

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

СТУДЕНЧЕСКИЙ ЧАПТЕР МЕЖДУНАРОДНОГО ОБЩЕСТВА
ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ



ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

*Труды XX Международного симпозиума
имени академика М.А. Усова студентов и молодых
учёных, посвященного 120-летию со дня основания
Томского политехнического университета*

Том II

Томск 2016

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

П78 **Проблемы геологии и освоения недр** : труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 1282 с.

ISBN 978-5-4387-0691-5 (т. 2)
ISBN 978-5-4387-0689-2

В сборнике отражены проблемы палеонтологии, стратиграфии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрологии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии, гидрогеохимии, инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, геотектонических систем в геологии, космогеологических исследований, разработки нефтяных и газовых месторождений, переработки углеводородного и минерального сырья, нефтегазопромыслового оборудования, бурения нефтяных и газовых скважин, техники и технологии разведки и добычи, транспорта и хранения нефти и газа, горного дела, технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, экономики минерального сырья и горного права.

Публикация сборника трудов XX Международного научного симпозиума осуществляется при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований РФ.

УДК 504(063)
ББК 20.1л0

Редакционная коллегия

Главный редактор – А.Ю. Дмитриев, директор ИПР

Ответственный редактор – Г.М. Иванова, доцент, к.г.-м.н.

Ответственные редакторы секций:

Секция 1 – С.В. Серяков, доцент, к.г.-м.н.

Секция 2 – И.В. Кучеренко, профессор, д.г.-м.н.

Секция 3 – Р.Ю. Гаврилов, доцент, к.г.-м.н.

Секция 4 – Н.М. Недоливко, доцент, к.г.-м.н.

Секция 5 – Ю.В. Колмаков, доцент, к.г.-м.н.

Секция 6 – В.К. Попов, профессор, д.г.-м.н.

Секция 7 – С.Л. Шварцев, профессор, д.г.-м.н.

Секция 8 – А.А. Поцелуев, профессор, д.г.-м.н.

Секция 9 – О.А. Пасько, профессор, д.с.-х.н.

Секция 10 – Е.Г. Языков, профессор, д.г.-м.н.

Секция 11 – О.С. Чернова, доцент, к.г.-м.н.

Секция 12 – В.И. Ерофеев, профессор, д.ф.-м.н.

Секция 12 (по дсекция 1) – Э.Д. Иванчина, профессор, д.т.н.

Секция 12 (по дсекция 2) – В.В. Коробочкин, профессор, д.т.н.

Секция 13 – В.И. Верещагин, профессор, д.т.н.

Секция 14 – А.Ю. Дмитриев, доцент, к.т.н.

Секция 15 – Е.Н. Пашков, доцент, к.т.н.

Секция 15 – Л.А. Саруев, профессор, д.т.н.

Секция 16 – А.В. Рудаченко, доцент, к.т.н.

Секция 17 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.

Секция 18 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.

Технический редактор – А.В. Епихин, старший преподаватель.

Технический редактор – О.Г. Токаренко, доцент, к.г.-м.н.

ISBN 978-5-4387-0691-5 (т. 2)
ISBN 978-5-4387-0689-2

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2016

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF THE RUSSIAN FEDERATION
NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
INSTITUTE OF NATURAL RESOURCES

SPE STUDENT CHAPTER



TOMSK
POLYTECHNIC
UNIVERSITY

PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

*Proceedings of the 20th International Scientific Symposium
of students, postgraduates and young scientists devoted to the
120th Anniversary of the founding of Tomsk Polytechnic University*

Part II

Tomsk 2016

UDC 504(063)
BBC 20.1.10
P78

Problems of Geology and Subsurface Development : Proceedings of the 20th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 120th Anniversary of the founding of Tomsk Polytechnic University. Part II / Tomsk Polytechnic University. – Tomsk : Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2016. – 1282 p.

ISBN 978-5-4387-0691-5 (p. 2)
ISBN 978-5-4387-0689-2

Problems of paleontology, stratigraphy, tectonics, historical and regional geology, mineralogy, geochemistry, petrology, lithology, mineral products, hydrogeology, hydrogeochemistry, engineering geology, geophysics, oil geology, hydrocarbon and minerals refining, oil and gas fields development, oil field equipment, well drilling, techniques and technology of oil and gas transportation and storage, mining, exploration technique, geoecology, environmental protection, complex mineral resource usage, land management, mineral economics and mining law were discussed.

Proceedings of the 20th International Scientific Symposium were published under the information support of Russian Agency of Education and under the support of Russian Foundation for Basic Research. Articles autographed by authors.

UDC 504(063)
BBC 20.1.10

Editor-in-chief – A. Yu. Dmitriev, director
Executive editor – G.M. Ivanova, Associate Professor
Panels' executive editors:
Panel 1 – S.V. Seryakov, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
Panel 2 – I.V. Kucherenko, Professor, Dsc (in Mineralogy)
Panel 3 – R.Yu. Gavrilov, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
Panel 4 – N.M. Nedolivko, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
Panel 5 – Yu.V. Kolmacov, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
Panel 6 – V.K. Popov, Professor, Dsc (in Mineralogy)
Panel 7 – S.L. Shvartzev, Professor, Dsc (in Mineralogy)
Panel 8 – A.A. Potseluev, Professor, Dsc (in Mineralogy)
Panel 9 – O.A. Pasko, Professor, Dsc (Agricultural Sciences)
Panel 10 – Ye.G. Yazikov, Professor, Dsc (in Mineralogy)
Panel 11 – O.S. Chernova, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
Panel 12 – V.I. Yerofeyev, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)
Panel 12 (1) – Ye.D. Ivanchina, Professor, Dsc (Engineering Sciences)
Panel 12(2) – V.V. Korobochkin, Professor, Dsc (Engineering Sciences)
Panel 13 – V.I. Vereshchagin, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)
Panel 14 – A. Yu. Dmitriyev, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)
Panel 15 – E.N. Pashkov, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)
Panel 15 – L.A. Saruyev, Professor, Dsc (Engineering Sciences)
Panel 16 – A.V. Rudachenko, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)
Panel 17 – G.Yu. Boyarko, Professor, Dsc (Economic Sciences)
Panel 18 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor, PhD (Philological Sciences)
Technical editor – O.G. Tokarenko, Associate Professor PhD (in Mineralogy)
Technical editor – A.V. Epikhin, Senior Teacher

ISBN 978-5-4387-0691-5 (p. 2)
ISBN 978-5-4387-0689-2

© FSAEI HE TPU, 2016

**ПРИВЕТСТВИЕ РЕКТОРА НАЦИОНАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ТОМСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА УЧАСТНИКАМ И ГОСТЯМ
XX МЕЖДУНАРОДНОГО НАУЧНОГО СИМПОЗИУМА СТУДЕНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ
ИМЕНИ АКАДЕМИКА М.А. УСОВА**

Дорогие друзья!

Нынешний, 20-й по счету, научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова, посвященный проблемам геологии и освоения недр, проводится в рамках празднования юбилея Томского политехнического университета – 120-летия со дня основания. Именно в нашем вузе в первые годы XX века начала формироваться знаменитая Сибирская горно-геологическая научная школа, у истоков которой стояли будущие академики АН СССР Владимир Афанасьевич Обручев и его ученик Михаил Антонович Усов. Большое видится на расстоянии. Сегодня особенно отчетливо видно, какую огромную работу проделали основоположники сибирской геологии по организации исследования недр Сибири, решению фундаментальных и прикладных вопросов геологической науки, созданию системы подготовки горных инженеров и геологов. Главное – была обеспечена преемственность поколений, необходимое условие развития любой научной школы, когда учителя сменяет ученик, который впоследствии сам становится учителем. Сегодня имена родоначальников сибирской геологии стоят в одном ряду с их последователями. И эта традиция продолжается. Профессора и преподаватели, выпускники, аспиранты и студенты Института природных ресурсов ТПУ в XXI веке продолжают начатое их великими предшественниками, заполняя новые страницы летописи свершений геологической школы Томского политехнического.

Практика регулярного проведения молодежных научных форумов, конференций, симпозиумов также является одной из традиций ТПУ. Ежегодно, начиная с 1972 года, на базе Томского политехнического университета проводились сначала Всесоюзная, затем Всероссийская научная студенческая геологическая конференция. С 1996 года проводится Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова. В нем каждый раз принимают участие до 1500 человек, представляющих не менее 40 различных регионов России, а также страны СНГ и дальнего зарубежья. Симпозиум является авторитетной площадкой, на которой для молодых исследователей в самых разных областях геологической науки всегда есть возможность поделиться результатами научной работы, заявить о себе, своих новых идеях и проектах, обменяться мнениями, установить полезные контакты.

Желаю участникам юбилейного симпозиума эффективной и плодотворной работы, интересных дискуссий, успехов и достижений, и, конечно, новых открытий!

Ректор Национального исследовательского Томского политехнического университета, профессор П.С. Чубик.

ПРЕДИСЛОВИЕ

4-8 апреля 2016 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся юбилейный Двадцатый Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 120-летию основания Томского политехнического университета.

Организация и проведение Двадцатого Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялась при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука), Фонда фундаментальных исследований и была поручена Институту природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета (ИПР ТПУ) как признание заслуг ИПР ТПУ, старейшего высшего технического учебного заведения в подготовке геологических кадров и высоких достижений в научных исследованиях. Институт природных ресурсов был основан в 1901 г. В.А. Обручевым – первым штатным геологом Сибири, впоследствии ставшим академиком АН СССР, Героем Социалистического Труда, первым в нашей стране лауреатом Ленинской премии.

ИПР (горное отделение ТТИ) является родоначальником геологического образования и геологической науки в азиатской части России. Созданная В.А. Обручевым и М. А. Усовым Сибирская горно-геологическая школа сыграла и сегодня продолжает играть важную роль в открытии, изучении и освоении минерально-сырьевых ресурсов не только Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока нашей страны, но и Средней Азии.

Среди выпускников Института – целая плеяда выдающихся ученых, инженеров и организаторов производства. Это М.А. Усов – ученик и первый аспирант В.А. Обручева, первый из числа выпускников института (ГРФ, НГФ, ИГНД, ИПР) – профессор и первый из сибиряков – академик, с именем которого связано становление горнодобывающей промышленности Сибири и первенца ее геологической службы – Сибгеолкома; академик К.И. Сатпаев – организатор и первый президент Академии наук Казахстана; профессор Н.Н. Урванцев, первооткрыватель уникального Норильского рудного региона, Заслуженный полярник СССР; профессор М.К. Коровин, первым указавшей на перспективы нефтегазоносности Западной Сибири и многие другие. Из почти 35 тысяч выпускников института (факультета) более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 1 – Лауреатом Нобелевской премии, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 260 – докторами и более 1650 – кандидатами наук. Из стен ИПР вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии Наук СССР (РАН), 5 Героев Социалистического Труда.

Сегодня Институт природных ресурсов ТПУ представляет собой крупный учебный (около 4500 студентов) и научный центр в области геологии, поисков, разведки и разработки разнообразных полезных ископаемых, в том числе геологии углеводородного сырья и его переработки, нефтегазодобычи, транспортировки и хранения нефти и газа. Он включает в себя 16 кафедр; аналитический центр; два Инновационных научно-образовательных Центра («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), 9 научно-производственных Центров и Инновационных научно-образовательных Центров, 24 научные лаборатории; 3 музея: минералогический, палеонтологический, кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова. В ИПР работают более 339 преподавателей, среди которых 7 – академики РАН, 28 академиков и членов-корреспондентов общественных академий, 63 доктора и 179 кандидатов наук. Институт ведет подготовку кандидатов и докторов наук по 33 специальностям.

С момента основания в ИПР (ГРФ, НГФ, ИГНД) ТПУ успешно осуществлялось единство научно-исследовательской работы по фундаментальным и прикладным наукам – высшего образования и производственной деятельности, создавались и развивались богатые традиции НИРС, бережно сохраняемые и развиваемые и по сей день.

Симпозиум работал по 18 секциям и Круглому столу: **1.** Палеонтология, стратиграфия и региональная геология. Геоинформационные системы в науках о Земле; **2.** Минералогия, геохимия и петрография; **3.** Месторождения полезных ископаемых. Современные технологии и методы поисков и разведки МПИ. Геоинформационные системы в геологии; **4.** Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья. Геоинформационные системы в геологии нефти и газа; **5.** Геофизические методы исследования Земли, поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Геоинформационные системы в геофизических исследованиях; **6.** Гидрогеология и инженерная геология. Геоинформационные системы в гидрогеологических исследованиях; **7.** Гидрогеохимия и гидрогеоэкология Земли. Геоинформационные системы в гидрогеоэкологии; **8.** Космогеологические исследования и дистанционные методы исследований в изучении и управлении природными ресурсами; **9.** Землеустройство. Наука и практика; **10.** Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии; **11.** Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений; **11** секция, подсекция 1 - Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности; **12.** Современные технологии подготовки освоения и переработка природных ресурсов; **12** секция, подсекция 1 – Переработка углеводородного сырья; **12** секция, подсекция 2 – Переработка минерального сырья; **13** Комплексное использование и переработка минерального сырья; **14.** Современные технологии и техника бурения скважин; **15.** Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых; **16.** Современные технологии и техника транспортировки и хранения нефти и газа; **17.** Экономика минерального и углеводородного сырья. Горное право; **18.** Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках); **Круглый стол:** «Наука. Образование. Молодежь. Проблемы. Перспективы».

Двадцатый Симпозиум проведен при информационной поддержке Министерства образования и науки, при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований. Заявки для участия в симпозиуме подали 1450 студентов и молодых ученых России, ближнего и дальнего зарубежья, которые представили 1188 докладов, из которых 263 доклада заявили иногородние участники.

Это представители дальнего зарубежья – 18 участников с 10 докладами из 9 ВУЗов, научных и производственных организаций 8 стран дальнего зарубежья. Страны СНГ представили 62 доклада 78 участников из 35 ВУЗов, научных и производственных организаций 16 городов. Россия была представлена 860 докладами 1350 участников, из них 263 иногородними участниками из 76 ВУЗов, научных и производственных организаций 50 городов. Томичи представили 802 доклада. С докладами на английском и немецком языках выступило 54 человека с 47 докладами.

Из 1188 докладов доклады студентов и магистрантов составили – 844, доклады аспирантов и молодых ученых – 243 и 4 – школьников.

Наибольшее число докладов было представлено на секциях: «Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии» – 128 докладов 152 авторов (председатель секции Язиков Е.Г., д.г.-м.н., профессор, заведующий кафедрой ГЭГХ ИПР ТПУ и сопредседатель секции Рихванов Л.П., д.г.-м.н., профессор кафедры ГЭГХ ИПР ТПУ); на секции «Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья» – 86 докладов 105 авторов (председатель секции – Недоликов Н.М., к.г.-м.н., доцент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ).

Дальнее зарубежье было представлено 10 докладами из 8 стран: Германии, США, Нидерландов, Мексики, Китая, Вьетнама, Индии, Камеруна.

Ближнее зарубежье (страны СНГ) представило 62 доклада из 7 стран: Белоруссии, Украины, Казахстана, Молдовы, Узбекистана, Киргизии, Таджикистана.

География участников симпозиума обширна. Участниками симпозиума представлены доклады из следующих университетов, академических и отраслевых институтов и производственных организаций: Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (г. Москва), Института проблем нефти и газа Российской академии наук (г. Москва), Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина (г. Москва), Центрального научно-исследовательского геологоразведочного института цветных и благородных металлов (г. Москва), Института нефтехимического синтеза Российской академии наук (г. Москва), Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова, Национального исследовательского технологического университета «МИСиС» (г. Москва), ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Москва), Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (г. Санкт-Петербург), Санкт-Петербургского государственного университета, Санкт-Петербургского национального исследовательского университета информационных технологий, механики и оптики, Автономного университета Пуэблы Бенемерита (г. Пуэбла, Мексика), Политехнический институт (г. Мехико, Мексика), Сайгонского государственного университета (г. Сайгон, Вьетнам), Технологического института (г. Карлсруэ, Германия), Общества разведки и локализации (г. Карлсруэ, Германия) Государственного университета Нью-Йорка (Фредония), Китайского геологического университета (г. Ухань), Ханойского университета науки и технологии (г. Ханой, Вьетнам), Технологического университета (г. Дельфт, Нидерланды), Таджикского национального университета (г. Душанбе, Таджикистан), Казахского национального исследовательского технического университета им. К.И. Сатпаева (г. Алматы, Казахстан), Восточно-Казахстанского государственного технического университета им. Д. Серикбаева (г. Усть-Каменогорск, Казахстан), Карагандинского государственного технического университета, (г. Караганда, Казахстан), Евразийского национального университета им. Л.Н. Гумилева (г. Астана, Казахстан), Казахского национального аграрного университета (г. Алматы, Казахстан), Института радиационной безопасности и экологии (г. Курчатова, Казахстан), Государственного университета им. Шакарима (г. Семей, Казахстан), Павлодарского государственного университета им. Торайгырова (г. Павлодар, Казахстан), Павлодарского государственного педагогического университета (г. Павлодар, Казахстан), Южно-Казахстанского государственного университета (г. Шымкент, Казахстан), Рудненского индустриального института (г. Рудный, Казахстан), НИИ радиационной медицины и экологии (г. Семей, Казахстан), ТОО «Корпорация Казахмыс» (г. Жезказган, Казахстан), Института геологии и геофизики (г. Баку, Азербайджан), Начхыванского отделения НАН Азербайджана (г. Начхыван, Азербайджан), Гомельского государственного университета им. Франциско Скорины (г. Гомель, Беларусь), Белорусской государственной сельскохозяйственной академии (г. Горки, Беларусь), Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого (г. Гомель, Беларусь), Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти «БелНИПИнефть» (г. Гомель, Белоруссия), Института природопользования НАН Беларуси (г. Минск, Беларусь), Донецкого национального технического университета (г. Донецк, Украина), Днепропетровского национального университета им. О. Гончара (г. Днепропетровск, Украина), Научно-исследовательского института минеральных ресурсов (г. Ташкент, Узбекистан), Национального университета Узбекистана им. Мирзо Улгбека (г. Ташкент, Узбекистан), Института гидрогеологии и инженерной геологии НАН (г. Ташкент, Узбекистан), Государственного комитета Республики Узбекистан по геологии и минеральным ресурсам (г. Ташкент, Узбекистан), Навоийского государственного горного института (г. Навои, Узбекистан), Института геологии и геофизики НАН Узбекистана (г. Ташкент, Узбекистан), Института геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений (г. Ташкент, Узбекистан), Института общей и неорганической химии АН РУз (г. Ташкент, Узбекистан), ГИ «Саноатгеоконттехназорат» (г. Ташкент, Узбекистан), Института геологии и сейсмологии Академии наук Молдовы (Кишинев), Дальневосточного федерального университета (г. Владивосток), Тихоокеанского океанологического института им. В.И. Ильичева ДВО РАН (г. Владивосток), Института геологии и природопользования ДВО РАН (г. Благовещенск), Дальневосточного государственного университета путей сообщения (г. Хабаровск), Института водных и экологических проблем ДВО РАН (г. Хабаровск), Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова (г. Якутск), Института мерзлотоведения им. П.И. Мельникова Сибирского

отделения Российской академии наук (г. Якутск), АО «Георегион» (Росгеология, г. Анадырь), Забайкальского государственного университета (г. Чита), ООО «Мангазeya Золото» (г. Чита), Бурятского государственного университета (г. Улан-Удэ), Иркутского национального исследовательского технического университета (г. Иркутск), Института Земной коры СО РАН (г. Иркутск), Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН (г. Иркутск), Сибирского федерального университета (г. Красноярск), ООО «Экосупервайзер» (г. Красноярск), ООО «ХАКАСТИСИЗ» (г. Абакан), Горно-Алтайского государственного университета (г. Горно-Алтайск), Кузбасского государственного технического университета (г. Кемерово), Федерального исследовательского центра угля и углехимии СО РАН (г. Кемерово), Сибирского государственного индустриального университета (г. Новокузнецк), Алтайского государственного университета (г. Барнаул), Новосибирского национального исследовательского государственного университета (г. Новосибирск), Новосибирского государственного технического университета (г. Новосибирск), Сибирского государственного университета геосистем и технологий (г. Новосибирск), Института горного дела СО РАН (г. Новосибирск), Института геологии нефти и газа СО РАН (г. Новосибирск), Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А.А. Трофимука (г. Новосибирск), Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН (г. Новосибирск), Института археологии и этнографии СО РАН (г. Новосибирск), ПАО «Сибнефтегаз» (г. Новый Уренгой), ОАО «Газпрононефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» (г. Ноябрьск), Омского государственного педагогического университета (г. Омск), Омского государственного технического университета (г. Омск), Омского государственного аграрного университета им. П.А. Столыпина (г. Омск), Югорского государственного университета (г. Ханты-Мансийск), Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Тюмень), Тюменского государственного университета (г. Тюмень), ООО «ТюменНИИгипрогаз» (г. Тюмень), Южно-Уральского государственного университета (г. Челябинск), Уральского государственного горного университета (г. Екатеринбург), Уральского государственного аграрного университета (г. Екатеринбург), Уральского государственного колледжа им. И.И. Ползунова (г. Екатеринбург), Уральского института ГПС МЧС России (г. Екатеринбург), Уральского научно-исследовательского и проектного института галургии, ОАО «Галургия» (г. Екатеринбург), Пермской государственной сельскохозяйственной академии им. академика Д.Н. Прянишникова (г. Пермь), Пермского государственного национального исследовательского университета (г. Пермь), Пермского национального исследовательского политехнического университета (г. Пермь), ООО «НПО «Омега» (г. Пермь), Башкирского государственного университета (г. Уфа), Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа), Ухтинского государственного технического университета (г. Ухта, Республика Коми), Института геологии Коми УрО РАН (г. Сыктывкар), Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти (г. Багульма), Казанского (Приволжского) Федерального университета (г. Казань), Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского НЦ РАН (г. Казань), Самарского государственного технического университета (г. Самара), Национального исследовательского Саратовского государственного университета им. М.Г. Чернышевского (г. Саратов), Северного (Арктического) федерального университета (г. Архангельск), Института геологии Карельского НЦ РАН (г. Петрозаводск), Южного федерального университета (г. Ростов-на-Дону), Гидрохимического института (г. Ростов-на-Дону), Южно-Российского государственного политехнического университета им. М.И. Платова (г. Новочеркасск), Кубанского государственного университета (г. Краснодар), ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» (г. Красноярск), Северо-Кавказского федерального университета (г. Ставрополь), Ставропольского государственного аграрного университета, Национального исследовательского Томского политехнического университета (г. Томск), Национального исследовательского Томского государственного университета, Томского государственного архитектурно-строительного университета (г. Томск), Института химии нефти СО РАН (г. Томск), Томского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа, ООО «НПО ЭГН – «Циклон» (г. Томск).

Работа симпозиума проходит в течение четырех дней одновременно по 18 секциям и «Круглому столу». Уникальность этого симпозиума состоит в том, что он проходил по всем фундаментальным научным направлениям геологического профиля, по методам поисков и разведки всех полезных ископаемых, технологии и техники разведки полезных ископаемых, разработки и добычи, в том числе углеводородного сырья, включая космогеологические исследования и геоинформационные системы в геологии, а также по экологическим проблемам и комплексному использованию минерального сырья, по землеустройству, природоресурсному праву и экономике минерального сырья. Участвовали в симпозиуме лучшие студенты и молодые научные кадры России и стран СНГ, а также представители Дальнего зарубежья. На симпозиуме в докладах освещались достижения научных исследований авторов с использованием новейших методов исследований и оригинальных методов интерпретаций; результаты конструкторских разработок и экспериментальных исследований; достижения с использованием новых компьютерных технологий в геологии, нефтегазодобычи и геоэкологии; аналитические обзоры теоретических и экспериментальных исследований по различным геологическим проблемам и охране окружающей среды.

Тематика докладов охватывает важнейшие проблемы и новейшие достижения стратиграфии, палеонтологии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрографии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии и инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений и переработки углеводородного и минерального сырья, геоинформационных систем в геологии, космогеологических исследований, нефтегазопромыслового оборудования, технике и технологии разведки месторождений твердых полезных ископаемых, добычи, транспорта и хранения нефти и газа, бурения скважин, горного дела, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и

инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, горного и природоресурсного права, а также проблемы экономики минерально-сырьевых комплексов России и стран СНГ. Для участников, делавших доклады на английском и немецком языках, работала специальная секция.

Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступают ведущие ученые, профессора, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 18 научных направлений секций. Доклады ученых опубликованы в данном сборнике.

Научный уровень докладов очень высок, некоторые из них отличаются новизной и оригинальностью идей, а ряд исследований представляет собой принципиально новые открытия. Доложенные результаты лучших научных работ молодых ученых чрезвычайно актуальны, отражают исследования как в области фундаментальных наук, так и экспериментальных исследований и имеют важное прикладное значение, и при дальнейшей научной разработке многие из них могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней, конструкторских разработок. Многие доклады являются частью хоздоговорных НИР, госбюджетных НИР, выполняемых по грантам, научным программам российского, регионального и областного уровней, результаты многих научных работ могут быть использованы на производстве. Результаты исследований по ряду представленных докладов имеют патенты и лицензии.

Авторы научных работ на XX Международном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» 2016 г. демонстрируют владение самыми современными методами научных исследований.

В рамках XX Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» будут проведены три выставки:

Выставка исторических материалов: «К 120-летию основания Томского политехнического университета».

Выставка «Научные достижения ученых и выпускников ИПР ТПУ по созданию минерально-сырьевой базы страны» (1901 – 2016 гг.).

Выставка исторических материалов «К 20-летию Международного симпозиума им. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» и 45-летию Усовских конференций».

Во время работы XX Международного симпозиума будет проведен конкурс лучших научных докладов. Лауреаты конкурса лучших докладов по всем 18 научным направлениям (секциям) традиционно награждаются дипломами и призами. Всем участникам симпозиума выдаются сертификаты. Награждение проводится в торжественной обстановке в Международном культурном центре ТПУ, организуется праздничный концерт.

Для участников симпозиума организуются экскурсии: в музей истории ТПУ, в минералогический и палеонтологический музеи, в научные и учебные лаборатории ТПУ, по городу Томску, в современное автоматизированное хранилище с лабораторно-аналитическим центром; в кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова, в Инновационный научно-образовательный Центр «Урановая геология», в Инновационный научно-образовательный Центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа, в Выставочный Центр современных научных достижений ТПУ.

В рамках XX Международного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» будет проведен отборочный тур федерального конкурса грантов «У.М.Н.И.К.» Фонда содействия развитию малых форм предприятия в научно-технической сфере в номинации «За научные результаты, обладающие новизной и среднесрочной перспективой (до 6-8 лет) их эффективной коммерциализации».

Конкурсные комиссии секций симпозиума рекомендуют лучшие доклады для публикации в журнале «Известия ТПУ» (журнале из перечня ВАК).

По итогам симпозиума лучшие 100 статей будут подготовлены и опубликованы в специальном выпуске журнала, индексируемом в базе SCOPUS «Науки о Земле и защита окружающей среды» (IOP Conference Series: Earth and Environmental Science). Материалы и итоги симпозиума размещены на сайте симпозиума: <http://usovma.tpu.ru>. Сайт симпозиума имеет англоязычную версию.

Доложенные материалы нередко несут новые научные идеи, отражают современное состояние российской и мировой науки и имеют большую практическую значимость. В частности, в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых и исследовании Земли использовались современные геоинформационные технологии с широким применением персональной компьютерной техники, а также новейшая компьютеризированная геофизическая аппаратура, в том числе непосредственно разработанная участниками симпозиума. На секции были предложены разработки программных комплексов для интерпретации спутниковых геофизических данных, а также возможности применения морской гравиметрии при изучении шельфовой зоны, научные разработки по совершенствованию методики геофизических исследований и интерпретации геофизических данных при поисках и разведки рудных и нефтегазовых месторождений как наземными, так и скважинными методами. В ряде работ молодых ученых были использованы также новейшие математические методы (МКЭ) для моделирования электромагнитных полей в обсаженных скважинах, атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно связанной плазмой, метод лазерного микроанализа и т.п. Тематика докладов в этом году весьма обширна. Прежде всего, в докладах рассматриваются результаты фундаментальных исследований – гипотезы об образовании магнитного поля Земли, расчеты напряженно-деформационного состояния земной коры, оценка влияния приливных сил на процессы подготовки землетрясений и др.

Работы прикладного характера можно разделить на пять направлений. Это работы посвященные: разработке новейших методов и технологий петрофизических и в целом геофизических исследований (например, применение беспилотных летающих аппаратов для аэромагнитной съемки); повышению точности расчетов и

разработке методик моделирования сейсмических сигналов; применению геотермических методов для выделения перспективных зон нефтегазоносности разрезов в различных районах; применению геофизических методов при решении геоэкологических задач; анализ данных геофизических исследований скважин и оценка перспектив нефтегазовых комплексов по геофизическим данным.

При минералогических, петрографических, литологических и металлогенических исследованиях использовались такие новейшие методы, как атомная абсорбция, нейтронная активация, эмиссионный спектральный анализ, микрозондовый анализ на микроанализаторе, исследования на импульсном оптическом спектрометре, получение ИК-спектров поглощения стекол в коротковолновой области, рентгеноструктурные исследования типохимизма минералов, атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой, инструментальный нейронно-активационный анализ, метод лазерного микроанализа, моделирование минералообразования по методикам М.Б. Букаты, изотропно-геохимические исследования, изучения обогатимости кварцитов посредством аэромеханической очистки с ультразвуковым воздействием, исследования на основе лазерной томографии, электронный, кристаллооптический, фотолюминесцентный анализы, метод осколочной f-радиографии, оригинальные методики расчета количества керогена типа-II по результатам ядерно-геохимической аналитики пород, методики выявления зон флюидомиграции с использованием литогеохимических и петрографических анализов пород, с использованием ГИС-технологий, методов физико-химического моделирования с использованием программного продукта «HydroGeo», сканирующие электронные микроскопы, микроанализаторы, методы изучения кристаллохимии минералов и хромофоров элементов в минералах с помощью метода адсорбционной оптической спектроскопии, ИК-спектроскопии, рентгенофлуоресцентный анализ, методы изучения минерального состава отдельных отходов с целью прогноза возможности их использования в целях переработки на извлечение минералов платиновой группы, метод криометрии для изучения солевого состава растворов газовой-жидких включений, Ag-метод для определения абсолютного возраста отложений и метод электронного парамагнитного резонанса для оценки структурной упорядоченности минералов, микротермометрический метод с использованием микрокриотермостика THMSG-600 (Linkam) для исследований флюидных включений, метод натяжного слайна в программном пакете ArcGis, геомикробиологические методы с дистанционными, структурно-геоморфологическими, структурно-гидрогеологическими методами, показана возможность использования инфракрасных спектров топаза для прогнозных целей, трехмерное моделирование, методы многомерной статистики, дешифрование космо- и аэрофотоснимков и др. При геохимических исследованиях широко применялись уникальные возможности исследовательского ядерного реактора Томского политехнического университета. В представленных докладах отражены новые методики оценки экологического состояния территорий и отражена возможность применения биогеохимии для оценки уровня техногенного загрязнения. Представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в базальтоидах, по которым была расшифрована геохимическая специализация и обстановки формирования пород, что позволяет применять эти данные при прогнозировании и поисках месторождений полезных ископаемых. В другой части докладов приведены технологии компьютерного моделирования месторождений урана и рудных тел. Впервые была предложена методика разделения существенно радиевых и существенно урановых ореолов внутри одного рудного тела. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по постановке поисково-прогнозных работ и рационально использовать природные ресурсы. Авторами разработаны новые методики оценки перспективных рудных полей на обнаружение месторождений урана, золота, железа, а также кварцевого сырья. В представленных докладах получены новые данные относительно минералогии уранового месторождения «Инкай», проведено фашиально-е расчленение Бакчарского железорудного месторождения. Авторами даны новые данные по химическому составу гранатов, биотитов, турмалинов из гранитов и пегматитов, перспективных на промышленную редкометалльную минерализацию. В части докладов освещены термобарогеохимические условия образования месторождений. Атомно-абсорбционный метод, позволяющий определить около 70 химических элементов. Рентген-флуоресцентный метод, применяемый для исследования химического состава минералов. Сканирующая электронная микроскопия, позволяющая получить изображение поверхности исследуемого объекта с разрешением около 30 нанометров, а также количественный химический состав исследуемого вещества. Широко используется поляризационные микроскопы с подключенной термокамерой, которые позволяют определить основные характеристики флюидных включений и генетические условия образования минералов. Метод инфракрасной спектроскопии, позволяющий изучить молекулярные спектры поглощения, испускания и отражения, а также по характеристическому спектру определять минерал. В докладах Н.Р. Джумаян и О.А. Ивановой, А.М. Логвиновой представлены новые данные о типоморфных особенностях минералов-индикаторов кимберлитов Якутии и Канады. Доклад А.С. Капанова, М.И. Джумашев представляет исследования по изучению патогенных биоминеральных образований в организме человека. Доклад Д.А. Черданцевой и М.В. Юрковой предлагает с помощью палеомагнитного метода ориентировки ядра, основанного на явлениях остаточной намагниченности в породах различного генезиса, решать актуальные задачи выявления неоднородностей коллекторов и учитывать их влияние при разработке месторождений. Интересны и другие доклады. В другой части докладов приведены способы дегазации метана в угольных шахтах, что снижает возможность риска аварийных ситуаций в шахтах Кузбасса. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значительным количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа.

Широко используются новейшие современные методики. Доклады выполнены на высоком современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области

поисковой геологии, геохимии, минералогии и геоинформационных систем. В представленных докладах отражены разработанные авторами новые методики оценки перспективности рудных полей на обнаружение месторождений урана, золота, железа, а также, кварцевого сырья. Получены новые данные относительно минералогии благороднометалльных, редкометалльных, урановых, железорудных, каменноугольных и других месторождений полезных ископаемых. В другой части докладов приведены особенности рудоносности Алтая, Дальнего Востока, Чукотки, Красноярского края. В докладе Р.А. Леденгского представлены данные по выявлению и анализу закономерностей, возможностей и перспектив использования методов гамма спектрометрии для выделения слабомагнитных алмазоносных кимберлитов. Д.К. Макат, Д.К. Макатов и Т.А. Телеутай представляют новую информацию о крупном месторождении медно-порфиrowого типа «Нурказган», выявленном на территории Центрального Казахстана в последние годы. Доклад В.И. Наидко позволяет оценить перспективность источников германиевого сырья Каской впадины Красноярского края. Все вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рациональному использованию природных ресурсов. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа: рентген-флуоресцентный, электронная микроскопия, трехмерное моделирование, методы многомерной и математическая статистики и др.

Доклады, представленные на конференции, отличались достаточно высоким научным уровнем. В основу большинства докладов были положены данные собственных исследований авторов по научным темам, актуальность которых была несомненна. В докладах рассматривались научные и практические проблемы в области гидрогеохимии, формирования химического состава, комплексного использования и охраны водных ресурсов, мониторинга водных объектов и систем водоснабжения, моделирования процессов в компонентах природы, расчету деформаций русел рек и др. Многие доклады были посвящены оценке экологического состояния водных объектов в различных условиях антропогенной нагрузки. Интересны были доклады, рассматривающие условия формирования химического состава и гидрологического режима водных объектов различных ландшафтов, а также территорий разной степени преобразованности за счет антропогенного воздействия. Наиболее интересными являются темы исследования, касающиеся вопросов формирования химического состава углекислых вод Тувы, моделирования восстановительных условий формирования в озере Поянху, исследования химического состава подземных вод Вьетнама, поступления загрязняющих веществ в водные объекты с водосборной площади, формирования гидрогеохимических аномалий в составе подземных вод под влиянием сейсмичности на территории восточной Камчатки, торфообразования и др. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа. Многие доклады отличались хорошей проработкой материала.

Научный и практический интерес представляют материалы секции 6 «Гидрогеология и инженерная геология. Геоинформационные системы в гидрогеологических исследованиях». Они посвящены актуальным проблемам экологизации и территориальному планированию водопользования, природообустройства и землеустройства. В настоящее время возрастают объемы и виды гидрогеологических и инженерно-геологических изысканий, исходя из ландшафтно-климатических условий и развития отраслей экономики России, на территориях с распространением многолетнемерзлых пород (ММП). В этой связи большая часть исследований ММП посвящена формированию естественных ресурсов подземных вод (ассистент В.В. Гребнев), утилизации дренажных вод, в частности карьера кимберлитовой трубки «Нюрбинская» (студент А.А. Баранова), анализу опасных инженерно-геологических процессов и их развитию при проектировании и эксплуатации линейных сооружений (аспиранты А.В. Ермолаева, Д.В. Пургина, Н.В. Торговкин и др.), исследованию деформационных свойств ММП при испытаниях сваями (студенты В.Н. Волкова, А.Г. Мошкина). Seriously обсуждены техногенно-природные факторы развития геодинамических явлений и процессов на урбанизированных территориях России: Томской области (студенты К.М. Ломакина, С.А. Дмитриева, И.Н. Алимova, В.В. Малыгина, Ю.А. Деева), центральной части Волго-Ахтубинской плиты (инженер-исследователь А.В. Белогородов), территории Красноярского края (студент О.Э. Горбенко), горного обрамления Тунжинской впадины (студенты И.А. Денисенко, А.Н. Горбунов), на лавиноопасных участках трассы БАМ (аспирант Д.В. Пургина), оползневые процессы на территории Кыргызской республики (студент К.Р. Русланова) и методы предотвращения карста на территории г. Уфы (студенты А.И. Фазлыева, А.С. Патрук). Научно-практический интерес представляют результаты научных исследований, связанных с различными аспектами водопользования, проектирования и эксплуатации водохозяйственных систем. асс. Тюменского ГНУ Ю.В. Беспалова оценила естественную защищенность бассейна стока подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна, студенты В.В. Вербовская, О.В. Омельченко проанализировали гидродинамические особенности зоны гипергенеза южного Предуралья, аспирант А.Г. Гридасов схематизировал гидродинамические условия месторождений угля Кузбасса, маг. М.С. Воротынцев, инженер К.К. Кузеванов подсчитали эксплуатационные запасы месторождения подземных вод. В докладе аспиранта Е.Г. Прянишникова представлен инженерно-геологический прогноз условий разработки открытым способом Айнского золоторудного месторождения и оценена устойчивость бортов карьера. Аспирант Л.Ф. Януко (Академия наук Молдовы) обосновал методические аспекты расчета инфильтрационного питания грунтовых вод. Участники конференции представили разнообразные творческие схемы моделирования гидрогеологических и инженерно-геологических условий (докладчики К.А. Самойлич, А.О. Станчев, Днепропетровский университет, Украина), студент М.С. Микитенко (ТПУ), студент М.С. Зарубов, А.Е. Поскотинов (ТПУ), инженер А.А. Жошкин (г. Красноярск), аспирант Е.В. Дробинина (Пермский ГНИУ). Традиционно представлены доклады по гидрогеохимии месторождений углей и углеводородов. В докладе студента М.В. Мерзляковой (ТПУ) рассмотрены теоретические аспекты формирования вертикальной гидрогеохимической зональности Советского нефтяного месторождения Томской области. Аспирант Е.В. Радюк

представила гидрогеологические последствия катагенеза угленосных отложений Кузбасса. Особо необходимо отметить серию докладов, посвященных исследованию физико-механических, деформационных и фильтрационно-емкостных свойств пород и их нормированию для разнообразных целей в различных научно-производственных организациях: - ТПУ – доклад студента Е.С. Василенко, студентов В.Н. Волкова и А.Г. Мошкина, студента А.С. Ефстифеева, студентов А.В. Огаркова и Ф.А. Гришаева, студента А.П. Хорошко; Кубанский ГУ – студента О.В. Волобуева; Пермский ГНИУ – студентов И.А. Зверева и Д.С. Лобова; Карагандинский ГГУ (Казахстан) – магистрантов А.Ж. Ахметова и А.А. Жакулина, доцента Р.Н. Елиусизова. Заслуживают внимания доклады, в которых исследованы и предложены конкретные мероприятия по управлению водопользованием на урбанизированных территориях (ст. Ю.Ю. Надеждина) и на полуострове Крым (студенты Е.А. Ворожейкина и В.В. Дребот), по экологизации кадастровой оценки водосборных территорий (магистрант Л.Н. Чилингер), а также предложены схемы эффективной утилизации железосодержащих осадков, образующихся на станциях водоподготовки (студент А.В. Карманова). Не обойдена вниманием и сейсмическая активность территории Сибири и Дальнего Востока, которая рассмотрена на примере южного Приангарья по результатам исследования объемной активности радона в подземных водах – доклад аспиранта А.К. Семинского (СО РАН, г. Иркутск). В докладе магистранта К.О. Шилова (ТПУ) оценена радоноопасность некоторых территорий застройки в Чешской республике и России. Полученные детальные данные о содержании таких классов соединений как сесквитерпены и стероиды для торфов Западной Сибири получены впервые. Было выявлено, что рН среды торфа снижается по мере отложения залежи древесно-травяного торфа и возрастает для осокового торфа, что оказывает существенное влияние на трансформацию органического вещества торфяной залежи. Интересны и другие доклады.

Традиционно большое количество докладов на секции 7 «Гидрогеохимия и гидрогеоэкология Земли...» было посвящено исследованию химического состава вод различных регионов не только России, но и зарубежных стран, а также оценке экологического состояния водных объектов. Также были представлены доклады по анализу качества питьевых вод, используемых в Сибирском регионе, и исследованиям распространённости и формам миграции химических элементов. Значительное количество докладов секции «Гидрог...» было посвящено изучению различных аспектов функционирования и формирования гидротермальных систем. В докладе Малышевой К.С. приведены результаты физико-химического моделирования процессов взаимодействия вод с горными породами в гидротермальных системах с использованием программного продукта Селектор. Доклад магистрантки Зиппа Е.В. посвящен исследованию химического состава углекислых и азотных терм провинции Цзянси (Китай), где автором показана зависимость поведения химических элементов от параметров геохимической среды и температуры, на основе чего сделаны выводы об источниках поступления основных ионов в рассматриваемые воды. Анализ формирования температурного режима гидротермальных систем приведен в докладе Шестаковой А.В. Объектами исследования в докладах секции были природные воды, сточные воды, грунты, а также торфяные залежи. Так, исследования залежей торфа, приуроченных к различным природным зонам, выполненные Дучко М.А., позволили установить, что на набор и содержание органических соединений в торфах оказывает влияние не только ботанический состав образца торфа и степень его разложения, но и, видимо, весь видовой состав растительного сообщества, отложившего торфа на данной глубине залежи, а также миграция органических веществ, вызванная горизонтальной и вертикальной фильтрацией болотных вод.

При исследованиях в области геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений широко использовались методы компьютерного моделирования геологического строения и процессов разработки нефтяных месторождений с помощью программы Eclipse Шлюмберге и других современных программных средств (для построения трехмерной модели месторождений, для оценки запасов нефти, для установления положения водонефтяного контакта, для статистического анализа данных и т.д.), в том числе новейшее программное обеспечение CENEX, W-Seis, GeoSeism, SURFER и GridMaster, позволяющие реконструировать тектоническое строение малоизученных территорий, также использовались космоснимки при прогнозировании ловушек нефти структурного типа. При изучении химического состава нефти и органического вещества нефтематеринских пород использованы хроматография и хромато-масс-спектрометрия, атомно-адсорбционный анализ, газовая хроматография, рентгеноструктурный анализ, электронная микроскопия, люминесцентная микроскопия, ртутная порометрия и др. В исследованиях молодых ученых и студентов широко используются информационные технологии и статистические модели поведения коллекторов нефтяных и газовых месторождений, термобарический и геохимический методы реконструкции палеогидрогеохимических условий развития осадочных отложений, методы термостимулированной люминесценции грунтов при поисках месторождений нефти и газа, компьютерное моделирование залежей углеводородов с использованием трехмерных моделей, зарубежные и отечественные программные комплексы по моделированию истории формирования современных структур и прогноза нефтегазоносности месторождений углеводородов. В представленных молодыми учеными и студентами докладах рассмотрены вопросы геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской, Днепровско-Припятской, Прикаспийской, Волго-Уральской, акватории северных морей и других нефтегазоносных провинций. Авторами проведена оценка перспектив нефтегазоносности новых территорий – востока Томской области, акваторий северных морей, в том числе Арктического шельфа (Баренцева моря, Карского моря и моря Лаптевых) и глубокопогруженных горизонтов Западной Сибири.

Среди молодых ученых следует отметить интересный доклад «Природа нефтей Лугинецкого месторождения на основании геохимических данных» Бахтиной Е.С., м.н.с. Томского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа. В нем изложены новые материалы, свидетельствующие о том, что нефть и газ в залежах Лугинецкого месторождения имеют различную природу, а поступление углеводородных флюидов осуществлялось как в результате вертикальной, так и латеральной (из

впадин, примыкающих к Лугинецкой площади) миграции. Интересным по содержанию был также доклад «О новой классификации запасов нефти в России и ее интеграции с мировыми аналогами» А.Ф. Сафарова, м.н.с. Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти (г. Бугульма). Он обосновал необходимость введения новой классификации, близкой к западным аналогам, и на примере подсчета запасов по новым требованиям на условном месторождении «Х» попытался выявить недостатки и достоинства новой классификации, в результате чего пришел к выводу, что «первостепенная задача смены классификации запасов состоит не в формальной смене категорий, а в принятии новой парадигмы отношения к запасам – как к величине, отражающей реальное национальное богатство страны». Среди докладов аспирантов познавателен доклад А.А. Штырляевой, аспиранта Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (г. Санкт-Петербург) «Исследование литологических типов коллекторов пласта Ю₁ средней части Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна методом компьютерной микротомографии». Автором на основе генетического подхода выделены и охарактеризованы структурно-генетические типы коллекторов, по результатам томографии установлено, что фациальные условия формирования отложений в значительной степени определяют их фильтрационно-емкостные свойства. Среди работ студентов следует отметить доклад А.В. Янышевского, студента Национального исследовательского Томского политехнического университета «Влияние пиритизации на параметры ГИС в юрских коллекторах нефтяных месторождений юго-востока Западной Сибири». Автором показано, что определения нефтенасыщения низкомоных коллекторов, содержащих электропроводящие минералы, по всем видам каротажа сопротивления не всегда являются достоверными. В связи с этим необходимо рассмотреть возможность применения гамма-гамма каротажа по плотности, учитывающего наличие электропроводящих минералов и позволяющее выявить интервалы нефтенасыщения при низких значениях удельного сопротивления. Интересен также доклад П.А. Горбунова, магистранта Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Тюмень, «Методика прогноза пластовых давлений в отложениях основных нефтегазосных комплексов северной части Западной Сибири», который предложил методику, на основе которой выявил закономерности изменения гидростатических и аномально высоких пластовых давлений и показал, что учет этих закономерностей позволит проводить обоснование параметров буровых растворов, обеспечивающих вскрытие продуктивных пластов на равновесии при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах территории ЯНАО.

По научному направлению региональной геологии, палеонтологии и стратиграфии авторами продемонстрированы новейшие компьютерные технологии и, в частности, ГИС-технологии, в том числе новейшие программы, позволяющие обрабатывать аэрофото- и космоснимки с последующим прогнозом. При исследованиях использованы кластерный метод, палеонтологические, математические, а также классические методы исследований, методы электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР), нейтронно-активационный анализ, метод люминесцентной микроскопии для изучения органического вещества, анализ аэрофотоснимков и космоснимков. В палеонтологических исследованиях было показано применение универсального принципа симметрии Пьера-Кюри для характеристики форм и условий обитания отряда фузулинид и т.д. В работах использованы новейшие методы исследования веществ пород на современной инструментальной базе СО РАН и Мюнстерского университета, определения абсолютного возраста пород, палеонтологических реконструкций при прогнозировании месторождений и т.д. В связи с тем, что многие озера находятся под угрозой исчезновения и глобального климатического изменения, а целые народы испытывают засуху, современные исследования озер весьма актуальны. В докладе студента Гусева (г. Новосибирск), «Промежуточные озера водосборного бассейна озера Чаны» - В.А. Гусев (студент), С. В. Жилич, научный руководитель д.г.-м.н. Кривоногов С.К. Новосибирский государственный университет и Институт археологии и этнографии СО РАН (г. Новосибирск, Россия) рассматриваются проблемы одного из самых больших озер Сибири (оз. Чаны). Проведены самые современные измерения с использованием GPS-навигации, что позволило дешифрировать контуры берегов. Проведено радиоуглеродное датирование осадков озера, дана динамика его изменения в будущем, проведено геолого-геоморфологическое исследование других 19 котловин. Подробно расшифрована история жизни озера в голоцене за последние 8 тыс лет., восстановлена история похолодания в голоцене (грант РФФИ № 15-05-00678). В аналогичном докладе этой же научной группы «Климатостратиграфия позднего голоцена на юго-востоке Западной Сибири по материалам микропалеонтологического изучения озерных отложений» молодого ученого С.В. Жилича (научный руководитель - С.К. Кривоногов) эти же проблемы рассматриваются на основе комплекса методов микропалеонтологии (палинологический, хириномидный, остракодный, диатомовый и др.). Исследование отличается высоким уровнем применяемых методов и детальной реконструкцией климата голоцена Западной Сибири. Оба исследования выполнены на высоком научном уровне.

Уникальные исследования работ с остатками крупных млекопитающих регулярно проводятся в Северной Якутии. В многолетней мерзлоте Якутии сохраняются не только скелеты и кости млекопитающих ледникового периода, но и их замороженные трупы, представляющие особую научную и музейную ценность, где находки ведутся уже десятки лет в составе международных групп ученых из России, Бельгии и Южной Кореи. В докладе «Находки плейстоценовых псовых в многолетней мерзлоте Якутии» (авторы Молодые ученые К.Е. Протодьяконов, С.Е. Фёдоров, А.И. Дмитриев, Научный руководитель: С.Е. Фёдоров из Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова, г. Якутск) обсуждаются и рассматриваются новые находки млекопитающих найденных в 2011-2015 гг. В исследовании применяются самые новейшие методы исследования: радиоуглеродная датировка, проведенная в Университете Гронинген (Нидерланды), биостратиграфические, тафономические, почвенные и археологические исследования, с отбором проб на радиоуглеродный, споро-пыльцевой и общехимический анализы. Найдены впервые в мире ископаемые псовых плейстоценового возраста с сохранившимися тканями, внутренними органами и, возможно, одной из первых

одомашненных собак в Сибирской Арктике. Результаты проведенных комплексных исследований являются несомненным вкладом в мировую палеонтологическую науку. В докладе студента ТПУ Стержановой У.А. «Палеогеографические и литолого-фациальные условия формирования средне-верхнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири (Томская область)» (научные руководители - доценты М.И. Шамина, И.В. Рычкова) проведено комплексное исследование палеогеографических реконструкций и успешного прогнозирования природных коллекторов нефти и газа на основе изучения керна с использованием биостратиграфического, литолого-петрографического, геохимического, люминесцентно-микроскопического и рентгеноструктурного методов, а также интерпретация материалов геофизических исследований Средне-верхнеюрские отложения юго-востока Западной Сибири, которые являются перспективными для обнаружения месторождений нефти и газа на площадях Снежная и Майская. Выявлены породы разного фациального генезиса: прибрежно-морских (алевролиты, алевро-песчаники), озерно-болотных (алевро-аргиллиты, аргиллиты), озерно-аллювиальных (алевро-песчаники, песчаники) и русловых фаций (песчаники). Дан прогноз развития коллекторов этого района. Студенты, работающие в группе доцента ТГУ С.В. Лещинского, выполнили ряд интересных докладов посвященных новым палеонтологическим находкам Сибири. В докладах представлены новые находки и тафономия таких животных как мамонт, шерстистый носорог, бизон, лошадь, олень, лось и др. Это следующие работы: «Особенности и тафономический анализ фауны местонахождения Нововодобровское (предварительные результаты работ 2015 г.)» (студенты Д.В. Туманцева, Е.Ю. Самойлова), «Особенности геологического строения и условий формирования местонахождения мамонтовой фауны Нововодобровское» (студент А.С. Семиряков), «Тафономический и морфологический анализы остатков лошадей местонаждений Нововодобровское и Волчья грива (предварительные результаты работ 2015 г.)» (студент Н.Я. Федяев). Данные работы проводятся ежегодно и постоянно пополняются новыми находками и данными по тафonomии крупной фауны млекопитающих четвертичного периода. Все работы выполнены на средства гранта (8.1.22.2015; 8.1.13.2015 С) Программы «Научный фонд им. Д.И. Менделеева Томского государственного университета» в 2015 – 2016 гг. Интересны и другие доклады по данному научному направлению секции I.

В секции «Космогеологические исследования и дистанционные методы исследований в изучении и управлении природными ресурсами» представлены доклады актуально ориентированные на решения научных и практических проблем в области геологии, геохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды с использованием современных методов анализа данных дистанционного зондирования Земли. Дистанционные технологии получили в последние десятилетия бурное развитие в решении широкого круга задач, связанных с исследованием окружающей среды, природных ресурсов, мониторингом процессов природного и антропогенного характера. Материалы космических съемок позволяют получить в ряде случаев принципиально новую информацию, имеющую как фундаментальное значение для наук о Земле, так и очевидную практическую значимость. В представленных на секцию докладах обсуждаются вопросы использования и комплексирования материалов мультиспектральных и радарных космических съемок, картирования в целях решения геологических, геоэкологических, землеустроительных задач и вопросов проектирования застройки новых территорий. Ряд докладов посвящен мониторингу загрязнения и геодинамическим процессам в районах нефтегазодобычи и разработки месторождений твердых полезных ископаемых. Авторы для решения задач в процессе исследования использовали современные методы: статистический анализ напряженного состояния горных массивов, линейный анализ, методы улучшения, классификации и предискретизации растровых изображений. Работу секции, как правило, открывает профессор ИПР ТПУ А.А. Поцелуев, и доценты Ю.С. Ананьев, В.Г. Жидков интересным докладом «Дистанционные технологии геологических исследований и управления природными ресурсами». Актуально и интересно сообщение студента А.Д. Аненко и магистранта Ж.Е. Мусагалиева «Технология обработки радарных космических снимков SMALLBASELINES в модуле SARSCAPE (Карагандинский государственный технический университет и Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева, г. Астана, Казахстан), интересен также доклад студентов Д.И. Гуляева и А.А. Модорова «Возможность дешифрования элементов ротационной динамики на многозональных космических снимках Земли» (Горно-Алтайский государственный университет, г. Горно-Алтайск), а также доклады студентов ТПУ Е.А. Мельниковича, Р.М. Мигранова, В.В. Киналь «Космические методы в океанологии». Интересны и другие работы по этому направлению.

В секции «Землеустройство. Наука и практика» доклады выполнены студентами и молодыми учеными на высоком современном уровне. Актуальность их состоит в решении научных и практических проблем в области землеустройства, геодезии, картографии, геоэкологии, рационального использования и охраны земельных ресурсов. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Они отражают результаты оценки состояния земельных ресурсов на основе изучения природных сред и предложены рекомендации по природоохранным мероприятиям. Значительная часть докладов посвящена проведению землеустроительных работ в пределах урбанизированных территорий, в районах добычи полезных ископаемых, при создании особых экономических зон развития туризма. Часть докладов посвящена становлению земельно-имущественных отношений и их значению при ведении землеустроительных работ. Достоверность полученных результатов основана на использовании информации, представленной государственными структурами и на применении современных методов анализа, современного оборудования и методов математической обработки.

На секцию «Землеустройство. Наука и практика» были представлены доклады из 7 стран: США (Государственный университет Нью-Йорка (Фредония)); Франции (Парижский университет); Нидерландов (Дельфтский университет); Ирака (Иракский университет); Казахстана (Казахский Национальный аграрный университет (г. Алматы)); Беларуси (Институт природопользования Национальной академии наук Беларуси (г. Минск) и Белорусская государственная сельскохозяйственная академия (г. Горки)).

Представленные доклады выявили общие проблемы в землеустройстве России, стран Европы, Америки и Азии. Отчетливо проявилась международная тенденция к рациональному использованию земельных ресурсов, особенно отличающихся высоким плодородием. Голландские ученые при этом были ориентированы на выполнение Парижских соглашений в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата; российские, казахские, иракские – на сохранение и восстановление земель сельскохозяйственного назначения. Кстати, А. Алшаиби, студент кафедры вычислительной техники Института кибернетики ТПУ, не только описал динамику изменения их площадей, но и выделил основные причины. Если зарастание, деградация, перевод земель из одной категории в другую и в России, и в Ираке совпали, то такой фактор, как военное положение, применение мелиорации в засушливый период проявил региональную специфику.

Для мониторинга земель американские студенты широко используют ГИС-технологии (доклад проф. Э. Дикин). Студенты Гапонов Е., Макарцова Е., Янкович К., аспирант Н. Ушакова также с помощью ГИС-технологий и космоснимков смогли решить актуальные научно-практические задачи, такие, как установление времени образования снежных отвалов, получение информации об изменении их площади, температурного режима, анализ данных инвентаризации земель лесного фонда и т.д. Из интересных практических работ следует выделить создание программного приложения для работы специалиста в полевых условиях И. Ванюшина, студента Института кибернетики ТПУ, созданное в рамках выполнения госконтракта с сотрудниками ИПР и интерактивную карту зон отдыха Томского района студентов ИПР ТПУ Д. Польшкой и Ю. Югиной.

Основная часть представленных на секции докладов характеризовалась анализом правовых аспектов землеустройства на местных материалах, вопросами трансформации землепользований, территориального планирования и прогнозирования, а также – землеустройства загрязненных территорий.

В области проблем разработки нефтяных и газовых месторождений использованы методы повышения эффективности работ. В частности, использованы новейшие современные информационные технологии, вычислительные алгоритмы, математические модели и программные средства для трехмерного гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений ECLIPSE 100, GeoQuest, Petrel, Temp Test, MS Office, Pipe-Sim; математические модели для описания процесса теплообмена в скважине между трехфазным флюидом и погружным оборудованием. Авторами применен новый метод обезвоживания нефти, основанный на использовании электрического поля в технологических установках подготовки нефти, а также оригинальный способ решения проблем замерзания перепускных клапанов при механизированных способах эксплуатации нефтяных скважин. Использован оригинальный способ и технические устройства высокообводненных скважин, оригинальный метод фотонной корреляционной спектроскопии в исследовании дисперсных систем, применен вибрационный метод для измерения свойств нефтяных систем в области водонефтяного контакта, метод спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа, волоконно-оптического геотехнического мониторинга и др. Молодыми учеными использованы современные методы математического моделирования процессов движения жидкости и газа в пласте, проведено решение теоретических задач по оптимизации процессов фильтрации и повышению точности гидродинамических исследований скважин, также использованы современные информационные технологии, вычислительные алгоритмы, математические модели и программные средства для трехмерного гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений (Eclipse 100t, GeoQuest, Petrel, Tempes). Кроме того, участником симпозиума предложена механистическая модель лифта скважины при моделировании совместной разработки газовой шапки и оторочки высоковязкой нефти; оригинальная методика определения стратегии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, интегрированная с анализом рисков и неопределенностей; оригинальные экспериментальные исследования процессов вытеснения нефти различными композициями из реальных образцов керна. В работах использовано математическое и физическое моделирование процессов нефтеизвлечения, проведены натурные эксперименты и испытания новых устройств и технологий на действующих месторождениях. Молодыми учеными предложены разработки новых оригинальных программ для решения конкретных задач по интенсификации добычи углеводородов и производительности скважин на нефтяных месторождениях на поздних стадиях разработки и при наличии осложнений, вызванных асфальтосмолопарафиновыми отложениями. В частности, рассмотрено осложняющее добычу нефти тепловое взаимодействие скважинной продукции и узлов установки электроцентробежного насоса, приводящее к преждевременному выходу из строя погружного оборудования и кабельных линий. Построена физическая и математическая модель вынужденного конвективного теплообмена между трехфазным потоком флюида и погружным электродвигателем при различных свойствах флюида (плотности, вязкости, газонасыщенности, обводненности) и параметрах погружного оборудования (габаритных размеров двигателя, мощности, диаметра эксплуатационной колонны и др.). Актуальность данной проблемы обусловлена часто встречающимся отказом двигателя и кабельных линий по причине недостаточного охлаждения. Кроме того, экспериментальными и теоретическими исследованиями молодых ученых установлено, что образование дисперсных систем (эмульсий) внутри пласта может благоприятно сказываться на подвижности исходной нефти, тем самым, увеличивая ее дебит. Проведены исследования процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий. В качестве объекта исследования выбрана высоковязкая нефть Усинского месторождения. Данная нефть содержит высокий процент смол и асфальтенов (природных эмульгаторов), что позволяет получать устойчивые во времени эмульсии. Молодыми учеными использованы новые методы экспериментальных исследований процессов отложения неорганических солей и подбора ингибиторов для борьбы с этим явлением, а также оригинальные способы и техническое устройство для получения оперативной информации о технологических параметрах нефтедобывающих скважин. Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий: 1) увеличение

нефтеотдачи пластов и производительности скважин путем создания радиальных каналов методом глубокой гидроразрывной перфорации горных пород в сочетании с кислотным гидроразрывом пластов; 2) проблемы адаптации гидродинамических моделей к реальным характеристикам конкретных залежей и месторождений; 3) новые технологии и технические решения по совершенствованию скважинной добычи нефти (зарезка боковых стволов, управляемое бурение горизонтальных скважин, совместная разработка двух объектов и др.); 4) проблемы повышения успешности и прогнозирования эффективности проведения гидроразрыва пласта; 5) вопросы конверсии попутных нефтяных газов в высокооктановые бензины на цеолитных нанокompозитных катализаторах; 6) влияние ультрафиолетового облучения цеолитных нанокompозитных катализаторов на выход и селективность образования жидких углеводородов.

В одном из лучших докладов по данному направлению Нурмакина А.В., сотрудника Тюменского государственного нефтегазового университета: «Повышение эффективности исследований газовых скважин на поздней стадии разработки» отмечено, что на месторождениях, находящихся на стадии падающей добычи часто приходится сталкиваться с проблемами эксплуатации скважин, обусловленными их обводнением и разрушением призабойной зоны. Автор отмечает, что в период падающей добычи на качество газодинамических исследований влияет ряд факторов. К ним относятся: наличие большого количества жидкости поступающей вместе с продукцией, ухудшение состояния забоя скважины, увеличение депрессии, падение пластового давления, наличие механических примесей в составе продукции, значительные гидродинамические потери. В связи с этим необходимы методы для предотвращения столь негативных фактов. Интересны и многие другие доклады.

В области исследования бурения скважин применялся весь арсенал современных методов: тонкие физические измерения (электромагнитная эмиссия, дозированное радиационное облучение), современные математические методы обработки анализов на ЭВМ, выявлена новая возможность применения высокомолекулярного поливинилпирролидона в качестве добавок в тампонажные растворы, имеющих повышенную прочность почти в 2 раза и равные адгезийные свойства, измерение термо-ЭДС в твердосплавном породоразрушающем инструменте, определение микротвердости с использованием современных компьютерных микротвердомеров, тензометрия при определении режимных параметров бурения с выдачей информации на компьютер, а также методика регистрации импульсного релаксационного тока, возбуждаемого на границе горная порода–режущий инструмент и др. Молодые исследователи широко использовали программные средства автоматизированного проектирования различных технических устройств таких, как «Автокад», «Компас», программы расчета прочности изделий методом конечных элементов «Ansys», программы статистического анализа результатов применения новых образцов буровой техники, например «Statistica». В лабораторных исследованиях свойств различных материалов использовались комплексы современного аналитического оборудования, например, комплекс контроля свойств буровых растворов «OFITE». Для контроля процессов электризации породы на контакте с породоразрушающим инструментом при бурении скважин применялся разработанный в ТПУ новый метод записи электрических токов, протекающих через бурильную колонну. Студенты ТПУ спроектировали и создали лабораторную установку с компьютеризированным измерительным комплексом.

В докладах молодежи рассмотрены актуальные технологии разработки новых способов бурения твердых и крепких горных пород, совершенствование ударного и пневмоударного способов бурения, технологий сооружения скважин с морских льдов, методик герметизации обсадных колонн и технологий гравийной обсыпки технологических скважин. В представленных докладах предложены новые технологические решения в области шароструйного бурения, технологий герметизации продуктивных горизонтов с помощью самонабухающих материалов, технических средств и технологий гравийной обсыпки прифилтровой зоны технологических скважин. В ряде докладов представлены результаты бурения твердых горных пород при приложении внецентрированных ударных импульсов. Особое внимание молодыми учеными было уделено буровым промывочным и тампонажным растворам, проблемам профилактики и ликвидации осложнений и аварий в бурении, моделированию процессов бурения, рассмотрены новые подходы к повышению механической скорости бурения путем контроля давления в скважине.

В представленных докладах молодежи предложены новые химические реагенты для повышения управляемости и улучшения реологических характеристик буровых и тампонажных растворов, рассмотрены актуальные проблемы повышения долговечности обкладок статоров винтовых забойных двигателей, предложены варианты для модернизации и улучшения работы алмазных буровых коронок, используемых при сооружении опорно-поисковых скважин. В одном из докладов предложено авторское решение по разработке блок-схемы системы интеллектуального сопровождения процесс бурения нового поколения.

Студентами кафедры бурения ИПР ТПУ подготовлен и продемонстрирован лабораторный стенд для проверки и отработки нового способа бурения – гидро-мониторно-абразивного с применением гидромониторного долота эжекторного типа. Ими разработаны также уникальные методики и лабораторные установки и стенды, например, установка, позволяющая оценивать влияние различных технологических жидкостей, используемых для бурения и крепления скважин, на проницаемость пласта в условиях, соответствующих условиям залегания продуктивных пластов нефтегазовых скважин и уникальный стенд для гидроабразивного бурения с циркуляцией в призабойной зоне абразивного порошка рэлта. Значительная часть представленных докладов по данному направлению ориентирована на разработку, либо совершенствование буровых технических средств с использованием оригинальных идей, в большинстве своем не имеющих аналогов в буровой практике. Так, необходимо отметить разработанную студентами компьютерную программу для расчетов в буровой механике. В ряде докладов излагался ход проектирования и изготовления лабораторных установок для научных исследований

в области бурения скважин. Некоторые разработки молодых ученых заслуживают патент или свидетельства на полезную модель.

Большой интерес вызвал доклад аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета Горшкова А.М. и Мезенцева Д.Н., ведущего инженера ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» на тему: «Исследование восстановления проницаемости модели призабойной зоны пласта при многоцикловом глушении». В докладе представлены результаты исследования влияния различных жидкостей глушения проницаемость терригенных коллекторов Томской области. В исследовании рассмотрены 4 месторождения Томской области и 4 рецептуры жидкостей глушения. Доказано, что выбор рецептуры жидкости глушения является индивидуальным процессом проектирования для каждого отдельного горно-геологических условий. Это обусловлено особенностями минерального состава и структуры порового пространства месторождений; выяснение этого является предметом для дальнейших исследований. По результатам исследования доказана важность правильного подбора рецептуры жидкости глушения как залог сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта. Из студенческих работ интересна работы Мельникова В.В., Барцайкина В.В. и Цербачева Р.Э., студентов Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, посвященные исследованию устойчивости эластомеров винтовых забойных двигателей в присутствии различных буровых растворов.

Интерес представляют также доклады под руководством Ковалева А.В., старшего преподавателя Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, посвященные особенностям технологии шароструйного бурения. В работе обоснована актуальность применения шароструйного бурения при сооружении скважин в интервалах твердых, крепких и очень крепких пород. Представлены решения по разработке компоновки низа буровой колонны для сооружения скважин методом шароструйного бурения. Приведены результаты экспериментальных исследований, описывающие сравнение эффективности применения различных компоновок низа буровой колонны при бурении образцов мрамора шароструйным методом. Научную и практическую значимость имеют доклады и других участников секции 14.

При рассмотрении вопросов по совершенствованию нефтегазопромыслового оборудования участниками симпозиума предложено применение ударно-волновой технологии в малодебитных и рентабельных скважинах; использование новейших информационных технологий для создания поисковой системы нефтегазопромыслового оборудования; применение кислотной обработки коллектора с использованием установки с гибкими трубами, что должно привести к интенсификации и увеличению притока нефти; показана уникальность и эффективность использования торцевых уплотнителей центробежных насосов и т.д.; были продемонстрированы результаты экспериментов по внедрению ударно-импульсной технологии воздействия на продуктивную зону нефтегазового пласта, что вдвое повышает нефтеотдачу; предложена оригинальная методика определения уровня жидкости в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин методами эхометрии; авторами была продемонстрирована модель учета, контроля и анализа надежности подземного оборудования эксплуатационного фонда скважин, оборудованных УЭЦН, которая позволит оперативно управлять технологическим процессом и снизить себестоимость добычи нефти; участниками симпозиума предложена новая технология селективного гидроразрыва продуктивных пластов с применением гибких непрерывных труб и т.д. Доклады выполнены на высоком уровне. Актуальность состоит в решении современных научных и практических проблем в области нефтепромыслового оборудования. Более половины из представленных докладов имеют несомненную научную новизну. Так в работе Пазяка А.А., аспиранта кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» Тюменского государственного нефтегазового университета представлена методика расчета нагрузочной способности прецессирующей передачи с многопарным зацеплением зубьев по величине крутящего момента и с учетом максимального контактного напряжения материала, из которых изготавливаются колеса и шестерни. Интересны также доклады студентов Национального исследовательского Томского политехнического университета Чехлова А.Н.: «Опасность статистического электричества при хранении нефти и методы ее устранения», Пашенко А.П. «Применение наноструктурированных материалов в нефтегазовой промышленности». Интересны и другие доклады участников секции.

По направлению «Современные технологии и техника транспортировки и хранения нефти и газа» участники симпозиума в своих сообщениях отражают решения актуальных сегодня задач, стоящих перед ОАО «АК «Транснефть», АО «Транснефть – Центральная Сибирь», ОАО «Газпром». Научные идеи и инженерные методики расчетов, представленные в докладах, позволяют использовать их в качестве экспресс-методов оценки при проектировании магистральных трубопроводов и насосно-силового оборудования. В своих расчетах, подтверждающих научные идеи, участники симпозиума использовали общие положения теории размерностей, гидравлического подобия и моделирования явлений, методы математической статистики обработки результатов экспериментов, микроструктурный анализ, потенциометрию, метод спектрального разложения Фурье. Часть работ является конструкторскими разработками. В ряде работ рассмотрены результаты внутритрубной диагностики магистральных нефтегазопроводов. Изучены признаки особо опасного вида разрушений нефтегазопроводов – коррозионного растрескивания со стороны внешней катоднозащитной поверхности. Проведен анализ методов обнаружения, диагностики и прогнозирования расслоения стенок труб нефтегазопроводов в процессе их эксплуатации; удалось смоделировать напряженно-деформированное состояние монтажных швов вертикального стального резервуара (РВС) в программном комплексе ANSYS® Workbench Simulation; рассмотрена возможность применения машин Стирлинга для предотвращения потерь легких фракций углеводородов от испарения при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах.

В представленных докладах отражены разработанные авторами методики оценки состояния объектов магистральных трубопроводов и рекомендации по их применению.

Представлены статьи аналитического характера (приведен анализ метрологического обеспечения газораспределительных станций; сформулирована проблема разработки комплексной системы подогрева высоковязких и быстрозастывающих нефтей и нефтепродуктов и др.); результаты личных экспериментальных исследований (например, состава и свойств изоляционных покрытий для газонефтепроводов), направленных, в том числе, на разработку нового оборудования и устройств (измеритель объемной плотности заряда протекающей жидкости) и совершенствование технологий (композиция грунтового основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов; совершенствование системы мониторинга за состоянием оборудования). Отдельные статьи, посвящены оптимизации режимов перекачки углеводородной среды с учетом различных условий эксплуатации.

На секции горного дела молодыми учеными предложен оригинальный способ защиты от разрушения гидравлической крепи при воздействии горных ударов. В одной из научных работ дана новая методика расчета устройства, основанного на использовании инерционных сил, действующих на верхнюю часть крепи. Предложенный способ не имеет отечественных и мировых аналогов. Молодыми учеными также разработана оптимальная кинематика элементов винтопроходческих комплексов, позволяющая разрушать породу на забое с минимальными затратами энергии, даны расчеты анкерного крепления при проходке горно-разведочных выработок, составлены и решены уравнения, на основе которых предложен оптимальный вариант кровли и блоков горной выработки одной из шахт Кузбасса; рассмотрены способы, позволяющие избавиться от вредного воздействия момента, изгибающего штангу при бурении шпуров и скважин, что позволяет повысить в несколько раз усталостную выносливость инструмента и т.д. В научных работах по горному делу широко использовались методы имитационного и экономико-математического моделирования, методы планирования экспериментов, статистические методы обработки результатов экспериментов и аналитические исследования и т.п. Молодыми учеными проводились исследования, такие как изучение напряженно-деформированного состояния массива горных пород и управление мобильными (самоходными) машинами, внедрения развитых систем автоматизации техники (дистанционное программирование процессов, бортовые телекамеры, системы технического зрения и автономной навигации, элементы искусственного интеллекта, объединение автоматизированных машин информационной сетью). В ходе автоматизации оборудования для горного дела широко используются сегодня элементы микроэлектроники. Строительство стволов рудников в условиях ВКМКС подразумевает применение технологии замораживания с целью образования вокруг будущего контура стволов ледопородного ограждения, воспринимающего на себя давление окружающих незамороженных пород и препятствующего притоку воды в выработку при ее проходке. Все это отражено в докладах молодых исследователей. Доклады выполнены на высоком современном уровне и, несомненно, имеют научную новизну. Актуальность состоит в решении научных и практических проблем в области горного дела и разработке твердых полезных ископаемых.

Доложены результаты теоретических и практических основ прогрессивной многозабойной технологии проведения горно-разведочных выработок при детальной и эксплуатационной разведке, базирующихся на выявленных закономерностях между основными организационно-технологическими параметрами многозабойного метода проходки с использованием современных технических средств и передовых форм организации труда. Расширены результаты и углублены исследования в области техники, технологии и организации проведения горно-разведочных выработок в Сибири. Часть докладов посвящена анализу и изучению оборудования для переработки торфяного сырья, определению прочностных и деформационных свойств соляных пород, исследованию работы рабочих колес крупных шахтных осевых вентиляторов, посвящена изучению подогрева в шахтных калориферных установках. Достоверность полученных результатов подтверждается значительным количеством экспериментальных исследований с применением современных методов анализа. В частности, интерес представляет доклад Васенина С.С., аспиранта Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Совершенствование конструкции нового резьбового ниппельного соединения бурильных труб». Авторами усовершенствована конструкция ниппельного соединения, позволяющая повысить надежность работы бурильной колонны, улучшить условия выноса шлама из скважины и автоматизировать процесс свинчивания-развинчивания колонны. При этом увеличение коэффициента передачи энергии удара по колонне труб происходит за счет уменьшения жесткости соединительного элемента (ниппеля) при одновременном увеличении контактной жесткости соединений бурильных труб. Интересны и многие другие доклады.

По направлению «Моделирование процессов при транспортировке нефти и газа» доклады выполнены на высоком современном научном уровне. Актуальность их заключается в решении научных и практических проблем в области гидрогазодинамики, тепломассопереноса во внутренних системах (трубах и каналах), экспериментальных и теоретических методов исследования гомогенных и гетерогенных потоков, реологии вязких сред и теплофизики. В 2016 г. работу секции открыл пленарными докладами д.ф.-м.н., профессор Института природных ресурсов Томского политехнического университета Харламов С.Н. Профессор Харламов С.Н. подробно осветил современные информационные технологии и ресурсоэффективные модели в решении задач энергосбережения и транспорта вязких сред: историю, достижения и перспективы.

В большинстве своем представленные доклады были ориентированы на решение комплексных фундаментальных и прикладных проблем по: интенсификации процессов транспорта, добычи и переработки углеводородного сырья, диагностики и надежности элементов запорной и регулирующей трубопроводной арматуры; уяснению закономерностей гидродинамики и тепломассообмена в сложных сдвиговых однофазных и двухфазных потоках в разветвленных системах трубопроводов. Данные результаты актуальны для таких

направлений исследований как создание новых технологий и средств повышения энерго- и ресурсоэффективности в нефтегазовой промышленности, электро- и теплодинамического воздействия на гомогенные и гетерогенные реологически сложные системы, альтернативные и возобновляемые источники энергии. Доклады выполнены на высоком и современном уровнях с демонстрацией российского и зарубежного опыта, достоинств и недостатков подходов и методик в прогнозах локальных эффектов, сопровождающих гидродинамику и тепломассообмен в переходных процессах в трубопроводных системах с узлами и соединениями произвольной формы поперечного сечения. Получены новые и оригинальные данные по: ламинаризации течений (вследствие пространственной и тепловой деформациях в потоках, введению высокомолекулярных присадок); разделению водонефтяных эмульсий; подготовке оснований фундаментов объектов нефтегазовой отрасли (в частности, вертикальных стальных резервуаров для хранения природного сырья); повышению качества проектирования переходов трубопроводов через водные преграды и т.д. Достоверность многих данных проиллюстрирована сравнениями, как с известными экспериментальными результатами других исследователей, так и полученными авторами при комплексном теоретическом и экспериментальном анализе проблем на современном опытном оборудовании.

В представленных докладах участников отражены разработанные собственно самими авторами новые методики комплексного физико-математического, компьютерного моделирования процессов переноса импульса, тепла и массы в гомогенных и гетерогенных средах в условиях наличия и отсутствия действия внешних сил (закрутка, магнитных полей, сил тяжести и т.д.), экспериментального исследования движений сложных сред в трубопроводах. Получены новые данные по гидродинамической и тепловой структуре смесей в условиях пространственной и тепловой деформации углеводородных сред. В некоторых докладах представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения интегральных параметров (сопротивления и тепломассопереноса) в инертных и химически реагирующих потоках жидкостей, анализу структуры движения фаз. В другой части докладов приведены новые схемы расчета и эффективные алгоритмы расчета пристеночных анизотропных потоков. Приведены подходы к математическому моделированию процесса транспорта высоковязких неньютоновских жидкостей, что особенно актуально в свете эксплуатации новых месторождений высоковязких нефтей с уникальными реологическими свойствами, а также месторождений в районах Крайнего Севера. Все вышеизложенное позволяет эффективно моделировать и изучать динамику процессов транспорта углеводородного сырья, а также закладывать основные положения при проектировании оборудования по подготовке нефти и газа к транспортировке. Достоверность, всех полученных результатов подтверждается использованием современных методов математического моделирования, а также высоким качеством используемых программных продуктов. Показаны результаты апробации редко используемых в практике прикладных расчетов модели турбулентности. Все вышеизложенное опирается на многочисленные сравнения с экспериментальными авторскими данными распределений гидродинамических и теплодиффузионных характеристик. Предлагаются критериальные зависимости для расчета потерь на трение и тепломассообмен при сложном движении смесей в трубопроводах. В процессе исследований молодыми учеными были использованы новейшие методы и методики такие как: моделирование течений смесей в рамках подходов – RANS, LES и Hybrid models, visualization, LDV Systems, photo-video tecniics; численное моделирование мелкомасштабных процессов в рамках низкорейнольдсовых течений и с неньютоновской реологией. В процессе исследования авторами использованы современные сведения по комплексному физико-математическому моделированию процессов переноса импульса, тепла и массы в реологически сложных системах, основанных на привлечении феноменологической и статистической теорий турбулентности, данных бесконтактных средств регистрации изменений пульсационных полей скорости, температуры и концентрации как в гомогенных, так и в гетерогенных средах. В численных исследованиях сложных процессов течения и тепломассообмена в трубопроводах выделяются эффективные и быстродействующие алгоритмы со сквозным расчетом характеристик течения непосредственно со стенки, включая ламинарный подслои и буферную зону. Получены новые данные по гидродинамической и тепловой структуре смесей в условиях пространственной и тепловой деформации углеводородных сред, при действии сосредоточенных и распределительных нагрузок на трубопроводы, проложенных на местности со сложным рельефом и климатическими условиями. Прогноз аварийных ситуаций функционирования трубопроводов и оптимизация режимов их работы, как правило, выполнены по многопараметрическим моделям турбулентности, опирающимся на полные дифференциальные уравнения Лоя, компоненты для полного тензора напряжений Рейнольдса, удельных скалярных потоков тепла и массы. Все методики оригинальны и до настоящего времени редко используются в практике прикладных расчетов гидродинамики и тепломассообмена из-за слабой апробированности на технических системах. В ряде докладов приведены новые схемы расчета и эффективные алгоритмы расчета пристеночных потоков напряжений и деформаций. Показаны результаты апробации редко используемых в практике прикладных расчетов модели турбулентности. Представленные исследования могут служить материалом, подтверждающим большие потенциальные возможности используемых моделей и методов в расчетах сложных сопряженных процессов в природе и технике.

Тематика докладов фокусировалась на проблемах, рассматриваемых в МНОЛ и кафедрах ИПР. Их содержание касалось анализа ключевых вопросов эффективного функционирования объектов ТЭК с привлечением современных методик прогноза рабочих процессов в рамках комплексного физико-математического и численного моделирования гомогенных и гетерогенных пространственных течений углеводородных сред во внутренних системах (трубопроводах, каналах и камерах с произвольной границей поверхности стенки, аппаратах химической и теплоэнергетической промышленности, энергомашиностроения и т.д.) в полях действия внешних сил (гравитационных, центростремительных и электромагнитных), переходов вихревой,

тепловой и химической природы, осложненных фазовыми процессами, химическими реакциями, сепарацией и фильтрацией. Критическому анализу современного состояния проблем моделирования сложных течений на объектах ГЭК был посвящен доклад Харламова С.Н., вызвавший живой интерес слушателей. Весьма заметными в работе секции стали результаты исследований аспирантов и сотрудников МНОЛ Зайковского В.В., Николаева Е.В. Они представили оригинальные результаты своих исследований по проблемам моделирования режимов эффективного функционирования аппаратов электрообезвоживания и обессоливания нефти, корректного прогноза фазовых процессов в технологиях сепарации природного сырья. Заметными в работе секции стали результаты и рекомендации в практику прикладных исследований таких студентов, как Нго Тхань Тхао, А.А. Ефанов, Дедеев П.О. и др. В частности, в описании механизмов пенообразования в задачах бурения интересными представляются результаты Нго Тхань Тхао. Оценка роли электрогидравлического эффекта в диагностике насосно-компрессорных труб посвящены результаты А.А. Ефанова. Высокий уровень уяснения особенностей снижение трения, моделирования ламинаризации в сложных сдвиговых потоках с полимерными добавками продемонстрирован в докладе Дедеева П.О. Его результаты по изменению интегральных параметров течения могут служить основой для построения и тестирования полуэмпирических моделей турбулентности.

В направлении «Переработка углеводородного сырья» молодыми учеными использовались следующие новые методы: современные физико-химические методы исследования металлических и наноструктурированных цеолитных катализаторов: ИК-Фурье спектроскопия, рентгенофазовый анализ с помощью дифрактометра Shimadzu XRD-6000, дифференциальный термоанализ на приборе синхронного термического анализа NETZSCH STA 409 (Германия), электронно-микроскопические исследования на растровом электронном микроскопе VEGAII LMU (Чехия) с системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа, интегрированного с VEGAII LMU, Oxford INGA Energy 350; кислотные и каталитические свойства интерметаллидов и наноструктурированных цеолитных катализаторов изучены на специальных автоматизированных установках: термодесорбционная и проточные автоматизированные каталитические установки с различным объемом реакторов; современные методы исследования физико-химических свойств нефтеполимерных смол, а также новейшие методы термогравиметрии, рентгеноструктурного анализа, БЭТ, спектроскопии ЯМР 13С, метод ГХ-МС, спектроскопии ЯМР 13С, 1Н, ИК, метод математического моделирования, применение интеллектуальных программных комплексов, газовой хроматографии, метод термодесорбции и др. Лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий: 1) утилизация и глубокая химическая переработка попутных нефтяных газов (ПНГ) на наноструктурированных модифицированных цеолитсодержащих катализаторах в жидкие углеводороды и «сухой газ»; 2) углекислотная конверсия природного газа в синтез-газ на интерметаллидах никеля и алюминия; 3) переработка прямогонных бензиновых фракций газовых конденсатов и нефти на наноструктурированных модифицированных цеолитных катализаторах в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5»; 4) получение различных модифицированных нефтеполимерных смол с улучшенными характеристиками из жидких продуктов пиролиза; 5) моделирование процессов промышленной подготовки нефти, газа и газового конденсата и заводской переработки углеводородного сырья (обессоливание, обезвоживание, каплеобразование, сепарация, ректификация, каталитический риформинг, изомеризация, дегидрирование, гидрирование, алкилирование); 6) освещены вопросы совершенствования процессов переработки тяжелой смолы пиролиза в ценные химические продукты, а также получения 2-этилгексановой кислоты, как основного компонента при производстве металлокомплексных катализаторов и других веществ; 7) представлены результаты модернизации нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств с применением технологических моделирующих систем; 8) показана актуальность повышения ресурсоэффективности переработки различных видов углеводородного сырья в продукты с высокой добавленной стоимостью – высокооктановые моторные топлива и добавки к ним, полуфабрикаты синтетических моющих средств – линейные алкилбензолы, тяжелая смола пиролиза – сырье для производства саж и технического углерода, 2-этилгексановой кислоты для производства сиккативов, растворителей, оловоорганических соединений, в процессе получения солей металлов, служащих катализаторами в производстве пластификаторов. Результаты исследований позволяют объективно оценивать современный уровень развития нефтегазопромышленной отрасли, а также нефтепереработки и нефтехимии. Доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность их заключается в решении научных и практических проблем в области цеолитного катализа и его применения в нефте- и газохимии, рационального природопользования, особенно легкого углеводородного сырья: природного и попутных нефтяных газов и газовых конденсатов, эффективного использования побочных продуктов пиролиза для синтеза нефтеполимерных смол. В представленных докладах рассмотрены результаты исследований по физико-химическим свойствам различных модифицированных микропористых цеолитных катализаторов типа ZSM-5, а также процессов переработки легкого углеводородного сырья: природного и попутного нефтяного газов, газовых конденсатов в низшие олефины, ароматические углеводороды и высокооктановые бензины, что имеет не только научное, но и большое прикладное значение, особенно для нефте- и газодобывающих регионов для решения экологических проблем, охраны окружающей среды и их комплексного развития. Впервые проведены исследования по превращению прямогонных бензинов и попутных нефтяных газов C_3, C_4 на цеолитных катализаторах, модифицированных гетерополиосоединениями Мо и W. Показано, что введение гетерополиосоединений Мо и W приводит к повышению выхода высокооктановых бензинов из газового конденсата и ароматических углеводородов из газообразных насыщенных углеводородов. Рассмотрены технико-экономические показатели этих новых процессов и показана перспективность их практического применения. Другая часть докладов была посвящена новым способам и процессам использования жидких продуктов термического пиролиза углеводородных фракций и получению на их основе новых эффективных

нефтеполимерных смол. Показано, что модификация ароматических нефтеполимерных смол комплексами электрогенерированных окислителей позволяет значительно улучшить физико-механические характеристики модифицированных нефтеполимерных смол. В ряде докладов приведены новые альтернативные способы переработки различных видов сырья: биоспиртов, биомасел и других углеводороды, синтетические моторные топлива и другие ценные продукты (Институт технической химии Технического университета г. Дрезден, Германия). В некоторых докладах представлены новые данные по исследованию состава тяжелых фракций нефти, по превращению высокомолекулярных компонентов природного битума (Институт химии нефти СО РАН, г. Томск), а также по созданию новых эффективных пленкообразующих материалов на основе нефтеполимерных смол (Институт природных ресурсов Томского политехнического университета). Все вышеизложенное позволяет более квалифицированно разрабатывать рекомендации по рациональному использованию природных углеводородных ресурсов. Достоверность всех полученных результатов подтверждается большим количеством полученного экспериментального материала с использованием новейших физико-химических методов анализа. Одним из лучших докладов по данному направлению является доклад бакалавра Фам Чыонг Фук и аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета В.В. Хасанова, в котором представлены новые уникальные результаты конверсии легких углеводородов C_3-C_4 ПНГ в ароматические углеводороды на цеолитных катализаторах, модифицированных 1-3 мас. % сульфида цинка. В результате проведенных исследований установлено, что с повышением температуры процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для всех образцов, причем для образца с 3 % ZnS выход жидких продуктов (ароматических углеводородов C_6-C_{10}) достигает 60,6 мас. % при температуре 600 °С.

В докладе магистранта Национального исследовательского Томского государственного университета Н.Д. Власовой и магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета Нажису представлены результаты термогравиметрических исследований отработанных цеолитных катализаторов, модифицированных гетерополисидами W-Bi-Co, в процессе превращения прямогонных бензинов в высокооктановые бензины. Показано, что коксовые отложения с закоксованных катализаторов выгорают в двух областях температур: в области 200-400 °С и 400-650 °С. Интересны также доклады: А.Н. Волюнкиной, В.И. Зайковского, Л.Н. Восмериковой, сотрудников Института химии нефти СО РАН г. Томск «Синтез, физико-химические и каталитические свойства элементоалюмосиликатов в процессе превращения пропана в ароматические углеводороды», А.Н. Очердько, С.В. Кудряшова, А.Ю. Рябова, сотрудников Института химии нефти СО РАН Томск «Использование неравновесной плазмы барьерного разряда для получения окиси пропилена и других ценных оксигенатов», А.А. Степанова, Л.Л. Коробицкой, А.В. Восмерикова, сотрудников Института химии нефти СО РАН г. Томск «Особенности неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды на Mo-содержащем цеолитном катализаторе», бакалавра Д.С. Мигачевой, аспиранта В.В. Хасанова, В.И. Ерофеева, сотрудников Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета «Влияние добавок оксида цинка на каталитическую активность цеолитных катализаторов в процессе конверсии пропан-бутановой фракции попутных нефтяных газов», Г.О. Эзинкво, А.М. Илолова, Р.М. Тальшинского, В.Ф. Третьякова, сотрудников Института нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, г. Москва «Каталитическое превращение смесей низших спиртов в бутадииен-1,3 и изопрен». Также интересны доклады Н.А. Филипповой, Д.Ф. Ишбульдина, Н.Г. Григорьевой, сотрудников Института нефтехимии и катализа РАН г. Уфа и Уфимского государственного нефтяного технического университета «Микро- и микро-мезо-макропористые цеолиты в синтезе дигидрохинолинов». Также представляют интерес доклады Д.В. Фисенко, А.А. Мананковой, В.Г. Бондалетова, сотрудников Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета «Модификация циклопентадиеновых нефтеполимерных смол пероксидом водорода». Также были интересны и другие доклады по данному направлению.

По направлению «Моделирование процессов переработки углеводородного сырья» представлены новые способы улучшения реологических свойств высоковязкие и высокостывающие нефти (ИХН СО РАН). Получены новые значения о нестационарных каталитических процессах, предложены новые принципы их математического моделирования (Иванчина Э.Д., Чернякова Е.С.). Предложены новые депрессорные и оценено их влияние на показатели депарафинизации летнего дизельного топлива в электрическом поле (Н.С. Яковлев, С.Г. Агаев). Разработаны методики расчета низкотемпературных свойств дизельных фракций (А.А. Алтынов, И.А. Богданов). Оценено влияние и выработаны новые технические решения по оптимизации процесса сульфирования линейных алкилбензолов с применением новых математических моделей (К.А. Васючка, Крутей А.А., Долганова И.О.). Предложен новый способ управления активностью платиносодержащего катализатора риформинга путем оптимизации состава гидрогенизата (П.А. Глик, В.А. Чузлов), исследовано влияние состава риформата (платформата) от состава гидрогенизата, результаты позволили определить режимы стадии ректификации по получению фракции 85-140 оС и интенсифицировать процесс гидроочистки данной фракции с целью снижения количества ароматики в гидрогенизате, а также определить вероятностный выход, состав и свойства продукта. Представлены отечественные технические решения для повышения эффективности работы аппаратов электрообезжоживания и обессоливания нефти (Зайковский В.В.). Установлено влияние технологических параметров установки каталитической депарафинизации на содержание сероводорода в стабильном гидрогенизате (И.В. Зырянова, Н.В. Попова, Н.С. Белинская) с целью повышения коррозионной безопасности продукта и повышения ресурсоэффективности работы установки каталитической депарафинизации (А.С. Луценко, Н.В. Попова). Разработана технология получения композиционного жидкого топлива из твердого

остатка пиролиза автошин (А.С. Кононова). Показано, что при термоллизе индивидуальных соединений возможно образование высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых компонентов. Выполнено моделирование образования смолисто-асфальтеновых компонентов нефти (Д. С. Корнеев). Приведены результаты последних исследований структуры и свойств ультрадисперсных катализаторов в синтезе из СО и Н₂ (К.А. Малых). Оценены ресурсы и возможности получения ванадиевых концентратов из тяжелых нефтей в процессах их обогащения для транспортировки (Д.В. Милордов, Г.Р. Абилова). Выполнены исследования и представлены результаты по определению физико-химических свойств и состава нефти Баженовской свиты Западной Сибири (А.Д. Мусина, В.В. Самойленко). Приведены результаты определения группового состава сырья и продуктов процесса каталитического крекинга при переработке вакуумного дистиллята из смеси Казахской и Западно-Сибирской нефти, на основании которых выполнено математическое моделирование технологии глубокой переработки нефти (Г.Ю. Назарова, Г. Р. Бурумбаева, Г.Ж. Сейтенова). Наглядно продемонстрированы возможности использования математической модели процесса и основанной на ней компьютерной программы при решении разнообразных технологических задач по оптимизации показателей процесса каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора (Н.П. Серикова). Разработана новая имитационная динамическая модель технологической установки низкотемпературной сепарации газа, с применением которой достигнуто повышение эффективности работы промышленных аппаратов (Писарев М.О., Долганов И.М., Сизова Е.Н.) разработаны математические модели теплообменного, сепарационного, эжекционного оборудования и регулирующей аппаратуры химико-технологической системы процесса подготовки газа и газового конденсата. На основе математических моделей разработана имитационная динамическая модель процесса низкотемпературной сепарации газа, пригодная для использования в качестве компьютерного тренажера. Рассмотрены одни из основных факторов, влияющих на эффективность процесса низкотемпературной сепарации газа: точка росы и давление. Исследованы различные варианты организации процесса изомеризации пентан-гексановой фракции. Реализация технологий с одним, двумя рециклами, в отличие от технологии за проход, позволяет увеличить октановое число продукта на 10 пунктов. Наилучший результат по октановому числу достигается при использовании технологии с двумя рециклами (свыше 90 пунктов) (Ю.А. Смольянова, В.А. Чузлов). Выполнено моделирование процесса компаундирования высокооктановых бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы (А. А. Солопова). Разработаны оптимальные рецептуры смешения для бензина марки АИ-95 и АИ-92 с использованием компьютерной моделирующей системы, при этом каждая рецептура соответствует техническим и экологическим стандартам. Необходимость и целесообразность учета состава сырья и неаддитивности октановых чисел смешения при разработке рецептур подтверждаются результатами проведенных расчетов.

По направлению «Современные технологии переработки минерального сырья» доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области переработки минерального сырья, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды, технологии переработки минерального сырья. В представленных докладах отражены современные направления обогащения полиметаллических руд, технологии комплексного освоения и переработки отходов золоторудных объектов, получены новые данные по созданию водостойких магниевых материалов на основе диоксидного и серпентинитового сырья, показаны возможности увеличения поглотительной способности глины и активации бентонитов ионами натрия, исследованы возможности использования карбонатных марганцевых руд в металлургической промышленности и для получения катализаторов глубокой конверсии природного газа. Представлены новые результаты в области нетрадиционных методов получения оксидов металлов с использованием электрохимического синтеза на переменном токе, модифицирование свойств и эксплуатационных характеристик геля гидроксида алюминия, аналитического контроля ионного состава растворов промышленных предприятий, использующих природные рассолы. Разработаны методы получения сорбентов на основе отходов обезжелезивания воды, используемых для очистки и регенерации отработанных масел. В представленных докладах отражены современные направления технологий комплексной переработки золы углей Кузбасса. Достоверность полученных результатов подтверждается большим количеством проведенных экспериментов, использованием современных методов физико-химического анализа. В процессе исследований молодыми участниками использовались новейшие методы и методики: рентгенофазовый анализ, рентгеноструктурный анализ, атомно-абсорбционный анализ, потенциометрия, кондуктометрия, электронная микроскопия, определение удельной поверхности по методу БЭТ, химический анализ и др. Представленные работы охватывают широкий спектр исследований минерального сырья от измельчения горных пород до получения готовых изделий. Для подсчета запасов месторождений необходимо проведение анализа руд и пород. Установлено, что инверсионная вольтамперометрия отличается от других высокочувствительных инструментальных методов анализа низкого содержания благородных металлов возможностью определения микроколичеств элементов с высокой чувствительностью и минимальной погрешностью. Кроме того, данный метод характеризуется простотой, экспрессностью и низкой стоимостью выполнения анализа. Измельчению, как важнейшему этапу рудоподготовки, традиционно уделяется значительное внимание. Измельчение негабаритов горных пород может быть обусловлено сложностями при транспортировке и дроблении из-за массогабаритных параметров. Кроме того, измельчение является важнейшим этапом процесса обогащения. Предложенный электроразрядный способ измельчения представляет собой экологически чистый способ разрушения горных пород, позволяет производить разрушение и осуществлять направленный откол без разлета осколков и эвакуации персонала с места проведения работ. Предложенное усовершенствование методики исследования измельчаемости Ф. Бонда позволит в более короткие сроки проводить тестирование руд, как следствие, своевременно вносить коррективы в существующие режимы работы измельчительного передела обогащения

фабрик. Аспирантом У.М. Павловой показано, что измельчение с применением механохимоактивации в среде аминоуксусной кислоты позволяет повысить извлечение редких металлов из черносланцевого сырья на стадии флотации. Особое внимание традиционно уделяется переработке разных видов отходов. Студенты кафедры ОХХТ представили работы по получению магнезиального цемента и заполнителей бетонов из зол ТЭЦ. В работе магистранта М.А. Алпысбаева предлагается использовать золы Кранокаменской ТЭЦ для получения закладочных смесей, заполняющих горные выработки Краснокаменского уранового рудника. Это позволит снизить стоимость закладочных смесей за счет замены цемента золой и утилизации многотонных золошлаковых отвалов в районе их скопления. Показано, что шламы, образующиеся при обезжелезивании воды, и рисовая шелуха, являющаяся отходом производства риса во Вьетнаме, рассматриваются как альтернативные источники сырья для получения эффективных сорбентов.

В научных работах, связанных с комплексным использованием различных видов сырья, в процессе исследований применялись такие современные методы исследования, как рентгенофлуоресцентный анализ, электронная сканирующая микроскопия, комплексный термический анализ, спектрофотометрия, рентгенофазный анализ ДТА, атомно-абсорбционный анализ, атомно-эмиссионная спектрометрия, метод лазерного микроанализа, потенциометрия, инверсионная вольтамперометрия, электронная микроскопия и энергодисперсионный анализ, дилатометрия, рентгенофлуоресцентный анализ, инфракрасная спектроскопия, дифференциально-термический анализ и др. Доклады секции выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области комплексного использования минерального сырья. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами и их научными руководителями технологии рационального использования сырьевой базы России, а также представлены технологии переработки техногенных отходов с целью замены ими природного сырья. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые способы и технологии использования минерального сырья и техногенных отходов для производства кислотоупорных керамических изделий, теплоизоляционных материалов для гражданского и промышленного строительства, алюмосиликатные пропанты для нефтегазодобывающей отрасли, пигменты и бетоны с широким спектром свойств. Широко рассмотрены вопросы утилизации зол ТЭС, а также доменных шлаков, шлаков чёрной металлургии и другие отходы промышленности, что позволяет конструктивно решать экологические проблемы. Особое внимание уделено проблемам ресурсоэффективности. В связи с особенностью географического расположения и суровыми климатическими условиями Россия вынуждена расходовать огромные энергетические ресурсы на отопление зданий и сооружений различного назначения. Кроме того, эта проблема связана с невысоким качеством и ограниченным ассортиментом материалов, используемых при тепловой изоляции теплогенерирующих установок, тепловых магистралей и объектов теплоснабжения. Примером практически значимой технологии является разработка получения пеностекла на основе алюмосиликатного сырья. Проведенные исследования подтверждают целесообразность использования всего известного многообразия различных техногенных отходов с алюмосиликатной основой в качестве исходного сырья для варки стекла, на основе которого можно получать пеностекло при более низких энергозатратах. Молодыми участниками были предложены новые технологии создания новых видов керамики и силикатных строительных материалов, разнообразных стеклоизделий, а также в ряде случаев предложены в качестве сырья нестандартные минеральные ассоциации для производства некоторых изделий. Предложенные авторами разработки имеют большое практическое значение и позволяют с использованием минерального и техногенного сырья Сибирского и Уральского регионов расширить номенклатуру изделий. По направлению «Комплексное использование минерального сырья» доклады выполнены на высоком научном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области комплексного использования минерального сырья. В представленных докладах отражены современные технологии комплексного освоения магнезиального сырья, высококремнеземистых пород, переработки золошлаковых отходов, показаны возможности получения кислотоустойчивых материалов на основе глинистого сырья Уральского региона, исследованы возможности использования отходов углеобогащения для получения топливных брикетов. Представлены новые результаты в области переработки цинксодеждающих руд, получения ферросплава из алюминийсодержащей опоки. Предложена одностадийная технология получения пеностекляного материала, которая позволяет снизить энергозатраты производства и расширить сырьевую базу. Достоверность полученных результатов подтверждается большим количеством проведенных экспериментов, использованием современных методов физико-химического анализа. В процессе исследований молодыми участниками использовались новейшие методы и методики: рентгенофазовый анализ, рентгеноструктурный анализ, атомно-абсорбционный анализ, электронная микроскопия, определение удельной поверхности по методу БЭТ, дифференциально-термический анализ, химический анализ и др. Предложенные авторами разработки имеют большое практическое значение и позволяют с использованием минерального и техногенного сырья Сибирского и Уральского регионов расширить номенклатуру изделий. В частности, практическую значимость имеет доклад Шульженко А.С., студента Института физики высоких технологий Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Кислотоупорные материалы на основе минерального сырья». В докладе представлены результаты исследования глинистого сырья Нижне-Увельского месторождения и фельзитовой породы в технологии кислотоупорной керамики. Кислотоустойчивость всех исследуемых образцов, обожженных при различных температурах, находится в пределах 97,1-97,3 %. Полученные данные согласно ГОСТ 474-90 кирпич кислотоупорный, являются приемлемыми для кирпича класса В. Интересны также и другие доклады по данному направлению. Так, интерес представляет научная работа Коночук О.О., аспиранта Национального минерально-сырьевого университета «Горный»: «Разработка технологии экологически чистых топливных брикетов топливных брикетов на основе использования отходов

углеобогащения, лигосульфонов и гидроалюминатов кальция». Данная работа открывает перспективу создания технологических модулей, которые, в зависимости от сырьевой базы, обеспечивают получение связующего и отвердителя и возможность брикетирования любых типов углей как непосредственно на месторождении, так и на любом промышленном предприятии. Интересны и другие доклады по данному направлению.

По направлению «Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности» доклады выполнены на высоком современном уровне. Актуальность заключается в решении научных и практических проблем в области безопасного и надежного энергоснабжения нефтегазовых промыслов. В представленных докладах отражены новые подходы к созданию автономных источников энергоснабжения, электрических систем и сетей управления, систем безопасности (в том числе пожарной) для объектов нефтегазовых промыслов и трубопроводов. Более 70 % докладов выполнено с результатами лабораторных и натурных экспериментов. Достоверность результатов теоретических работ подтверждается тестированием и соответствующими контрольными опытами. Молодые ученые и студенты использовали новейшие методы исследований: методы высокоскоростной видеорегистрации, панорамные оптические методы трассерной визуализации («Particle Image Velocimetry», «Particle Tracking Velocimetry», «Stereo Particle Image Velocimetry», «Interferometric Particle Imaging»), «Shadow Photography».

Сокращение запасов углеводородного сырья и повышение стоимости органического топлива стимулирует повышение эффективности энергетических технологий и оптимизацию передачи выработанной энергии потребителям. Например, транспортировка углеводородного сырья от мест добычи к потребителям традиционно осуществляется с использованием магистральных трубопроводов, что требует затрат электрической энергии на работу насосных и компрессорных станций. В Российской Федерации значительная часть таких магистралей расположена на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока. Указанные территории характеризуются слабо развитой энергетической инфраструктурой, и зачастую оптимальным способом энергоснабжения удаленных объектов транспорта углеводородного сырья является использование автономных источников энергоснабжения. Надежность работы автономных источников энергоснабжения является одним из ключевых факторов при обеспечении энергетической безопасности любого производства (особенно географически удаленного от централизованной энергосистемы). Информация о физических закономерностях технологического процесса автономного источника энергоснабжения, а также об изменениях параметров работы при воздействии внешних и внутренних факторов даёт возможность оценки надежности работы как установки в целом, так и ее отдельных элементов. В этом направлении интерес представляет доклад Стрижака П.А. (ТПУ) – «Определение характеристик надежности мини-ТЭС с замкнутым циклом пара». На предприятиях добывающих отраслей также находят широкое применение традиционные источники энергоснабжения. Так ряд докладов посвящен анализу режимов работы подстанций, тепловых электростанций для энергоснабжения месторождений Западной Сибири, Киргизстана, Казахстана, Красноярского края, среди которых можно выделить доклады магистрантов Энергетического института электроэнергетического профиля с детальной проработкой режимов работы электростанции и выбором устройств релейной защиты и автоматики оборудования подстанции. В этом направлении интерес вызывают следующие статьи: Валиев Т.Т. «Исследование эксплуатационных режимов электростанции», Новгородов О.В. «Электроснабжение приобского месторождения ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ». Следует также отметить интересные доклады, посвященные разработке концепции интеллектуального управления при разработке месторождения, на основе системы автоматического (автоматизированного) управления операциями по добыче нефти и газа, а также пожаровзрывобезопасности. Особого внимания заслуживают два направления: энергоэффективное подавление процессов горения твердых и жидких конденсированных веществ диспергированными флегматизаторами; пожароопасное взаимодействие конденсированных веществ и материалов при взаимодействии с локальными источниками энергии. Возникшая в последние годы потребность использования результатов исследований на производстве, в частности, предприятиях топливно-энергетического комплекса, послужила стимулом для проведения широкомасштабных численных и экспериментальных исследований, результатом которых стало создание единого моделирующего комплекса прогноза критических условий возникновения нерегламентированных возгораний и последующего развития пожаров, а также ресурсоэффективных условий их ликвидации с использованием распределенных во времени и пространстве капельных пароводяных потоков. Среди таких докладов интересны следующие доклады: Антонов Д.В. «Численное исследование температурных и концентрационных следов большой совокупности и массива (конгломерата) капель в пламени с применением пакета математического моделирования (Ansys)», Борисова А.Г., Пискунов М.В., Рыбацкий К.А. «Испарение суспензий графита на основе воды в высокотемпературной газовой среде отхода переработки углей и нефтей», Няшина Г.С. «Эффективность применения тонкораспыленной воды в условиях функционирования автоматизированных систем пожаротушения на объектах нефтяной отрасли». Основные фундаментальные и прикладные исследования проводятся на базе лаборатории моделирования процессов теплопереноса кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов Энергетического института ТПУ под руководством зав. каф., д.ф.-м.н., доцента Стрижака П.А. Отмеченные выше доклады подготовлены на основе выполненных научно-исследовательских работ в рамках проектов Российского научного фонда, Фонда по грантам Президента РФ, Российского фонда фундаментальных исследований, некоммерческого партнерства «Глобальная энергия» и других.

На секции «Геоэкология, охрана и защита окружающей среды» актуальность докладов, выполненных на высоком научном современном уровне, не вызывает сомнений и заключается в решении научных и практических проблем в области геоэкологии, геохимии, биогеохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды. В представленных докладах отражены разработанные собственно самими авторами новые методики оценки экологического состояния этих территорий, что восполняет пробелы в решении существующей

проблемы объективной и полной оценки уровня загрязнения урбанизированных, горнодобывающих и нефтегазодобывающих территорий. Получены новые данные по содержанию тяжёлых металлов в пылеаэрозолях г. Томска и районов Томской области. В некоторых докладах представлены новые данные по содержанию и закономерностям распределения химических элементов в зольном остатке организма человека и свиньи домашней, проживающих в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, что может быть использовано при медико-биологических исследованиях в целях прогнозирования заболеваемости и оздоровления населения. В другой части докладов приведены новые способы снижения техногенного воздействия на объекты окружающей природной среды. Показаны результаты апробации накипи как индикатора качества питьевых вод и взаимосвязи элементного состава солевых отложений и питьевых вод, из которых формируются отложения. Также представлены доклады по активно развивающемуся направлению – «зелёной химии»: на примере процессов эпоксидирования показаны возможные пути реализации принципов «зелёной химии». Активно рассматриваются вопросы элементного и минерального состава углей различных территорий с целью их эколого-геохимической оценки. Всё вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. В процессе исследования геоэкологических проблем, охраны и защиты окружающей среды молодыми учеными использовались такие методы, как метод осколочной f-радиографии, инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), атомно-эмиссионная спектроскопия с индуктивно-связанной плазмой (ISP), методы гамма и альфа-спектроскопии, метод лазерного микроанализа с применением компьютерных методов обработки результатов исследований, рентгено-структурный анализ, катодная люминесценция, биотестирование, потенциометрия, электронная микроскопия, атомная адсорбция, эмиссионная спектроскопия с индуктивно связанной плазмой и др. В работе молодых участников симпозиума широко использован современный уровень применения ГИС-технологий при экологическом сопровождении в процессе освоения и эксплуатации разнообразных месторождений. В научных работах предложены и новые, практически значимые методы в области геоэкологии, радиоэкологии, геохимии, биогеохимии, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды, в частности, предложено рассмотрение поведения брома, как элемента-индикатора техногенного воздействия на различные среды; рассмотрено использование разработанных программ радиоэкологического мониторинга на различных объектах; проведена оценка влияния отвалов горнодобывающих предприятий на почву; предложена организация работы по разработанной авторами программе радиоэкологического мониторинга в районах нефтегазодобычи. Молодыми учеными были продемонстрированы итоги разработки нового потенциометрического метода с использованием геохимических характеристик биоты при индексации качества природной среды; были предложены оригинальные идеи при переработке отходов производства; новые методологические подходы к разработке сооружений; методы оптимизации составов исходных материалов и технологических режимов при утилизации промышленных химических отходов; моделирование и исследование процессов очистки сточных вод высокоактивными материалами нанотехнологий и использование электрических разрядов как эффективного инструмента очистки природных вод и промышленных стоков; моделирование и изменения условий функционирования биоценоза с помощью УФ- и ИК-излучений, совершенствование электрохимических технологий обезвреживания отходов фармацевтической промышленности, использование усовершенствованного математического аппарата для оценки геотехнической безопасности оползневых территорий и т.д. и т.п. Вся тематика научных экологических докладов на секции проходила по четырем направлениям: 1) общие геоэкологические проблемы территорий; 2) общие экологические проблемы и биотехнологии; 3) эколого-геохимические проблемы; 4) радиоэкология; 5) охрана и инженерная защита окружающей среды. Получены новые данные по содержанию редких, редкоземельных и радиоактивных элементов в пылеаэрозольных выпадениях на территории г. Усть-Каменогорска и г. Павлодара (Республика Казахстан), г. Омска и района Томской области, г. Казани, г. Краноярска, г. Кемерово. В некоторых докладах представлены новые данные, отражающие геохимические особенности почв урбанизированных территорий и зоны расположения полигона ТБО. Особый интерес уделен исследованию поведения такого токсического элемента как ртуть и тяжелых металлов в почвах на территории различных городов России, Казахстана, Вьетнама. Часть докладов посвящена изучению содержания и особенностей распределения химических элементов в органах и тканях человека, проживающего в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, произведена оценка регионального уровня содержания элементов в волосах по предварительному количеству проб, предложены региональные нормативы по элементному составу волос в Томской области. Был представлен доклад в рамках нового научного направления «Медицинская геология», в котором была доказана экологическая обусловленность заболевания саркоидозом в Томской области, что, несомненно, имеет важное значение при лечении этого заболевания.

Представлены оригинальные данные по активно развивающемуся направлению – дендрохронологии элементного состава и использованию такого рода данных в оценке динамики поступления химических элементов в окружающую среду. Вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа: инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), эмиссионная спектроскопия с индуктивно связанной плазмой, сканирующая электронная микроскопия, рентгеновская дифрактометрия, атомная адсорбция и другие.

Немалое количество докладов освещают проблему загрязнения нефтепродуктами и нефтяными шламами, способы их утилизации. В некоторых докладах получены новые данные об особенностях химического

состава озер Томской области и Республики Хакасии и поверхностных вод Горно-Алтайска. Сообщают и о способах очистки сточных вод от органических соединений, нефтепродуктов. Часть докладов посвящена изучению содержания и особенностей распределения химических элементов в органах и тканях человека, проживающего в различных ландшафтно-геохимических и техногенно-трансформированных условиях природной среды, произведена оценка регионального уровня содержания элементов в волосах по предварительному количеству проб, предложены региональные нормативы по элементному составу волос в Томской области. Был представлен доклад в рамках нового научного направления «медицинская геология», в котором была доказана экологическая обусловленность заболевания саркоидозом в Томской области, что, несомненно, имеет важное значение при лечении этого заболевания. Научный интерес по данному направлению вызывает доклад Скрипник М.И., и Абикеевой Ж., студентов Павлодарского государственного педагогического института «Сравнительная оценка содержания высокотоксичного элемента (цинк) в волосах детей, проживающих на территории Павлодарской и Кировоградской областей». Показывается сравнительный анализ содержания цинка в волосах детей, проживающих в различных городах России, Казахстана и Украины. Доклад Дериглазовой М.П., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Отражение экологических условий окружающей среды в минералогическо-геохимических особенностях зольного остатка организма человека города Норильск». Сделан вывод, что зольный остаток организма человека г.Норильск отличается повышенной концентрацией редкоземельных и радиоактивных элементов (Ce, Pr, Nd, Sm, Eu, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb, Lu U, Th и др) на фоне других городов России. Большой интерес по данному направлению вызывает доклад Перминовой Т.А., аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Специфика накопления брома в организме человека». Где автор раскрывает результаты исследования накопления брома в различных органах человеческого организма на примере Томского района Томской области. Отмечается, что повышенные содержания брома зафиксировано в головном мозге, в печени села Кафтанчиково, а также в щитовидной железе, сердце, легких, селезенке и мышцах обеих территорий. Особое внимание привлекает содержание брома в аорте, которое почти в 15 раз выше в селе Кафтанчиково и в 10 раз - в деревне Лоскутово по сравнению с литературными показателями. Другая часть докладов посвящена проблеме радиационной обстановке на различных территориях. По этому направлению научный и практически интерес вызывает доклад Ключниковой Ю.О., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Анализ возможных факторов, обуславливающих возникновение «Сонной болезни» в с.Калачи» (Республика Казахстан). Хотелось бы отметить, что над этой проблемой в селе Акмолинской области работают несколько лет Казахстанские ученые совместно с российскими. Автор же доклада пытается по полученным результатам, согласуя их с результатами ранее проведенных исследований специалистами «Научно-практического центра санитарно-эпидемиологической экспертизы и мониторинга» Казахстана выявить наиболее вероятные причины возникновения этой болезни в с.Калачи. Еще одну проблему Казахстана о следствии эксплуатации объектов атомной энергетики освещает доклад Торопова А.С., аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Формы нахождения трансурановых радионуклидов в природных водах площадки «Дегелен» Семипалатинского испытательного полигона». Изучено миграция трансурановых радионуклидов – плутония и америция в водных объектах Семипалатинского полигона. А также определены формы их нахождения. Исследования проблемы последствия эксплуатации Семипалатинского полигона отражены в докладе Джамбаева М.Т., аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; Жакуповой Ш.Б., Брайт Ю.Ю., младших научных сотрудников Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Уран в питьевой воде и крови человека в зоне влияния Семипалатинского ядерного полигона». Авторами выявлено, что более высокое накопление урана в составе крови отмечается у жителей населенного пункта Зенковка. Одним из источников поступления урана в кровь человека в исследуемых населенных пунктах авторы рассматривают питьевую воду. Доклад Есильканова Г.М., аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Элементы токсиканты в воде объектов водопользования, расположенных на территории бывшего Семипалатинского испытательного полигона»; Злобиной А.Н., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Естественная природная радиоактивность почв как фактор риска для здоровья человека», в которых также отражаются актуальные проблемы радиэкологии. По проблемам аэрозольного загрязнения атмосферы на различных территории России и Казахстана интересный доклад представлен Капустинной А.А., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Минеральный состав твердого осадка снега в зоне потенциального влияния газоконденсаторной станции» с применением современного оборудования – дифрактометра для рентгеноструктурного анализа, и растрового электронного микроскопа. Весьма интересный доклад по новизне исследуемой территории Адильбаевой Т.Е., аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Уровень загрязнения атмосферного воздуха в зоне влияния теплостанции города Караганды по данным снегогеохимической съемки». Автор исследует пробы на содержание химических элементов, пылевую нагрузку на исследуемой территории, по результатам которых определено, что высокие показатели пылевой нагрузки приходится на зону воздействия ТЭЦ-3 г. Караганды, также в зоне воздействия ТЭЦ-3, жилой зоне и пос.Доскей (Победа) выявлены высокие концентрации токсичных и редкоземельных элементов, предполагая, что может возникнуть рост заболеваемости населения на данной территории. В то же время высокий уровень исследований показан в докладах Поликановой С.А., магистранта Института природных ресурсов Национального

исследовательского Томского политехнического университета: «Формы нахождения химических элементов в снеговом покрове в окрестностях алюминиевого завода (на примере г. Красноярска)»; Галлямова Р.Р., Зотина К.Э., студентов; Курьянов Н.А., инженера Казанского (Приволжского) федерального университета из г.Казань: «Особенности состава снегового покрова г.Казани». По направлению информационных технологий в геоэкологии можно отметить доклад Просекина С.Н., аспиранта Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, (г. Иркутск): «Современные методы оценки техногенного загрязнения с помощью геоинформационных систем и термодинамических моделей воздействия газопылевых аэрозолей на окружающую среду (на примере ИРКАЗ)»; Михалева А.О., аспиранта Иркутского национального исследовательского технического университета, Гребенщикова В.И. (г. Иркутск): «Разработка ВЕБ-ГИС системы для информирования общественности о результатах научной и учебной геоэкологической деятельности»; Шуковой К.Б., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Информационная система для решения прикладных задач ландшафтной экологии с использованием картографических ВЕБ -сервисов». В области экологии водных систем интересен доклад Фатиховой Н.И., магистранта Уфимского государственного нефтяного технического университета, (г. Уфа), Кузнецовой Г.М.: «Использование водорослей для очистки сточных вод от фенольных соединений». Перспективные идеи открывает доклад Егоровой Е.В. магистранта Национального минерально-сырьевого университета «Горный», (г. Санкт-Петербург): «Исследование потенциала сорбента на основе торфа при очистке сточных вод от ионов цветных металлов». Также актуальна работа Мишуниной А.С., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Характеристика и оценка опасности компонентов модельного бурового раствора с использованием водорослей *CHLORELLA VULGARIS* BEIJER». В области проблем отходов нефтепродуктов и возможности безотходного производства интересный доклад Арслановой И.И., магистранта Уфимского государственного нефтяного технического университета, (г. Уфа), Насыровой Л.А.: «Разработка комплексной ресурсосберегающей технологии производства биотоплива из культур, используемых для фито-мелиорации нефтезагрязненных почв». В области региональных экологических проблем привлёк внимание доклад Прокофьевой Е.В., аспиранта Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, (г. Саратов): «Загрязнение почв особо охраняемых природных территории соединениями тяжелых металлов (на территории города Саратова)». В направлении геоэкологических аспектов устойчивого развития территорий, экологических рисков на хорошем уровне выполнены доклады Нгуен Чунг Киена, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Ртуть в почвах на территории г. Ханоя (Вьетнам)»; Николаенко А.Н., магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Экологические риски в районах размещения угольных предприятий». Также интерес вызвал доклад Круковской О.Ю., научного сотрудника Института природопользования НАН Беларуси (г. Минск, Республика Беларусь): «Динамика поступления загрязняющих веществ в атмосферный воздух от автомобильного транспорта в регионах Беларуси». Также в секции Геоэкологии рассмотрен интересный доклад Данилова А.С., аспиранта Национального минерально-сырьевого университета «Горный», (г. Санкт-Петербург): «Использование биологических закрепителей на предприятиях минерально-сырьевого комплекса», в котором автор предлагает в качестве эффективного средозащитного мероприятия – закрепление пляжей хвостохранилища АО «Апатит» универсальным биологическим клеем. По словам автора, предложенный вариант пылеподавления удовлетворительно прошел испытания в субарктических климатических условиях. Весьма интересным и актуальным из рассмотренных докладов был Юриновой Ю.А., аспиранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета: «Геоэкологические последствия деградации субмаринных мерзлых толщ на шельфе восточно-арктических морей», со слов автора, дальнейшее исследование в этой области может рассматриваться как новое направление в геоэкологии.

Представлены оригинальные данные по активно развивающемуся направлению – дендрохронологии элементного состава и использованию такого рода данных в оценке динамики поступления химических элементов в окружающую среду. Вышеизложенное позволяет грамотно разрабатывать рекомендации по природоохранным мероприятиям и рационально использовать природные ресурсы. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством проанализированных проб с применением современных методов анализа: инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА), масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), эмиссионная спектроскопия с индуктивно связанной плазмой, сканирующая электронная микроскопия, рентгеновская дифрактометрия, атомная адсорбция, оптическая микроскопия, ИК-спектроскопия, лазерно-люминесцентный анализа, рентгенфлуоресцентная спектрометрия и многие другие современные методы анализа с использованием новейшего оборудования.

На секции «Экономика минерального и углеводородного сырья. Горное право» доклады выполнены на высоком научном современном уровне. Актуальность исследований состоит в решении научных и практических проблем в области экономики минерального сырья, экономики нефтегазовой отрасли и горного права. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. Результаты исследований молодых ученых показали возможность использования энергетической рентабельности для оценки эффективности работы энергоёмких отраслей ТЭК; экономического обоснования оптимизации фонда скважин с методикой оценки работы фонда бездействующих скважин, позволяющих эффективно управлять проблемным фондом скважин; новые идеи организации технико-внедренческих зон для России, практику использования метропольрегионов в Германии. В представленных докладах был проведен экономический анализ истощения углеводородных ресурсов Томской области, обоснован критерий энергоресурсов – энергетическая рентабельность, представлена

перспективная методика их оценки с применением этого критерия, выделены инновационные аспекты альтернативных энергоресурсов и дана оценка их экономической эффективности, рассмотрены проблемы мультикультурных факторов в нефтедобывающей отрасли и проблемы утилизации попутного нефтяного газа, исследованы особенности применения СVP-анализа деятельности нефтегазовой компании. В некоторых докладах представлены данные по оценке сырьевой базы углеводородов на территории Томской области и Западно-Сибирской нефтяной провинции, масштаб их освоения. Озвучены проблемы организации производственной деятельности: дана управленческая оценка организации производства через аутсорсинг, оптимизации промышленных компаний. Среди представленных докладов наибольший интерес и значимость в современных экономических условиях представляют работы, посвящённые проблемам: повышения ресурсоэффективности отрасли и энергоэффективности экономики России в целом; изучения экономического опыта других государств и развития сотрудничества России в нефтегазовой сфере; совершенствования законодательной базы рационального природопользования и налогообложения недропользователей; поиска и применения нетрадиционных энергоресурсов; повышения эффективности управления финансовой и производственной деятельностью отечественных и зарубежных предприятий-недропользователей.

Научная новизна и оригинальность новых идей в значительной степени представлены в работах магистрантов и молодых учёных, посвящённых: консолидации финансовой отчётности; количественным методам расчёта аварийных ситуаций и страховых взносов на магистральных трубопроводах; реструктуризации рынка редкоземельных элементов; применения мотивационных факторов функционирования кластеров в экономике; оптимизации структуры капитала; расчёта платежей за негативное воздействие на окружающую среду; методики оценки инвесторов в нефтегазовой отрасли и др. В процессе исследований докладчиками были использованы:

методы исследований: формально-логические методы, в т.ч. методы классификации и обобщения, индуктивный и дедуктивный методы, конструирование понятий и аргументация; общенаучные методы, в т.ч. наблюдение, эксперимент, измерение и сравнение, анализ и синтез; а также специальные методы, в т.ч. исследование первичных документов, проведение модельного эксперимента, социологические исследования и анкетирование и др.;

методики исследований: количественный анализ рисков; экономическая оценка инвестиций; финансовый анализ; экологический мониторинг; технологический аудит; консолидация финансовой отчётности; рейтинговая оценка; оптимизация структуры капитала; расчёт платежей за загрязнение окружающей среды и др.

Лучшими статьями секции являются: 1) «Оценка перспектив декарбонизации экономики – экологический аспект», Селенчук Ж.О. (ТПУ), в которой отражена ориентация хозяйственных систем на использование традиционных энергоносителей на фоне сокращения запасов последних, роста потребностей общества и обострения экологических проблем обуславливает настоятельность выявления новых и трансформации существующих подходов к организации хозяйствования. Инструментом решения данной проблемы является декарбонизация хозяйства, предполагающая становление и развитие «зеленой экономики» к концу XXI века – согласно прогнозам уже к 2050 г. как минимум половина, а возможно и 70% электроэнергии в мире будет производиться с использованием возобновляемых источников энергии). 2) Статья «Анализ экономической эффективности прокладки газопровода с упруго – пластичными элементами в районах с высокой сейсмичностью», авторы Саввин В.В., Павлов М.Н. (ТПУ), в которой проанализированы существующие методы строительства и проектирования подземных магистральных трубопроводов, которые прокладывают в сейсмоопасных). 3) «Финансовое планирование как инструмент финансовой политики нефтегазовых компаний на примере ОАО «Сургутнефтегаз», авторы А.Н. Карякина, В.Б. Романюк. В статье отражено бюджетирование – процесс построения и исполнения бюджета компании на основе бюджетов отдельных подразделений. Применение данного метода обусловлено рядом его преимуществ по сравнению с другими методами. В отличие от них бюджетирование включает распределение ресурсов согласно бюджетам по центрам ответственности, специальную систему контроля исполнения бюджетов, а также систему взаимосвязи финансовых планов с операционными и инвестиционными бюджетами).

К лучшим статьям молодых ученых относятся: «Использование индексов Solomon и Нельсона для анализа эффективности нефтеперерабатывающих предприятий», автор магистрант П.Г. Петкова, в которой проводится комплексное сравнение состояния отдельных НПЗ и динамика их развития за последние 25 лет осуществляется компанией HSB Solomon Associated (SA), LLC. Обследование Solomon-a охватывает более 85% НПЗ в мире и тем самым обеспечивает достоверную и надёжную информацию); интересна также статья «Золото как инструмент хеджирования рисков», автор аспирант Д. В. Жилкин (аспирант). В статье рассмотрен исторический аспект проблемы. Изучены колебания стоимости золота как реакция рынка на возникновение новых финансовых активов или существенное изменение статуса старых, ведущее к временному состоянию неопределённости.

Главными рабочими языками на симпозиуме были русский, английский и немецкий. Поскольку часть докладов участниками делалась на английском и немецком языках, то для них работала специальная секция – «Геология и нефтегазовое дело» с двумя подсекциями, на которой было представлено 70 докладов. На открытии данной секции выступил представитель Британского Совета Harriot-Watt University. Участники симпозиума представили доклады на актуальные темы в области геологии и нефтегазодобычи, доложив результаты своих персональных исследований, а также дали информацию по новейшим технологиям в нефтегазовом деле, полученную при изучении научной англоязычной литературы и литературы на немецком языке. Помимо российских участников с докладами выступили представители зарубежья – из Индонезии, Вьетнама, Франции, Германии, Англии, Китая.

В составе конкурсной комиссии секции присутствовали специалисты, свободно владеющие английским и немецким языками. Они отметили, что лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения новых методов и технологий, разработанных пакетов программного обеспечения и технологий, необходимость которых определяется спецификой объектов или стадий процессов, подвергающихся анализу.

Некоторые доклады носят фундаментальный характер, являются результатом кропотливой работы с образцами пород и окаменелостей, исследования данных, значимых для палеонтологии. Представлены разработки в сфере трубопроводного транспорта, позволяющие повысить надежность конструкций, представлен сравнительный анализ спецификаций по сооружениям подобного типа в России и Канаде.

Доклады в подсекции «Проблемы межкультурной профессиональной коммуникации в условиях глобализации» рассматривают актуальное для настоящего времени явление глобализации и ее влияние на специфику профессионального общения, без которого невозможно международное сотрудничество и научное развитие. Проблематика докладов затрагивает различные стороны межкультурного взаимодействия, являющегося следствием глобализации, обращая внимание на особенности этого процесса в аспекте межкультурной коммуникации, современного и конкурентоспособного образования, а также профессионально-ориентированного обучения. В фокусе исследований оказываются вопросы многонационального общения в рамках политики открытости и вхождения в мировую образовательную среду в техническом вузе и проблемы толерантности, академической мобильности. Английский язык на современном этапе выполняет функцию основного средства межкультурного общения, в том числе, в профессиональной и научной сферах, современные подходы, позволяющие овладеть этим средством, также являются предметом анализа многих докладов. Межкультурная коммуникация приводит к столкновению разных культур; специфика, различия и точки соприкосновения разных языков также вызывают интерес и рассматриваются в докладах. Особенности функционирования английского языка и реализации профессионального общения в сфере геологии, горного и нефтегазового дела, освещенные в ряде работ, имеют особую актуальность в логике образовательных и воспитательных задач Института природных ресурсов и Томского политехнического университета, основной целью которых является формирование профессиональной личности специалиста, способного грамотно осуществлять профессиональное и научное сотрудничество и достойно представлять инженерное сообщество в пределах России и на международном уровне.

Кроме того, в рамках симпозиума проведен «Круглый стол» по теме: «Наука. Образование. Молодежь. Проблемы. Перспективы».

Тема «Круглого стола» посвящена науке и образованию, молодежной науке в современных условиях, многочисленным проблемам в связи с реформированием средней и высшей школы.

Проблемы, поднятые на «Круглом столе», актуальны для развития и сохранения независимости и будущего России в сегодняшнем беспокойном мире. В связи с этим дискуссии вызывают большой интерес у преподавательского состава, научных сотрудников, аспирантов, магистрантов и студентов сегодня.

В процессе работы симпозиума на секциях использовались современные технические средства демонстрации научных работ: мультимедийный проектор, компьютерный проектор, ноутбук, графопроектор, программа для презентаций «Microsoft PowerPoint», оверхед, проектор «Полилюкс», демонстрационное средство «Лектор 2000», видеопроекторы, диапроекторы, проектор Nec 595VT, оптические преобразователи в режиме Power Point, интерактивная доска Hitachi, видео-стена 3-D визуализации, плазменный экран, а также использовались для демонстрации самые последние версии популярного пакета программ MS Office, Corel Draw, Arc View, MapInfo и других новейших программных средств. Некоторые доклады сопровождалось показом фильмов собственного производства.

Учитывая финансовые трудности в стране, редакционная коллегия, в целях поддержки научной молодежи, как правило, публикует материалы большинства представленных докладов. Критерием отбора служит лишь содержание докладов, их научная новизна, практическая значимость и возраст авторов. Редакционная коллегия симпозиума надеется, что публикуемые материалы позволят заинтересованным читателям получить представление об уровне научных исследований в области геологии и освоения недр, выполняемых молодыми учеными, и использовать предложенные молодыми авторами идеи и разработки в своей научной и производственной деятельности. Кроме того, публикация трудов каждой секции и пленарных заседаний открывается проблемным докладом ведущих ученых и специалистов научного направления каждой конкретной секции. Редакционная коллегия считает, что опубликованные доклады ведущих ученых будут полезны и интересны студентам и аспирантам, проводящим исследования в данных научных направлениях.

Редакционная коллегия симпозиума выражает благодарность администрации Национального исследовательского Томского политехнического университета (ректор ТПУ, профессор П.С. Чубик), руководству Института природных ресурсов ТПУ (директор ИПР ТПУ А.Ю. Дмитриев), финансовая поддержка которых способствовала проведению симпозиума и публикации данного сборника.

Ученый секретарь XX симпозиума, к.г.-м.н., доцент Г.М. Иванова

**ПОСВЯЩАЕТСЯ
120-ЛЕТИЮ СО ДНЯ ОСНОВАНИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА**

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

**ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ: ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И ДОСТИЖЕНИЯ
НАСТОЯЩЕГО**

**А.Ю. Дмитриев, директор Института природных ресурсов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Институт природных ресурсов был создан в 2010 году, объединив старейшие отделения Томского политехнического университета – горное и химико-технологическое — образованные более 100 лет назад. Основателями Института считаются выдающийся российский геолог академик Владимир Афанасьевич Обручев и первый в Сибири академик АН СССР Михаил Антонович Усов, создавшие Сибирскую горно-геологическую школу. Большое участие в создании Института, его химического отделения, принял Дмитрий Иванович Менделеев. Среди выпускников Института — более 450 первооткрывателей месторождений, 15 академиков и членов-корреспондентов АН СССР (РАН), более 250 докторов и более 1600 кандидатов наук.

Институт гордится не только своим прошлым, но и настоящим, и создает все условия для того, чтобы специалисты, вышедшие из его стен, на высоком уровне решали поставленные перед ними задачи. Институт природных ресурсов сегодня — это три направления: нефтегазовое, горно-геологическое и химико-технологическое, и самые востребованные специальности для передовых отраслей экономики.

Заложенные более века назад традиции успешно развиваются сегодня в рамках крупных научных школ, получивших признание и в России, и за рубежом. Среди них – Сибирская гидрогеохимическая школа (профессор Шварцев С.Л.), Школа геологии и геохимии благородных металлов (профессор Коробейников А.Ф.), Сибирская научная школа в области бурения геологоразведочных скважин (профессор Чубик П.С.), Сибирская научная школа в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых (профессор Ерофеев Л.Я.), Сибирская радиогеохимическая школа (профессор Рихванов Л. П.), Школа химической технологии нефти и газа (профессор Иванчина Э.Д.) и другие.

В Институте 15 кафедр, которые ведут подготовку специалистов в различных областях геологии, нефтегазового дела, экономики природных ресурсов и нефтехимии; 10 центров по наиболее актуальным и перспективным научным направлениям в сфере минерально-сырьевого комплекса, например, международный научно-образовательный центр «Переработка органического сырья с применением нанотехнологий», научно-производственный центр «Вода», инновационный научно-образовательный центр «Золото-платина», научно-инновационный центр «Космогеология», Центр учебных геологических практик в республике Хакасия, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела «Heriot-Watt»; 26 лабораторий – исследовательских, научных, международных и инновационных.

Кадровый состав Института насчитывает 300 научно-педагогических работников, 220 из которых – кандидаты и доктора наук, 35 – академики и члены-корреспонденты общественных академий. Институт – это 3900 студентов, которые обучаются по специальностям, охватывающим все сферы от разведки месторождения до переработки любого полезного ископаемого. Студенты Института награждаются медалями РАН и другими знаками отличия, становятся стипендиатами Президента и Правительства, предприятий минерально-сырьевого комплекса (ОАО «Газпром», ОАО «АК «Транснефть», ООО «Газпром Трансгаз Томск», ОАО «Центрсибнефтепровод» и пр.), других организаций и ведомств, а также лауреатами престижных конкурсов.

В области подготовки кадров Институт природных ресурсов сотрудничает с ведущими академическими и отраслевыми институтами России, ближнего и дальнего зарубежья, со многими российскими и зарубежными компаниями. ТПУ является опорным ВУЗом ПАО «Газпром», АО «Росгеология», активно взаимодействует с НК «Роснефть», ОАО «Газпром нефть», ООО «Газпром трансгаз Томск», НПО «Полюс», ОАО «Урангео», ОАО «Транснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ЗАО «СИБУР Холдинг», АО «Ф-Фарм», АК «Алроса». Институт активно работает с зарубежными компаниями, такими как: «Shell», «Schlumberger», «Baker», «Hughes», «ExxonMobil», «Exxon Neftgas», «Nord Imperial», «BHP-Billiton», «Sakhalin Energy», «Imperial Energy», «WEUS Holding», «MISWACO», «NAC KAZATOMPROM» и др. Совместные НИОКР и образовательные программы реализуются совместно с Heriot-Watt University (UK), Тихоокеанским океанологическим институтом ДВО РАН, Университетом Аляски (США), Институтом катализа СО РАН (г. Новосибирск), МГУ им. М.В. Ломоносова (г. Москва), Центром Нанонауки и Нанотехнологии Университета Мексика (Энсенада, Мексика) и др.

Сегодня основными направлениями развития образовательных и научно-исследовательских работ являются:

- ресурсоэффективное недропользование: увеличение эффективности используемых ресурсов, в том числе сланцевой нефти и газа, управление разработкой месторождений на шельфе, освоение нетрадиционных источников сырья;

- комплексное исследование Арктики: исследование сибирского арктического шельфа как источника парниковых газов планетарной значимости, количественная оценка потоков и выявление возможных экологических и климатических последствий для планеты;
- интеллектуальная нефтепереработка: разработка концепции модернизации промышленных российских установок каталитической переработки тяжелого нефтяного сырья, основанная на применении новых математических моделей процессов переработки, повышение ресурсоэффективности нефтеперерабатывающих заводов России;
- зеленая химия: получение новых функциональных материалов на основе переработки углеводородного и растительного сырья, в том числе из отходов производств, с применением нетоксичных веществ и соединений, создание Smart материалов для сенсорных технологий;
- водные ресурсы и охрана окружающей среды: сохранение и улучшение здоровья населения планеты, изучение биогеохимического действия нормируемых в питьевых водах химических элементов и обоснование процессов и механизмов их накопления в природных водах разных ландшафтно-геохимических обстановок.

За прошедший год у Института много достижений. Среди них – первый выпуск магистров совместной с Университетом Ньюкасла (Великобритания) программы подготовки магистров по профилю «Управление разработкой месторождений нефти и газа на шельфе»; старт на европейской платформе массового открытого онлайн-курса по минералогии «Myths And Facts About Rocks» («Мифы и реальность камня»), на который зарегистрировались более 1200 слушателей из 17 стран мира. Недавно курс стал доступен и на русском языке. Был восстановлен Центр учебных геологических практик в Хакасии, пострадавший в результате весенних пожаров 2015 года. Мы отметили 85-летний юбилей кафедры гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии, впереди нас ждет 70-летний юбилей кафедры геофизики. Реализуется проект «Сибирский арктический шельф как источник парниковых газов планетарной значимости» (рук. проф. И.П. Семилетов). Арктическая научно-исследовательская экспедиция (18 марта – 3 апреля 2015 г.) прошла с участием наших аспирантов.

Среди выпускников Института 2015 года – «Лучший выпускник России» и «Лучший выпускник мира». Наши магистранты стали обладателями звания «Золотой наследник» Мирового нефтяного совета и медали Российской академии наук – одной из самых высоких наград для научной молодежи в масштабах страны. Студенты и сотрудники Института стали лауреатами творческих конкурсов и победителями спортивных состязаний. Старшеклассники, обучающиеся в Школе юных геологов ТПУ, победили на Всероссийской полевой олимпиаде юных геологов в Тюмени.

Сегодняшние студенты, молодые ученые и выпускники объединены одной целью – инновационно-практическим решением задач недропользования, экологии и переработки полезных ископаемых и достойно продолжают историю и традиции старейших факультетов. Это позволяет нашим выпускникам смело смотреть в будущее, а нашему Институту заслуженно считаться одним из лидирующих в своей отрасли.

ГЛОБАЛЬНАЯ ЭВОЛЮЦИЯ КАК ОБЪЕКТ ГЕОЛОГИИ

С.Л. Шварцев, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Окружающий мир непрерывно изменяется. Почему? Ответ на этот вопрос ищет и геология. Долгое время считалось, что мир не меняется или меняется только под влиянием катастроф. Но постепенно благодаря трудам многих геологов, стало очевидным, что все-таки изменения в окружающей среде происходят, но процессы и механизмы, которые ведут к этим изменениям, остаются неизменными. Это базовое положение принципа актуализма (униформизма), которое достаточно долго применялось в геологии. Наконец, только в середине XX в. на смену униформизма в литологии, а позже и других геологических науках пришло фундаментальное учение об эволюции геологических процессов – «перспективное как с мировоззренческой, так и с практической точки зрения» [9].

Но в геологии как в России, так и за рубежом, под геологической эволюцией понимаются изменения, протекающие под действием внешних факторов, таких как снижение во времени интенсивности мантийного теплового потока, увеличение массы континентальной коры, сокращение площадей с мобильным тектоническим режимом за счет расширения участков со стабильной корой, эволюция жизни, нарастание интенсивности окислительных процессов, изменение состава атмосферы, гидросферы и т. д. При таком подходе остаются неясными механизмы эволюции, их внутренняя природа, даже ее наличие ставится под сомнение, не ясна связь геологической эволюции с биологической (есть ли она вообще?). Поэтому каждая из этих форм эволюции существует независимо одна от другой. Все это тормозит развитие науки, затрудняет решение многих биологических и геологических проблем. Но так ли это на самом деле?

Чтобы ответить на этот непростой вопрос, мы в течение многих лет занимаемся проблемой взаимодействия воды с горными породами, в первую очередь с алюмосиликатами [1, 5]. В результате нам удалось выяснить, что система вода - горная порода обладает свойствами диссипативных структур и способна к геологически длительной эволюции, поскольку вода всегда неравновесна с магматическими минералами, которые она непрерывно растворяет, и равновесна с теми вторичными минералами, которые она образует. Более того, в природе имеются минералы, с которыми установление равновесия между ними и водным раствором в принципе невозможно и оно действительно в природных условиях не наблюдается. Оказалось, что к таким

минералам относятся силикаты и алюмосиликаты Ca, Mg и Fe - основные минералы базальтов, изначально образовавшие нашу планету.

Факт невозможности установления равновесия в системе вода - базальт имеет исключительно важное значение, т.к. отражает главное противоречие, положившее начало механизмам глобальной эволюции, которая началась в системе вода-порода, а позже продолжилась в системе вода - органическое вещество [7].

Причина этого явления состоит в том, что поступающие из базальтов в раствор химические элементы связываются новыми минеральными соединениями, формирующимися в этой системе: оксидами, гидроксидами, глинами, карбонатами, цеолитами и т.д. Перечисленные вторичные минералы выступают геохимическими барьерами на пути установления равновесия подземных вод с первичными минералами базальтов. Поэтому вода всегда неравновесна с минералами базальтов, которые она непрерывно растворяет и формирует новые и новые образования, ассоциирующие со строго определенным геохимическим типом воды.

Принципиально важно, что растворение одних минералов и формирование других происходит под действием не внешних, а только внутренних факторов. Вода всегда растворяет базальты потому, что таково ее строение и состав, которые несовместимы со структурой базальтовых пород. Именно особенности внутреннего строения воды определяют сущность и характер ее взаимодействия с базальтами и другими алюмосиликатами, которое породило абиогенную эволюцию минерального вещества [4].

Главной движущей силой такой эволюции выступает постоянная неравновесность воды с ведущими минералами пород эндогенного генезиса. Эта неравновесность определяет изменение состава раствора, а значит и вторичных минералов, поскольку изменение состава воды со временем ведет к изменению и состава вторичных минеральных комплексов. Состав же воды определяется временем взаимодействия воды с горными породами. Поэтому оказалось, что время является главным фактором, определяющим состав вторичных образований [8].

Благодаря этому в верхней части земной коры, там, где находится жидкая вода, развивается один из наиболее масштабных процессов мобилизации водой химических элементов, преобразования одних горных пород в другие, непрерывного формирования новых геохимических типов воды, новых минералов и гидрогенно-минеральных комплексов. Все это в конечном итоге ведет к грандиозному изменению минерального вещества и состава воды, изначально сформировавших нашу планету. Следовательно, вода с горными породами формирует уникальную систему, которая способна к длительной геологической эволюции даже без участия живой материи.

Независимость от внешних факторов взаимодействия воды с горными породами наличие в рассматриваемой системе механизмов внутренней эволюции обеспечивают единое целое системы, ее внутреннюю обособленность от внешней среды в условиях притока вещества и энергии, поскольку мы имеем дело со стационарной системой. Благодаря наличию таких внутренних механизмов, система самостоятельно развивается в соответствии с законами термодинамики, контролирует направленность своей эволюции, скорость, последовательность и стадийность образования новых вторичных продуктов, их состав, соотношение элементов в растворе и твердой фазе, смену одного продукта другим и т.д.

Важно подчеркнуть, что формируемые в процессе гидролиза базальтов вторичные минералы по основным своим параметрам - составу, структуре, консистенции, твердости, удельному весу и т.д. - принципиально отличаются от минералов, растворяемых водой [6]. Они являются продуктом эволюции раствора, т.е. сформированы водой из элементов, которые поступили в раствор из различных минералов магматического генезиса по механизму гидролиза (табл.).

Таким образом, между базальтами и водой существует глубокое противоречие, которое приводит к непрерывному растворению этих пород и образованию принципиально иных. Иначе говоря, между водой и породой всегда имеет место энергетический барьер, благодаря которому порода всегда растворяется. Сам факт помещения горной породы в водный раствор приводит к ее растворению. Следовательно, растворение – это сила, которая обеспечивает непрерывность эволюции. Тем самым мы считаем, что найдена сила, которую искал еще Ж.-Б. Ламарк и называл ее жизненной силой. Такой силой оказалось растворение, поскольку вода обеспечивает разрыв связей между ионами и молекулами в твердом теле и переход их в раствор [7].

После появления жизни на нашей планете началась биологическая эволюция, которая унаследовала основные черты абиогенной, особенно все то, что связано с водой. Так, появившись в результате фотосинтеза, молекулы растительного происхождения оказались в той или иной водной среде, в которой уже шло образование минеральных соединений. Сформированная ранее динамически стабильная и термодинамически устойчивая среда при появлении, хотя и простых органических молекул типа CH_2O , получила возможность формировать более сложные и более устойчивые в конкретных условиях среды органические образования. Так появление фотосинтеза запустило новый гигантский процесс формирования растительности, состоящей в основном из целлюлозы, синтез которой вероятно был одним из наиболее ранних.

Такие процессы протекают в условиях равновесно – неравновесного состояния системы вода – органическое вещество, которая развивается в области, далекой от равновесия. Таким путем обеспечивается синтез в водном растворе сложных органических соединений, что гарантирует их стабильность в строго определенных биохимических средах. Следовательно, растения получают солнечную энергию в процессе фотосинтеза, а питательные вещества из воды, которая в свою очередь берет их из горных пород или атмосферы. Так организуется взаимодействие всех основных компонентов окружающего мира: воды, породы, газов и органических соединений. Но и здесь вода остается главным фактором внутренней эволюции, так как она контролирует состав образующихся соединений, характер среды, энергетическое состояние системы, направленность эволюции, растворение одних органических соединений и синтез не только новых образований, но и целых органов [6].

Таблица

Перечень ведущих минералов Ca, Mg и Fe, растворяемых и формируемых водой

Элемент	Минералы, непрерывно растворяемые водой	Минералы, непрерывно формируемые водой	
		Название	Формула
Кальций	Анортит	Кальцит	CaCO_3
	Битовнит	Доломит	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$
	Лабрадор	Гипс	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
	Геденбергит	Флюорит	CaF_2
	Диопсид	Са-монтмориллонит	$\text{Ca}_{0,17}\text{Al}_{2,33}\text{Si}_{3,67}\text{O}_{10}(\text{OH})_2$
		Ломонтит и др.	$\text{CaAl}_2\text{Si}_4\text{O}_{12} \cdot 4\text{H}_2\text{O}$
		Шабазит	$\text{CaAl}_2\text{Si}_4\text{O}_{12} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$
Магний	Форстерит	Магнезит	MgCO_3
	Энстатит	Доломит	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$
		Mg-монтмориллонит	$\text{Mg}_{0,17}\text{Al}_{2,33}\text{Si}_{3,67}\text{O}_{10}(\text{OH})_2$
		Тальк	$\text{Mg}_6\text{Si}_8\text{O}_{20}(\text{OH})_4$
		Хлорит	$\text{Mg}_5\text{Al}_2\text{Si}_8\text{O}_{20}(\text{OH})_4$
Железо	Фаялит Ферросилит	Гетит	FeOOH
		Лимонит	$\text{FeOOH} \cdot n\text{H}_2\text{O}$
		Гематит	Fe_2O_3
		Магнетит	Fe_3O_4
		Сидерит	FeCO_3
		Ферроглаукофан	$\text{Na}_2\text{Fe}_3\text{Al}_2\text{Si}_8\text{O}_{22}(\text{OH})_2$
		Дафнит	$\text{Fe}_4\text{Al}_4\text{Si}_2\text{O}_{10}(\text{OH})_8$

Животные, в отличие от растений питаются не только водой, но и растительной и мясной пищей, которая неравновесна со средой живого организма и не может усваиваться без предварительного перевода ее в растворенное состояние. Для этого у животных имеется специальная система – желудочно – кишечный тракт. Только в растворённом состоянии ионы и молекулы поступают непосредственно в организм, у теплокровных животных - в кровь. В конечном счете, любой живой организм непрерывно получает пищу в растворённом виде. Увеличение концентрации в водной среде организма разных соединений обеспечивает образование зародышей многочисленных сложнейших органических веществ в строгом соответствии с законами термодинамики. Здесь главным фактором опять же выступает состав раствора, а все формирующиеся вторичные соединения равновесны со средой, в которой рождаются, и потому остаются устойчивыми в течение достаточно длительного времени. Именно эти соединения выступают строительным материалом для отдельных органов, резко отличающихся один от другого не только по составу, но и по морфологии, структуре, формам организации, упорядоченности и т.д.

Итак, каждая из трёх природных систем (царств), включая человека, создаётся водой путём взаимодействия с горными породами, газами и органическим веществом. Именно водный раствор в силу особых свойств представляет собой уникальную физико – химическую и биологическую среду, в которой ионы, молекулы, клетки получают возможность формировать новые, ранее не существовавшие на Земле твёрдые соединения, которые по мере усложнения состава раствора в ходе его эволюции в открытых, неравновесных, нелинейных и необратимых системах становятся всё более сложными (рис.).

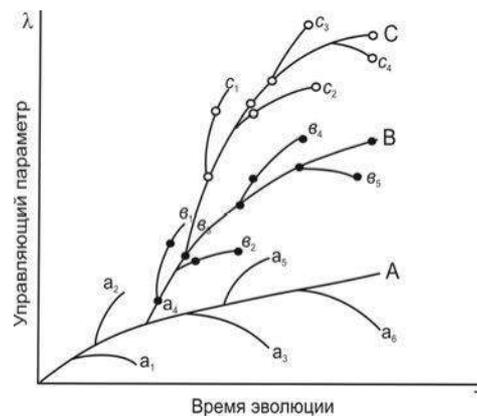


Рис. Схема последовательного усложнения состава водного раствора в ходе глобальной эволюции

Материнские системы: А – вода – порода; В – вода – растения; С – вода – животные
Дочерние системы: а₁– а₅-ветви А; b₁– b₅-ветви В; с₁– с₄-ветви С

При этом эволюцию водного раствора можно разделить на три этапа: на первом усложнение происходит за счёт растворения горных пород (на рисунке ветвь А), на втором добавляется взаимодействие с продуктами фотосинтеза (ветвь В), на третьем – процесс растворения поступающей в организм животного и человека пищи (ветвь С). Таков, по нашему мнению, основной механизм глобальной эволюции, включая геологическую ветвь. Без воды никакое усложнение невозможно, следовательно, эволюция вещества на Земле является результатом непрерывного усложнения состава водной среды и отдельных вторичных продуктов, строительным материалом для которых первоначально выступают вода, горные породы и газы (CO₂, N₂, O₂ и др.), а затем – органическое вещество.

Эволюция базируется на тесном гидродинамическом и химическом взаимодействии всех компонентов системы В.И. Вернадского: воды, породы, газа и органического вещества [2]. Вода играет в эволюции ключевую роль, поскольку является неизменной составляющей той среды, которая определяет принципиальную возможность усложнения вновь возникающих соединений, относящихся как к неживой, так и к живой материи. Можно сказать, что «власть жизни», выделенная Ж.Б. Ламарком в качестве созидательной природной силы, существует везде, где имеется вода, и проявляется в очень простой форме - способности растворять одни соединения и формировать другие, не похожие на растворимые. Поскольку вода пронизывает все геологические и биологические образования, граница живого с неживым не может прочерчиваться столь резко, как это было сделано Ж.Б. Ламарком. Также нельзя согласиться с представлением об эволюции как случайном и уникальном событии, поскольку выявленная сила эволюции - фундаментальное и неотъемлемое свойство водных растворов, проявляющееся всегда и везде. В природе нет сил, которые могли бы лишить воду способности растворить уже имеющиеся в окружающей среде соединения и формировать принципиально новые, а значит, нельзя остановить грандиозный поступательный процесс преобразования мира, начавшийся на Земле с появлением воды. В соответствии с законами синергетики он протекает от простого к сложному [3].

Из всего сказанного, очевидно, что геологическая эволюция не просто является частью глобальной, она эту эволюцию породила благодаря особым свойствам воды. Позже вода явилась основой эволюции биологической. Более того она же связала эволюцию косной материи с живой и является главным веществом обоих этих образований.

Литература

1. Алексеев В.А., Рыженко Б.Н., Шварцев С.Л., Зверев В.П., Букаты М.Б., Мироненко М.В., Чарыкова М.В., Чудаев О.В. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода т.1. Система вода-порода в земной коре: в взаимодействии, кинетика, равновесие, моделирование. – Новосибирск: Изд. СО РАН, 2005. – 244с.
2. Вернадский В.И. История природных вод. – М.: Наука, 2003. – 751с.
3. Пригожин И., Стенгерс И. Порядок из хаоса. Новый диалог человека с природой. – М.: Прогресс, 1986. – 431с.
4. Шварцев С.Л. Внутренняя эволюция геологической системы вода-порода // Вестник РАН, 2012, №3, – С.242-251.
5. Шварцев С. Л., Рыженко Б. Н., Алексеев В. А., Дутова Е. М., Кондратьева И. А., Копылова Ю.Г., Лепокурова О.Е. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода – порода. т.2. Система вода - порода в условиях зоны гипергенеза. – Новосибирск: Изд. СО РАН. 2007. – 389с.
6. Шварцев С.Л. Как образуются сложности? //Вестник РАН, 2014, т. 84, № 7, с. 618-628
7. Шварцев С.Л. Основное противоречие, определившее механизмы и направленность глобальной эволюции // Вестник РАН, 2015, том 85, № 7. – с.632–642.
8. Шварцев С.Л. С чего началась глобальная эволюция? //Вестник РАН, 2010, №3. – С.235-244
9. Яншин А.Л. Возникновение проблемы эволюции геологических процессов //Эволюция геологических процессов в истории земли. – М.: Наука, 1993. –С.9-20.

**20 ЛЕТ МЕЖДУНАРОДНОМУ СИМПОЗИУМУ ИМ. АКАДЕМИКА М.А. УСОВА.
УСОВСКИМ КОНФЕРЕНЦИЯМ И СИМПОЗИУМУ – 45 ЛЕТ**

Г.М. Иванова, доцент

***Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия***



***Рис. 1. Михаил Антонович Усов –
бывший студент ТПУ (ТТИ),
профессор, первый академик в Сибири,
основатель Сибгеолкома, геологической
службы и горнодобывающей
промышленности в Сибири***

Система воспитания творческого высококлассного специалиста была заложена ещё 120 лет назад основателем геологоразведочного факультета (ныне Института природных ресурсов) Томского политехнического университета – талантливыми учеными, педагогами, организаторами – академиками В.А. Обручевым и М.А. Усовым. С их именами связано создание Сибирской горно-геологической школы, организация подготовки инженерных кадров за Уралом и становление горнодобывающей промышленности в Сибири. Эти выдающиеся ученые-педагоги заложили подготовку специалистов в тесной взаимосвязи: наука – учебный процесс – производство. Последующие поколения их учеников и последователей бережно сохранило и развило традиции своих учителей вплоть до сегодняшних дней XXI века.

В Институте природных ресурсов (ранее ГРФ, ИГНД) уже в начале прошлого века стали проводиться научные студенческие конференции, которые приобрели ежегодный Всероссийский, а затем и Международный статус, сыгравшие большую роль в воспитании творческих специалистов. С годами они переросли помимо конференций и «круглых столов» в крупные научные симпозиумы и Форумы, включавшие в себя конкурсы научных работ, выставки, сопровождающиеся изданием сборников научных трудов. Такие конференции и симпозиумы сыграли большую роль в развитии НИРС, популяризации престижа научной деятельности среди молодёжи, подготовке

высококвалифицированных специалистов и воспитании творческой личности. Студенческие, а затем молодежные симпозиумы были посвящены памяти академика М.А. Усова.

Михаил Антонович Усов – бывший студент ТПУ (ТТИ), ученик профессора В.А. Обручева. Это первый академик в Сибири, основатель Сибгеолкома, геологической службы и горнодобывающей промышленности в Сибири, сыгравший большую роль в становлении Сибирской горно-геологической школы и в формировании и развитии горно-геологического образования в Сибири, в частности в ТПУ (ТТИ).

Первая научная студенческая геологическая конференция была организована и проведена в 1946 г.



Рис. 2. Первый корпус ТПУ (горно-геологический) с памятником М.А. Усову



Рис. 3. 1966 г. Л.П. Рихванов – студент II курса ГРФ, выступает с докладом на Всесоюзной студенческой конференции им. М.А. Усова. В настоящее время он – д.г.-м.н., профессор ИПР ТПУ, Заслуженный деятель науки и техники РФ



Рис. 4. 1971 г. Е.В. Черняев – студент II курса ГРФ, выступает с докладом на Всесоюзной студенческой конференции. В настоящее время он – к.г.-м.н., директор и создатель Геоцентра Томской области



Рис. 5. 1974 г. А.К. Мазуров, студент 5 курса ГРФ, готовится к выступлению на научной студенческой конференции. В настоящее время он – д.г.-м.н., профессор, Почетный разведчик недр РФ и Республики Казахстан, Заслуженный деятель науки и техники РФ, первый проректор ТПУ

В 1950-70гг. почти ежегодно проходили факультетские научные студенческие геологические конференции. С 1971 по 1974 гг. проводятся ежегодно научные студенческие Всесоюзные геологические конференции.



Рис. 6. 1976 г. Открытие Всесоюзной научной студенческой конференции имени М.А. Усова. В Президиуме: профессор Д.С. Миков, зав. кафедрой геофизики; В.В. Хитров, студент V курса ГРФ, лауреат медали АН СССР за НИР; Е.Г. Языкков, председатель Студенческого Совета НИРС ГРФ; выступает Г.М. Иванова, доцент, зам. декана по НИРС



Рис. 7. Е.Г. Языкков – студент, Председатель студенческого Совета НИРС, с 1974 -1977 гг. – организатор Всесоюзных студенческих конференций. В настоящее время – д.г.-м.н., профессор, заведующий кафедрой ГЭГХ ИПР ТПУ

С 1971 по 1996 гг. уже ежегодно проводилась Всесоюзная научная студенческая конференция. Ей присвоено имя академика М.А. Усова.

С 1971 по 1992 гг. Всероссийскую студенческую геологическую конференцию имени академика М.А.Усова организовывал Студенческий Совет НИРС. Преподаватели выполняли только обязанности научных руководителей. Пленарные и секционные заседания вели студенты.

Студенты-организаторы устанавливали связи с геологическими вузами СССР. Распространяли среди студентов ГРФ ТПУ (ТПИ), ТГУ, ТГАСУ информацию о конференции по радио в общежитиях, в газетах, делали объявления. Организовывали встречи с иногородними студентами, экскурсии для них. Шествовали над приезжими студентами, организовали концерт для участников конференции. Организовывали награждения лучших докладчиков дипломами, подарками и сувенирами. Студенты ГРФ организовывали после окончания конференции Вечера встречи со студентами других вузов в ДК ТПИ.

В 1992-1996 гг. после разрушения СССР и ликвидации в ВУЗах и в стране организационных структур НИРС на Ученом Совете ГРФ ТПУ (ТПИ) было принято решение продолжать проводить ежегодно традиционные научные студенческие конференции им. М. А. Усова. На ГРФ ТПУ (ТПИ), несмотря на все сложности в стране, разрыва в проведении Усовских конференций никогда не было. Конференция продолжала проходить ежегодно.

В 1996 г., после разрушения структур по организации научной деятельности в стране, медленно начала возрождаться молодежная наука в вузах. В 1996 г. в г. Москва прошел Первый научный конгресс, для участия в котором был приглашен Томский политехнический университет как крупный научный центр, созданный в советское время и сохранившийся в разрушительные 90-ые годы.

В 1996 г. на базе ИПР ТПУ (ГРФ ТПИ) был организован первый в стране **Международный научный симпозиум им. М.А. Усова "Молодежь и проблемы геологии"** в рамках **Международного конгресса студентов, аспирантов и молодых ученых "Молодежь и наука – третье тысячелетие"**.

9–12 декабря 1996 г. – I Международный научный симпозиум им академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр" был посвящен 100-летию



Рис. 8. 1979 год. Председатель Студенческого Совета НИРС Е. Бауэр и член Студенческого Совета НИРС А. Адакаев за подготовкой к Всероссийской студенческой конференции. Помогает им зам. декана ГРФ по НИРС доцент Г.М. Иванова



Рис. 9. 1996 год. Открывает I Международный симпозиум им академика М.А. Усова проректор ТПУ В.Я. Ушаков; председатель симпозиума – декан ГРФ Б.И. Спиридонов



Рис. 10. 1996 год – На открытии I Международного симпозиума им. М.А. Усова, который сопровождался выставкой научных достижений молодежи

основания ТПУ (ТПИ). В нем приняли участие 27 ВУЗов, научных и производственных организаций России и стран СНГ, представители Китая и США. Был проведен круглый стол по теме: «Молодежь. Наука. Проблемы».

С 1996 г. – по настоящее время:

1. Ежегодно издается сборник научных трудов Международного симпозиума студентов и молодых ученых им академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».

2. Организацию и проведение симпозиумов возглавили преподаватели и сотрудники Института (факультета) – ИПР (ГРФ).

3. В рамках симпозиума проводятся традиционные выставки научных достижений студентов и молодых ученых.

4. В рамках симпозиума проводятся конкурсы на «Лучший научный доклад».

5. Каждый симпозиум посвящается Юбилейным датам ТПУ и ИПР и выдающимся ученым-выпускникам ИПР.

В дальнейшем международный симпозиум развился и приобрел следующие качества:

6. Сборник трудов международного симпозиума им. М.А. Усова входит в базу РИНЦ.

7. Для интересных научных проектов, доложенных на симпозиуме, проводится первый тур федерального конкурса грантов «У.М.Н.И.К.».

8. Ежегодно Международный симпозиум уже на протяжении 10 лет поддерживается Российским фондом фундаментальных исследований.

9. Три последних года лучшие статьи симпозиума публикуются в специальном выпуске журнала, индексируемом Scopus (Великобритания).

7-10 апреля 1997 года – был проведен II Международный научный симпозиум им. академика М. А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр". Увеличивается количество участников симпозиума. Заслушано 302 доклада 337 авторов-представителей ВУЗов, научных и производственных организаций. Подключаются молодые ученые академических институтов Российской академии наук и ее филиалов из 23 городов России и др. стран СНГ, а также представители Норвегии, Сирии, Китая, Марокко.

13–25 апреля 1999 года проводится III Международный научный симпозиум им академика А. М. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", который проходил в рамках российской научно-социальной программы для молодежи и школьников «Шаг в будущее». Посвящен он был 100-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, бывшего студента, выпускника ГРФ, академика и создателя Казахской академии наук. 1999 год – по решению ЮНЕСКО при организации ООН данный год был объявлен годом академика К. И. Сатпаева. На симпозиуме было заслушано 428 докладов из 34 городов России и стран СНГ. Работало



Рис. 11. 1996 год. Участники I Международного симпозиума им. М.А. Усова знакомятся с выставкой научных достижений студентов

одновременно 9 секций и 5 подсекций.



Рис. 12. 1997 год. Награждение лауреатов на закрытии II Международного симпозиума им. М.А Усова

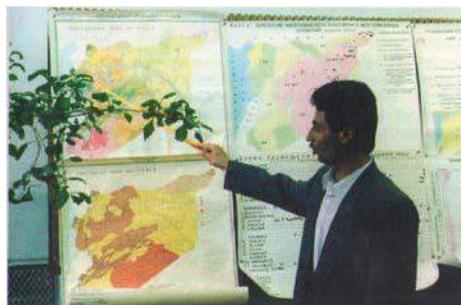


Рис. 13. 1998 год. Муса Кхалаф (Сирия) выступает с докладом на II Международном симпозиуме им. М.А Усова

3-7 апреля 2000 г. был проведен IV Международный научный симпозиум им. академика М. А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 100-летию со дня открытия ТПУ. Заслушано 503 доклада 628 авторов из 36 городов России и стран СНГ, а также из Германии, Китая, Судана.



Рис. 14. 1999 год. Вручение наград студентам и молодым ученым за лучшие доклады на III Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова (1999 год). Вручает награду зав. кафедрой БНГС П.С. Чубик (ныне ректор ТПУ) аспиранту А.Ю. Дмитриеву (ныне директор ИПР). В президиуме – зам. декана по НИРС, доцент Г.М. Иванова и декан ГНФ Б.И. Спиридонов



Рис. 15. 2000 год. Работа секции «Палеонтология, стратиграфия и региональная геология» на IV Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова

9 – 13 апреля 2001 года проводится V Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 100-летию горно-геологического образования в Сибири. Заслушан 341 доклад 359 авторов. Представлено 140 стендовых докладов. На симпозиум приехали представители 19 городов России и стран СНГ, а также из Германии, Алжира и Китая.



Рис. 16. 2001 год. Закрытие V Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова. Награждение лауреатов симпозиума.



Рис. 17. 2002 год. Открывает VI Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова директор ИГНД, профессор Кривошеев В.В. В президиуме: проректор по НРиИ, профессор В.А. Власов и зам. директора ИГНД по НИРСиМУ, доцент Г.М. Иванова.

1–5 апреля 2002 года проводится VI Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 100-летию со дня рождения Заслуженного деятеля науки и техники Л. Л. Халфина и 30-летию проведения молодежных научных конференций имени академика М.А. Усова. Заслушаны 497 докладов 513 авторов из 17 городов России и стран СНГ, а также из Германии и Китая.



Рис. 18. 2002 год. Участники VI Международного симпозиума им. академика М.А. Усова знакомятся с выставкой научных достижений молодежи ИГНД



Рис. 19. 2002 год. Работа секции «Современная нефтегазопромысловая техника и её совершенствование» на VI Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова



Рис. 20. 2003 год. Заслуженный деятель науки и техники РФ, профессор С.С. Сулакишин беседует со студентами Санкт-Петербургского государственного горного университета на VII Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова



Рис. 21. 2003 год. Работа VII Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова

14 – 18 апреля 2003 года проводится VII Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 140-летию со дня рождения лауреата Ленинской премии и Государственной премии СССР академика В. А. Обручева. Заслушаны 621 доклад 642 авторов. Участвовали представители 48 ВУЗов и научных институтов России, в том числе РАН. Участники прибыли из 23 городов России и стран СНГ.

5 – 9 апреля 2004 года состоялся VIII Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 400-летию г. Томска. В работе приняли участие 590 авторов и 571 доклад из 49 ВУЗов и НИИ России и стран СНГ, а также из Вьетнама, Кипра и США.



Рис. 22. 2004 год. Открывает VIII Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова проректор ТПУ (ныне ректор ТПУ) П.С. Чубик. В президиуме проректор ТПУ по НРИИ В.А. Власов, зам. директора ИГНД по НИРСиМУ Г.М. Иванова и зам. мэра г. Томска



Рис. 23. 2005 год. Работа секции «Геоэкология» на IX Международном симпозиуме им. академика М.А. Усова

11 – 15 апреля 2005 года проходит IX Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 60-летию победы Советского народа над фашизмом в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг. Заслушаны 586 доклад 598 авторов. Приняли участие 48 ВУЗов и НИИ, а также представители из Вьетнама и Кипра.



Рис. 24. 2005 год. Награждает профессор, заведующий кафедрой БС Евсеев В.Д. лауреатов IX Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова в Международном культурном центре ТПУ

3 – 8 апреля 2006 года состоялся X Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 100-летию первого выпуска сибирских инженеров и 100-летию основания ТПУ. Заслушаны 590 доклад 510 авторов из 44 городов России и стран СНГ, а также из Вьетнама и США.

9 – 14 апреля 2007 был проведен XI Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 80-летию академика, Президента Международного горного конгресса, Лауреата государственной премии СССР М. И. Щадова. Заслушаны 698 докладов 730 авторов из 38 городов России и стран СНГ, 45 ВУЗов и НИИ, а также из Вьетнама, США, Германии.



Рис. 25. 2006 год. X Международный симпозиум им. академика М.А. Усова открывает директор ИГНД, профессор А.К. Мазуров, в президиуме – проректор ТПУ и Г.М. Иванова, зам. директора ИГНД по НИРСиМУ



Рис. 26. 2006 год. Участники X Международного симпозиума им. академика М.А. Усова знакомятся с выставкой научных достижений студентов ИГНД. На первом плане – профессор, Заслуженный деятель науки и техники России В.Г. Лукьянов



Рис. 27. 2006 год. Работа секции «Геология и нефтегазовое дело» на английском языке на X Международном симпозиуме им. академика М.А. Усова



Рис. 28. 2006 год. Закрытие X Международного симпозиума им. академика М.А. Усова в Международном культурном центре ТПУ



Рис. 29. 2007 год. На закрытии XI Международного симпозиума им. академика М.А. Усова. На первом плане – Почетный профессор ТПУ, Заслуженный деятель науки и техники РФ С.С. Сулакишин



Рис. 30. 2008 год. Ректор ТПУ, профессор Ю.С. Похолков открывает XII Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова



Рис. 31. 2008 год. Участники XII Международного симпозиума им. академика М.А. Усова знакомятся с выставкой научных достижений студентов в ИГНД (2008 год)



Рис. 32. 2008 год. Выступление с докладом на секции «Геология нефти и газа» на XII Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова



Рис. 33. 2008 год. Закрытие XII Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова. На первом плане – профессор, Заслуженный геолог России Кучеренко И.В.

14 – 17 апреля 2008 года состоялся XII Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 90-летию созданию Сибгеолкома России и 100-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. Заслушаны 700 докладов 745 авторов. Участвовали 47 ВУЗов и НИИ из 42 городов России и стран СНГ, а также из Венгрии, Чехии, Вьетнама, Германии.



Рис. 34. 2009 год. Ректор ТПУ П.С. Чубик, профессор, Почетный разведчик недр РФ, академик Российской академии естественных наук, открывает XIII Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова



Рис. 35. 2009 год. Работа секции «Горное дело» на XII Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова. На первом плане профессор Л.А. Саруев, член-корреспондент РАН

6 – 11 апреля 2009 года прошел VIII Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 110-летию со дня рождения профессора, Лауреата

Государственной премии СССР К.В. Радугина. Заслушаны 698 докладов 758 авторов. Участвовали представители 46 ВУЗов и НИИ, а также РАН из 35 городов России и стран СНГ, а также из Венгрии, Чехии, Вьетнама, Германии, США, Франции.

5 – 9 апреля 2010 года был проведен XIV Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 65-летию Победы Советского народа над фашистской Германией в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг. Заслушаны 886 докладов 983 авторов. Участвовали представители 50 ВУЗов и НИИ, а также РАН и ее филиалов. Представители дальнего зарубежья – Вьетнама, Чехии, Венгрии, Германии, США, Франции.



Рис. 36. 2010 год. Открытие XIV Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова. В президиуме – Заслуженные профессора ТПУ



Рис. 37. 2010 год. Студенты на выставке научных достижений молодежи ИПР. XIV Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова



Рис. 38. 2010 год. Лауреаты секции «Геоэкология» после награждения на XIV Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова. В центре – профессор Л.П. Рихванов, Заслуженный деятель науки и техники РФ



Рис. 39. 2011 год. XV Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова открывает проректор-директор ИПР А.К. Мазуров



Рис. 40. 2011 год. Студенты из Индии Камал Гандра и Виджй Кумар на XV Международном научном симпозиуме им. академика М.А. Усова

4 – 8 апреля 2011 года прошел XV Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. Заслушаны 978 докладов 970 авторов из 48 ВУЗов и НИИ из городов России и стран СНГ, а также Индии, Германии, Венгрии, Чехии, Вьетнама, США, Китая, Франции.



Рис. 41. 2011 год. Студентка Зайцева Д.К. – Лауреат XV Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова на секции «Экономика минерального и углеводородного сырья. Горное право», Лучшая студентка ТПУ и Лучший выпускник России по своей специальности.



Рис. 42. 2011 год. Праздничный концерт на закрытии XV Международного симпозиума им. академика М.А. Усова

2–7 апреля 2012 года состоялся юбилейный XVI Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", посвященный 110-летию со дня рождения профессора, Заслуженного деятеля науки и техники России Л.Л. Халфина и 40-летию научных молодежных симпозиумов академика им. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». Заявлено 989 докладов 1020 авторов из 52 ВУЗов и НИИ и представителей РАН из городов России и стран СНГ, а также из Англии, Индии, Германии, Венгрии, Чехии, США, Франции. Работала 21 секция и круглый стол.



Рис. 43. Награждение лауреатов XVI Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова (2012 г.)



Рис. 44. 2012 год. Лауреаты секции «Месторождения полезных ископаемых. Методика поисков и разведки МПИ». XVI Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова. В центре – первый проректор ТПУ А.К. Мазуров

1 – 6 апреля 2013 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся Семнадцатый Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы.

Заявки для участия в симпозиуме подали 1400 студентов и молодых ученых России, ближнего и дальнего зарубежья, которые представили 1300 докладов, из которых 410 докладов заявили иногородние участники. Это представители дальнего зарубежья - 36 участников из 18 ВУЗов, научных и производственных организаций 16 городов. Страны СНГ представили 64 участника из 32 ВУЗов, научных и производственных организаций 21 города. Россия была представлена 310 иногородними участниками из 80 ВУЗов, научных и производственных организаций, 49 городов. С докладами на английском и немецком языках выступило 100 человек.

Во время работы симпозиума на заседаниях 21 секции и Круглого стола из **1300 представленных докладов** было заслушано **990 докладов**. Стендовых докладов было рассмотрено – **260**. Активное участие в работе симпозиума приняли иногородние участники, которые выступили со **150 докладами**.

Статус участников симпозиума, из представивших **1300 докладов**, следующий: студентов – **832**, аспирантов – **280**, научных сотрудников – **92**, инженеров – **60**, молодых преподавателей – **28**, школьников – **8**.

По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из ВУЗов – **1175**, из РАН – **42**, НАН – **10**, из отраслевых НИИ – **40**, из производственных организаций – **25**, из школ – **8**.

Из **990** заслушанных докладов доклады студентов и магистрантов составили – **760**, доклады аспирантов и молодых ученых – **222** и **8** – школьников. Заседания симпозиума по 21 секции в течение 4-х дней посетило **2050 человек**.

Дальнее зарубежье было представлено **36 докладами из 9 стран**: Германии, Франции, Китая, Великобритании, Италии, Польши, Эквадора, Вьетнама и Монголии.

Ближнее зарубежье (страны СНГ) представили **64 доклада из 8 стран**: из Национальных Академий наук и вузов Украины, Белоруссии, Казахстана, Латвии, Азербайджана, Армении, Узбекистана, Киргизии.



Рис. 45. 2013 г. XVII Международный симпозиум им. академика М.А. Усова открывает директор ИПР А.Ю. Дмитриев, член-корреспондент Западно-Сибирского отделения РАН



Рис. 46. 2013 г. Наталья Владимировна Обручева, внучка академика В.А. Обручева, выступает на открытии XVII Международного симпозиума им. М.А. Усова

7 – 11 апреля 2014 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся Восемнадцатый Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 115-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева и 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР профессора Ф.И. Шахова.

Восемнадцатый Симпозиум проведен при информационной поддержке Министерства образования и науки, при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований.

Заявки для участия в симпозиуме подали **1195 студентов и молодых ученых** России, ближнего и дальнего зарубежья, которые представили **970 докладов**, из которых **293** доклада заявили иногородние участники. Это представители дальнего зарубежья – **32 участника из 16 ВУЗов, научных и производственных организаций 12 городов**. Страны СНГ представили **58 участников из 30 ВУЗов, научных и производственных организаций 20 городов**. Россия была представлена **206 иногородними участниками из 78 ВУЗов, научных и производственных организаций, 48 городов**. Томичи представили **677 докладов**. С докладами на английском и немецком языках выступило **73 человека**.

Во время работы симпозиума на заседаниях 21 секции и Круглого стола, из **970 представленных докладов** было заслушано **827 докладов** (из ТПУ – **677**). Стендовых докладов было рассмотрено – **143**. Активное участие в работе симпозиума приняли **иногородние участники**, которые выступили со **150 докладами**.

Статус участников симпозиума, из представивших **970 докладов**, следующий: студентов – **655**, аспирантов – **180**, научных сотрудников – **82**, инженеров – **30**, молодых преподавателей – **18**, школьников – **5**.

По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из ВУЗов – **607**, из РАН – **22**, НАН – **8**, из отраслевых НИИ – **18**, из производственных организаций – **10**, из школ – **5**.

Из **827** заслушанных докладов (из ТПУ – **677**) доклады студентов и магистрантов составили – **547** (из ТПУ – **490**), доклады аспирантов и молодых ученых – **130** (из ТПУ – **80**) и **5 школьников**. Заседания симпозиума по 21 секции в течение 4-х дней посетило **2010 человек**.

Наибольшее число докладов было представлено на секциях: «Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии» – **78 докладов, 89 авторов**; «Современные технологии подготовки освоения и переработки минерального и углеводородного сырья» – **83 доклада, 149 авторов**; «Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья» – **70 докладов, 81 автора**.

Дальнее зарубежье было представлено 32 докладами из 9 стран: Германии, Франции, Китая, Италии, Польши, Эквадора, Ирака, Вьетнама и Монголии.

Ближнее зарубежье (страны СНГ) представили 58 докладов из 9 стран: из Национальных Академий наук и вузов Украины, Белоруссии, Казахстана, Латвии, Азербайджана, Армении, Узбекистана, Киргизии, Таджикистана.



Рис. 47. 2013 г. Работает секция «Геология, горное и нефтегазовое дело на английском языке».

*XVII Международный симпозиум
им. академика М.А. Усова*



Рис. 48. 2013 г. Лауреато в XVII Международного симпозиума им. академика М.А. Усова награждает профессор, академик РАЕН С.Н. Харламов

6-10 апреля 2015 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся **Девятнадцатый Международный научный симпозиум** имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией.

Девятнадцатый Симпозиум проведен при информационной поддержке Министерства образования и науки, при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований. Заявки для участия в симпозиуме подали 1250 студентов и молодых ученых России, ближнего и дальнего зарубежья, которые представили 1020 докладов, из которых 262 доклада заявили иногородние участники.

Это представители дальнего зарубежья – 22 участника из 16 ВУЗов, научных и производственных организаций 12 городов. Страны СНГ представили 30 участниками из 30 ВУЗов, научных и производственных организаций 15 городов. Россия была представлена 968 участниками, из них 210 иногородними участниками из 78 ВУЗов, научных и производственных организаций 48 городов. Томичи представили 758 докладов (из них ТПУ 710). С докладами на английском и немецком языках выступило 54 человека с 47 докладами.

Во время работы симпозиума на заседаниях 21 секции и Круглого стола, **из 1020 представленных докладов было заслушано 810 докладов** (из ТПУ – 690). Стендовых докладов было рассмотрено – 210. Активное участие в работе симпозиума приняли иногородние участники, которые выступили со 110 докладами.

Статус участников симпозиума, из представивших 1020 докладов, следующий: студентов – 694, аспирантов – 190, научных сотрудников – 80, инженеров – 32, молодых преподавателей – 20, школьников – 4.

По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из ВУЗов – 954, из РАН – 24, НАН – 7, из отраслевых НИИ – 20, из производственных организаций – 11, из школ – 4.

Из 810 заслушанных докладов (из ТПУ – 690) доклады студентов и магистрантов составили – 646 (из ТПУ – 608), доклады аспирантов и молодых ученых – 160 (из ТПУ – 82) и 4 школьников. Заседания симпозиума по 21 секции в течение 4-х дней посетило 1900 человек.

Дальнее зарубежье было представлено 22 докладами из 12 стран: Германии, Великобритании, Нидерландов, Швейцарии, Мексики, Франции, Китая, Италии, Вьетнама, Монголии, Новой Зеландии и Нигерии.

Ближнее зарубежье (страны СНГ) представило 30 докладов из 7 стран: из Национальных Академий наук и вузов Белоруссии, Казахстана, Латвии, Армении, Узбекистана, Киргизии, Таджикистана.

Сегодня Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» представляет собой крупный научный геологический молодежный Форум, имеющий немалый авторитет в стране.

Уникальность симпозиума состоит в том, что он многопрофильный в науках о Земле и, включая также все, что связано не только с исследованием недр Земли, но и их освоением.

Научные направления 21 секций охватывает сегодня важнейшие проблемы и новейшие достижения стратиграфии, палеонтологии, тектоники, исторической и региональной геологии, кристаллографии, минералогии, геохимии, петрографии, литологии, полезных ископаемых, металлогении, гидрогеологии и инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений, переработки углеводородного и минерального сырья, геоинформационных систем в науках о Земле, нефтегазопромыслового оборудования, современной техники и технологии разведки месторождений полезных ископаемых, добычи, технологии и техники транспорта и хранения нефти и газа, бурения скважин, горного дела, геоэкологии, гидрогеоэкологии, инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, горного и природоресурсного права, а также проблемы экономики минерально-сырьевых комплексов России и стран СНГ. В следующем году планируем ввести ещё одно

направление «Космогеологию». Кроме того, планируется проведение некоторых секций с использованием залов 3-D визуализации с зарубежными участниками.



Рис. 48. 2014 г. XVIII Международный симпозиум и.м. М.А. Усова. Работает секция «Гидрогеология и инженерная геология»



Рис. 49. 2014 г. XVIII Международный научный симпозиум и.м. академика М.А. Усова. Выступает студент на секции «Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений»

Симпозиум проходит по всем фундаментальным и прикладным направлениям геологического профиля. На каждой из научных направлений симпозиума выступают ведущие специалисты и ученые по проблемным вопросам геологии и недр Земли в XXI веке.

Участвуют в симпозиуме лучшие студенты и молодые научные кадры России и стран СНГ, а также представители Дальнего зарубежья. На симпозиуме в докладах освещаются достижения научных исследований авторов с использованием новейших методов исследований и оригинальных методов интерпретаций; результаты конструкторских разработок и экспериментальных исследований; достижений с использованием новых компьютерных технологий в геологии, нефтегазодобычи и геоэкологии; аналитические обзоры теоретических и экспериментальных исследований по различным геологическим проблемам и охране окружающей среды.

На Международных научных симпозиумах имени академика А.М. Усова традиционно отмечается активное участие молодых ученых из академических институтов РАН и НАН стран СНГ, а также отраслевых научно-исследовательских институтов. Научный уровень многих докладов на всех секциях симпозиумов отмечается как очень высокий, некоторые из них отличаются новизной и оригинальностью идей. Результаты лучших научных работ чрезвычайно актуальны, отражают исследования как в области фундаментальных наук, так имеют и важное прикладное значение и при дальнейшей научной разработке могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней. Результаты исследований по ряду представленных докладов имеют патенты и лицензии. Авторы научных работ продемонстрировали владение самыми современными методами научных исследований.

В процессе работы симпозиума на секциях используются современные технические средства демонстрации научных работ: мультимедийный проектор, компьютерный проектор, ноутбук, графопроектор, программа для презентаций «Powerpoint», проектор Nec-595VT, оптические преобразователи в режиме Power Point, интерактивная доска Hitachi, видеостена 3D-визуализации, плазменный экран, а также используются для демонстрации самые последние версии популярного пакета программ MS Office, Corel Draw, Arc View, MapInfo и других новейших программных средств. Некоторые доклады сопровождаются показом фильмов собственного производства.

Кроме работы секций почти ежегодно последние годы работает «Круглый стол», на котором ведутся дискуссии по наиболее назревшим темам таким, как «Научно-исследовательская работа молодежи в условиях современного образовательного процесса в вузах России: опыт, традиции, новые формы, проблемы, перспективы», «Профессиональная коммуникация и проблемы преподавания профессионального иностранного языка в области природных ресурсов недр Земли» или «Наука. Образование. Молодежь. Проблемы. Перспективы» и др.

В день открытия Международных симпозиумов имени академика М.А. Усова традиционно организуются и работают, как правило, три выставки. Такие как – научные достижения студентов и молодых ученых ИПР (ИГНД), а также выставки с историческими материалами, посвященные юбилейным датам института и университета, а также выдающимся ученым – выпускникам ИПР, иногда одна из выставок освещает новейшую литературу по теме наук о Земле.

В период работы симпозиумов для участников организуется интересная культурная программа. Проводятся экскурсии по городу; в Сибирский ботанический сад (в отдел тропической и субтропической растительности); в музей редких и древних книг; в музей истории Томского политехнического университета; в выставочный центр современных научных достижений ТПУ; в музей-кабинет академиков В.А. Обручева и М.А. Усова; в библиотеку Томского политехнического университета; в Центр подготовки магистров в области нефтяного инжиниринга, созданного на базе Эдинбургского университета «Хериот-Ватт» (Великобритания) и Томского политехнического университета, в современное автоматизированное ядро хранения с лабораторно-аналитическим центром. Гости симпозиума знакомятся с учебными корпусами и лабораториями ИПР ТПУ, с инновационными научно-образовательными центрами ИПР («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), оснащенными новейшим современным оборудованием на уровне мировых стандартов; с

минералогическим и палеонтологическим музеями Томского политехнического университета; с научно-исследовательским ядерным реактором ТПУ и т.д. Для гостей демонстрируется фильм об истории, традициях и научных достижениях ИПР ТПУ.



Рис. 50. 2015 г. Награждение Лауреатов XIX Международного симпозиума им. М.А. Усова. Лауреатов поздравляет директор ИПР А.Ю. Дмитриев



Рис. 51. 2015 г. Лауреаты секции «Геология нефти и газа» XIX Международного симпозиума им. М.А. Усова

В период работы симпозиума на каждой секции работают конкурсные комиссии, которые определяют лауреатов лучших научных работ по каждому из своих направлений. Все победители награждаются дипломами и ценными призами, всем участникам вручаются сертификаты и сувениры.

Награждения лауреатов проходят, как правило, в торжественной и праздничной обстановке в Международном культурном центре Томского политехнического университета. Для участников симпозиума дается праздничный концерт.

Главными рабочими языками на симпозиуме являются русский, английский и немецкий. Поскольку часть докладов участниками делается на английском и немецком языках, то для них работают специальные секции «Геология и нефтегазовое дело», на которых бывает представлено до 120 докладов. На открытии данной секции в этом году выступил представитель Британского Совета – Harriot-Watt University.

В рамках Международных научных симпозиумов им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения» последних лет проводится Федеральный молодежный конкурс «У.М.Н.И.К.», молодежный научно-инновационный конкурс грантов на научные исследования в размере 400 тыс. руб. на 2 года.

По итогам работы симпозиумов ежегодно издается сборник научных трудов симпозиума, компьютерная копия которого в виде CD-диска выдается участникам симпозиума. Объем сборника издается в виде монографии и составляет, как правило, 1300-1500 страниц (усл. печ. листов - 120.50, размер шрифта Times New Roman 9) в двух томах, тиражом – 300 экземпляров, в твердом переплете с глянцевогой коркой.

Электронная версия сборника трудов выставляется на сайте <http://usovma.tpu.ru>.

Симпозиум, его ход, содержание и значимость широко освещается в средствах массовой информации (на областном телевидении, в журнале «Недра Сибири», в областной печати, в газете ТПУ «За кадры» и т.д.) и имеет высокие отзывы от участников и научных сообществ различных городов.

Последние 10 лет, Международные научные симпозиумы им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» осуществляются при информационной поддержке образования и науки РФ (Роснаука) и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований РФ.

Сборник трудов Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» входит в базу РИНЦ, лучшие статьи публикуются в специальном выпуске журнала, индексируемом Scopus (Великобритания), а также в журнале «Известия ТПУ» ВАК. Интересные проекты, доложенные на симпозиуме, рекомендуются для участия в Федеральном конкурсе грантов «У.М.Н.И.К.».

Надеемся, что полувековая прекрасная традиция Института природных ресурсов Томского политехнического университетов в дальнейшем не исчезнет и будет продолжаться дальше.

**ТРАДИЦИИ, ЗАЛОЖЕННЫЕ В.А. ОБРУЧЕВЫМ В ПОДГОТОВКЕ
ВЫСОКОПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ, УСПЕШНО РАЗВИВАЮТСЯ
В ИНСТИТУТЕ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ.**

(К 120-ЛЕТИЮ ОСНОВАНИЯ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА)

Г.М. Иванова, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



**Фото 1. Академик В.А. Обручев –
основатель горно-геологического
образования в ТПИ (ТПУ) и Сибири**

Сегодня, в XXI веке, как и в прошлом столетии, наука и образование являются одной из наиболее эффективных производительных сил общества и ускорителем его социально-экономического развития и прогресса. Это выдвинуло повышенные требования к подготовке специалистов в сегодняшних жестких условиях конкуренции на мировом рынке интеллектуального труда.

Методом реализации столь сложной задачи всегда являлся и является НИРС и УИРС как важнейшая основа учебно-научно-воспитательного процесса, дающая возможность успешного внедрения развивающих технологий обучения. Они включают в себя создание в процессе обучения условий для раскрытия и реализации личностных творческих способностей молодежи, обучение студентов методологии научных исследований и эксперимента, формирование и развития у обучающегося способности к быстрой адаптации в сегодняшних изменяющихся условиях, приложения своих знаний и умений и поддержания научно-конструкторско-изобретательской деятельности. Осуществить это можно тогда, когда учебно-научно-воспитательный процесс будет построен таким образом, что студенту (обучаемому) предоставляется возможность творить самому в процессе обучения. Наиболее эффективно это достигается, когда студент включается в творческий процесс научно-исследовательского коллектива. Большую роль при этом играет бережная индивидуальная работа со студентами педагога-творца.

Подобная система воспитания творческой личности складывалась и развивалась в Институте природных ресурсов (ранее ИГФ, ГРФ и ИГНД) годами и является одной из лучших традиций ИПР, бережно сохраняемой и развивающейся и по сей день. Истоки такой системы воспитания идут от основателей факультета (сейчас Института) – талантливых педагогов, ученых-академиков В.А. Обручева и М.А. Усова. Примером может служить сам В.А. Обручев, который нашел и воспитал, как своих сыновей, талантливого ученика М.А. Усова, выпускника первого выпуска горных инженеров в Сибири, ставшим первым из сибиряков академиком, с именем которого связано становление горнодобывающей промышленности Сибири. Примером служит и сам М.А. Усов, который, подобно В.А. Обручеву, нашел в степях одаренного казахского юношу – К.И. Сатпаева, растил и учил его, как сына. М.А. Усов брал его с собой в экспедиции, чем и сыграл огромную роль в судьбе будущего академика К.И. Сатпаева – основателя Академии Наук Казахстана. Такое бережное отношение к одаренной молодежи было воспитано и у других учеников М.А. Усова. С 1984 г. в ИПР существует Фонд наследия профессора К.В. Радугина – ученика М.А. Усова, лауреата Сталинской и Государственной премий. К.В. Радугин в завещании после своей смерти передал все свои личные денежные сбережения талантливой молодежи ИПР для поощрения их творческой научной деятельности. Эта связь поколений не прекращается в ИПР уже более 120 лет. Пройдя научную школу в Институте (факультете) и впитав его традиции, его лучшие выпускники, как правило, не прерывают связь с ИПР и учителями, становясь проводниками научных идей сибирской геологической школы, основанной академиками В.А. Обручевым и М.А. Усовым, и помогая в дальнейшем родному институту и вузу.

Учебно-научно-воспитательный процесс, заложенный основателями ИПР, продолжается. Так, из 35 тыс. выпускников института более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 50 – лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 250 – докторами и более 1600 – кандидатами наук. Из стен ИПР вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии наук, 5 Героев социалистического труда. ИПР дал стране и миру выдающихся ученых и организаторов геологической службы и горнодобывающей промышленности СССР и России – это В.А. Обручев и М.А. Усов, Ю.А. Кузнецов и К.И. Сатпаев, Н.Н. Урванцев и М.К. Коровин, П.П. Гудков, Ф.Н. Шахов и др.

Каждый этап в истории развития ИПР укреплял эти добрые традиции, развивая их в соответствии с задачами и требованиями, которые ставили время и научно-технический прогресс, продолжая готовить высокопрофессиональных специалистов и по сей день.

Традиции НИРС и УИРС были заложены еще в дореволюционный период, когда все студенты Томского технологического института и Горного факультета должны были выполнять, кроме обычного дипломного проекта, еще и научно-исследовательскую дипломную работу, в основе которой лежали научные исследования автора. Первый научный кружок в ТПУ возник на горном факультете в 1909 году. Руководил им В.А. Обручев. В этом кружке, еще студентом, занимался выдающийся ученый, основатель Сибирской школы геологов, будущий академик М.А. Усов. В 30-х годах при поддержке М.А. Усова на факультете создается



Фото 2. 1976 г. Руководитель НИРС ГРФ (ИПР) доцент Г.М.Иванова с членами Студенческого Совета НИРС - студентами группы 2311 А.Черезовым и К. Старыгиным (1976 г.). В настоящее время А.Черезов – кандидат геолого-минералогических наук, руководитель отдела Тувинского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН

объединений лежит единство научных школ института, научных академических институтов и производства.

На факультете традиционно всегда были тесно взаимосвязаны наука и учебный процесс. Учебно-исследовательскую работу студентов, введенную в учебную программу, впервые в ТПУ начал практиковать профессор ГРФ ТПИ Л.Л. Халфин. В 1942 году на занятиях по палеонтологии студенты получали индивидуальные научные задания. По расписанию на эти занятия отводилось до 30 часов учебного времени. Таков был первый опыт введения НИРС в учебный процесс в вузах Сибири и Дальнего Востока. Позднее лабораторные практикумы с элементами научных исследований получили широкое развитие. Особенно на ГРФ удачно сочетались научные и учебные занятия во время летних полевых геологических практик. Дипломные и курсовые работы, выполненные студентами по материалам, собранным на производстве или в исследовательских экспедициях, имели уже реальную научную и практическую значимость, также как это делалось при В.А. Обручеве и М.А. Усове, которые постоянно брали с собой в экспедиции студентов. Профессор С.С. Сулакшин впервые в ТПУ ввел курс «Основы научных исследований» на кафедре техники разведки в 1966-1967 гг. (разработчик курса доцент В.П. Рожков). Данный курс, а также курс «Основы научного эксперимента» (разработчик – профессор П.С. Чубик, ныне ректор ТПУ), получили развитие почти на всех кафедрах факультета в университете в советское время. В настоящее время такие курсы успешно ведутся на кафедрах бурения скважин, кафедре геохимии и геоэкологии, гидрогеологии и инженерной геологии и др. Данные лекционные курсы сопровождаются практикумами и лабораторными занятиями научно-исследовательского характера и методически обеспечены.

К началу 50-х годов на факультете сформировалась стройная система организации НИРС. Появились студенческие и преподавательские Советы НИРС, занимающиеся организацией научно-исследовательской работы студентов. В настоящее время в соответствии с новыми требованиями в ИПР организован и работает отдел по организации НИР студентов и молодых ученых (до 35 лет). Теперь он назван Центром научной карьеры. Сегодня наиболее тесно осуществляется связь кафедр с академическими и отраслевыми научными институтами. Многие студенты сейчас исполняют обязанности инженеров-исследователей, лаборантов в научных учреждениях, совмещая учебу и научную деятельность. Уже с 70-х годов регулярно проводились конкурсы по НИР и олимпиады различного уровня по геологическим дисциплинам и специальностям. На ГРФ (ИПР) была разработана и введена система оценки работы кафедр по НИРС. Проводился конкурс на лучшую кафедру по НИРС, лучшую учебную группу по НИРС, лучшее научное студенческое объединение (СКБ, СНИЛ, СНО, СНК и др.), лучшего научного руководителя студентов, лучшего студента по НИРС, которому присваивалось

научно-техническое общество. В 30-40-х годах педагоги факультета уделяли большое внимание индивидуальной работе с одаренной молодежью, привлекая ее к научной деятельности, в этот период работало несколько научных студенческих кружков и объединений.

В дальнейшем, особенно в 70-х годах, на факультете активно работали научные кружки и появились первые молодежные научные объединения, студенческие конструкторские бюро (СКБ), студенческие научно-исследовательские лаборатории (СНИЛ). Постепенно с годами они развивались и изменялись, совершенствовались. На основе многолетнего опыта и традиций НИРС в ИПР сегодня мы имеем действующие молодежные студенческие научные объединения, более разнообразие и сложные по структуре организации, чем прежние, появились в современных условиях и многочисленные малые научно-производственные предприятия, организованные и возглавляемые самими студентами. В некоторые года их количество достигало 14. В основе таких научных молодежных



Фото 3. 1996 г. Открытие Всесоюзной научной студенческой конференции в 1976 г. на базе ГРФ ТПИ. Выступает зам. декана по НИРС доцент Г.М.Иванова. В президиуме (слева направо) – председатель Студенческого Совета НИРС студент гр. 2620 Е.Г.Язиков (ныне профессор, зав. кафедрой ГЭГХ ИПР ТПУ); Лауреат медали Академии наук СССР студент гр. 2360 В.В.Хитров (ныне крупнейший специалист по морской геологии Дальнево-сточных морей России); Заслуженный деятель науки и техники, профессор Д.С. Миков, основатель Сибирской геофизической школы.



Фото 4. 2003 г. Студенты ВУУЛ – Лауреаты конкурса на звание «Лучший студент ТПУ – 2003». Слева направо: студентки О.В.Лысова, О.Е.Петрова (Лепокурова), А.В.Таловская; научный руководитель, доцент Ю.Г.Копылова, первый проректор ТПУ, профессор П.С.Чубик (ныне – ректор ТПУ) и руководитель НИРС и МУ ИГНД (ИПР) Г.М.Иванова на ректорском приеме.

преподавателей и научных сотрудников факультета. С 1971-1972 годов года на факультете стала ежегодно проводиться межвузовская научная студенческая конференция, которая в 1974 года получила статус Всероссийской, а с 1976 года – Всесоюзной. Конференции, а затем симпозиумы получили имя академика М.А. Усова. Благодаря этому ИПР установил тесные связи со всеми геологическими вузами страны. Последние 20 лет труды участников конференций публикуются в специальных сборниках. В 1996 году на базе ИПР был организован первый в стране Международный научный симпозиум «Молодежь и проблемы геологии» в рамках Международного научного конгресса студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и наука – третье тысячелетие». Организация и проведение ежегодных теперь уже Международных научных молодежных симпозиумов «Проблемы геологии и освоения недр» явились новой традицией института. Подобные научные симпозиумы ИПР проводит ежегодно. В 2006 г. был проведен юбилейный X Международный молодежный научный симпозиум имени академика М.А. Усова. В 2013 году традиционный XVII Международный симпозиум был посвящен 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова. В этом году мы отмечаем 20-летний юбилей Международного научного молодежного симпозиума им. М.А. Усова и 45-летний юбилей проведения Усовских научных молодежных конференций. В таких научных форумах принимают участие до 1400 молодых ученых и лучших студентов России, стран СНГ, и представителей дальнего зарубежья – США, Германии, Великобритании, Китая и других.

Еще одна традиция 70-х – ежегодное проведение Дня науки, которому посвящались выставки научных достижений студентов, проводился торжественный общефакультетский вечер, на котором подводились итоги и достижения НИРС за год, награждались за НИР лучшие студенты и научные руководители. Сегодня такие праздники проводятся также при подведении итогов Всероссийских и университетских профессиональных олимпиад, на которых награждаются лучшие студенты в своей профессии.

В начале 90-х годов родилась новая замечательная традиция – были учреждены именные стипендии и премии в честь выдающихся ученых – сотрудников института (факультета), которые выплачиваются студентам за отличную учебу и успешную научную работу. Это премии имени академика В.А. Обручева, имени академика М.А. Усова и имени профессора М.К. Коровина, а также ряд различных спонсорских стипендий. С 2012 года стали выплачиваться стипендии

звание «Отличник НИРС». В настоящее время эта система взята на вооружение в ТПУ, где ежегодно проводятся конкурсы на звание «Лучший студент года в ТПУ», проводятся конкурсы на лучшего научного руководителя ТПУ и лучшее подразделение по НИРС в ТПУ. В этих конкурсах ИПР уже на протяжении десятков лет занимает первые места. К сожалению, в последние года он теряет свою значимость.

На факультете в 70-х годах была введена новая традиция – организация и проведение ежегодных межвузовских, затем Всесоюзных и, наконец, Международных научных студенческих конференций, которые сыграли и продолжают играть большую роль в развитии НИРС, популяризации престижа научной деятельности среди молодежи, подготовке высококвалифицированных специалистов и воспитании творческой личности.

Первая научная студенческая конференция на факультете была проведена в 1946 году, но она в 40-50-е годы не была ежегодной. В 50-60-е годы студенты выступали, в основном, с научными сообщениями на научных конференциях



Фото 5. 2007 г. Магистрант ИПР А.В. Кокорин – создатель и директор научно-производственного предприятия ООО «Нефтьинвент», на награждении дипломом Международной выставки «Нефть. Газ. Геология. – 2007» А.В. Кокорин – лучший выпускник мира 2008 г. по своей специальности. Ныне он - генеральный директор завода «Современная техника» (г. Москва)



Фото 6. 2010 г. Лауреаты звания «Лучшие выпускники России по специальностям» – выпускники ИПР ТПУ после вручения наград (г. Санкт-Петербург)

поддержка студенческой науки. Именно денежные фонды наследия профессора К.В. Радугина и профессора А.В. Аксарина сыграли положительную роль в наиболее трудный период для института. В настоящее время студенты, аспиранты и молодые ученые ИПР активно участвуют в конкурсах грантов различного уровня на проведение научно-исследовательских работ и выигрывают их. Ежегодно студенты ИПР зарабатывают от 10 до 20 млн. рублей.

Новой традицией в молодежной науке ИПР стало развитие интенсивных международных связей в научном направлении.

Еще важной традицией НИРС в ИПР (ИГНД, ГРФ) является то, что способные и одаренные студенты вовлекаются, как правило, в решение наиболее актуальных научных проблем и работают вместе с научными сотрудниками по научным программам Минвуза СССР, Минвуза РСФСР, РФ, грантам, программам Всесоюзным, федеральным, региональным, областным, таким как, например, «Охрана окружающей среды», «Нефть и газ Западной Сибири» и др.

В первые годы нового столетия стало активно развиваться олимпиадное движение. Участие студентов ИПР во Всероссийских и университетских олимпиадах по учебным дисциплинам и специальностям стало новой традицией ИПР. В настоящее время в ИПР ежегодно проводится 30 университетских профессиональных олимпиад и 10 Всероссийских олимпиад по разным геологическим специальностям. Среди многочисленных победителей студенческих олимпиад ежегодно много студентов ИПР. Все они очень талантливые молодые люди. В дальнейшем все они подтвердили свой высокий интеллектуальный потенциал и прекрасную профессиональную подготовку.

Занимаясь в студенческие годы научной конструкторской деятельностью, студенты ИПР почти ежегодно продолжают получать авторские свидетельства, патенты, лицензии на изобретения и полезную модель, как в советское время, так и в сегодняшнее время.

Кроме конкурсов, студенты ИПР всегда активно участвовали в выставках научно-технического творчества молодежи, на которых они получили не одну награду, в том числе медали. Они участвовали в Международных, Всесоюзных и Всероссийских выставках в Москве, ранее на ВДНХ, теперь на выставках «Научно-техническое творчество молодежи» (Москва) и др.

Президента РФ и Правительства РФ. Все эти премии лучшие студенты могут получить лишь после победы в открытом конкурсе.

На протяжении многолетнего опыта НИРС в ИПР удалось создать систему отбора талантливой молодежи и воспитания творческой личности, которая функционирует и эффективно действует и в настоящее время, что является большим достижением института. Эта система включает в себя на первом этапе – поиск и отбор способной, талантливой молодежи еще в школьный период через МНО, СНИЛ, кружки и на первых курсах обучения в студенчестве. Затем ведется постоянная большая индивидуальная работа педагога с одаренной молодежью, начиная с первого курса обучения до последнего, вплоть до выпуска его в самостоятельную профессиональную деятельность. Истоки такого наставничества идут еще от основателей факультета.

С 80-х годов по настоящее время при ИПР успешно работает школа «Юный геолог» среди школьников нашего города. Они являются потенциальными лучшими абитуриентами института и сегодня.

В 1991-1996 гг. в условиях тяжелого финансово-экономического положения в стране на факультете был создан фонд поддержки НИРС. Именные фонды также были созданы и на некоторых кафедрах, из средств которых стала осуществляться



Фото 7. 2012 г. Вручение Медали и диплома Российской Академии Наук за лучшую НИР Покровскому В.Д., студенту ИПР Президентом РАН (2012 г.). Покровский В.Д. – победитель конкурса на звание «Лучший выпускник России» и конкурса «Лучший студент ТПУ». В настоящее время к.г.-м.н., ассистент ИПР ТПУ.

Традиции НИРС, заложенные нашими учителями В.А. Обручевым и М.А. Усовым, передаваемые из поколения в поколение на ИПР на протяжении более столетия, подтверждаются высокими наградами лучших студентов института на протяжении многих лет и профессиональными достижениями выпускников.

Это медали и дипломы Минобразования СССР и АН СССР за лучшие научные работы студентов. С 1999-2001 гг. стало проводиться много персональных конкурсов для одаренной молодежи, причем разного возрастного уровня и степени профессиональной подготовки. Это конкурс НИР студентов на звание дипломанта Медали и премии Российской Академии наук, Всероссийские конкурсы на лучшую НИР студентов, международные и всероссийские конкурсы – на звание лауреата стипендии им. академика В.И. Вернадского, Евро-Азиатского геофизического общества, Всероссийские конкурсы выпускных квалификационных работ студентов, Всероссийские и университетские профессиональные олимпиады. Уже несколько лет проводится конкурс на звание «Лучший выпускник России» и «Лучший выпускник Мира» для выпускников вузов, готовящих специалистов минерально-сырьевого комплекса. С 2008 г. по 2012 г. проводился ежегодный Международный конкурс студентов на звание «Золотой резерв нефтегаза РФ», организованный нефтегазовыми компаниями России. И на всех этих конкурсах наши студенты и выпускники выигрывают, что свидетельствует об их высокой профессиональной подготовке. В этом году отлично выступили наши студенты на Международном молодежном форуме «Арктика. Сделано в России» (г. Москва).

Каждый год лучшие студенты ИПР уже на протяжении десятков лет получают эти высокие награды. **Многие награды студентов ИПР являются уникальными и не имеют аналогов в ТПУ и других вузах Сибири. К ним относятся медали АН СССР и медали РАН за лучшие научные работы. Восемь студентов ИПР (ИГНД) получили такие высокие награды.**

Победителями Международного конкурса «Лучший выпускник Мира» по своей специальности стали 8 студентов ИПР, конкурса «Лучший выпускник России» среди выпускников вузов минерально-сырьевого комплекса по своим специальностям, который стал проводиться с 2004 г., стали 40 студентов ИПР. Других престижных наград федерального уровня за 45 лет удостоены 440 студентов ИПР.

Ежегодно с 1999 года в ТПУ проводится университетский конкурс на звание «Лучший студент ТПУ», в котором из 24 тыс. студентов, обучающихся в ТПУ, выбираются самые лучшие. Победителями этого конкурса становятся «круглые» отличники на протяжении всех лет учебы в ТПУ, имеющие высокие достижения по научной работе, владеющие в совершенстве иностранными языками и т.д. Ежегодно по итогам этого конкурса в двадцатку лучших студентов ТПУ попадает от 5 до 8 студентов ИПР.

В период с 1970 по 1988 гг., когда студенческий Совет НИРС выполнял всю основную работу по организации НИРС на факультете, большую роль сыграли студенты-организаторы НИРС – председатели студенческого Совета НИРС. Научной работой студентов, а теперь и молодых ученых (до 35 лет) в ИПР с 1968 г. и по настоящее время с небольшими перерывами руководит доцент Г.М. Иванова.

В ИПР, таким образом, выросли и работают прекрасные организаторы НИРС и научные руководители талантливой молодежи. Часть из них, за свою большой значимости деятельности в деле воспитания научных кадров и творческих высококвалифицированных шестеро специалистов награждены Почетными знаками Минвуза СССР и РФ, Всесоюзного совета научно-технических обществ СССР. Дипломами Минвуза РФ за руководство научной работой студентов награждены: 32 наших сотрудника.

Положительный опыт организации НИРС в ИПР изучался, методически обобщен и получил широкое распространение в ТПУ и в ряде вузов страны. Методы и формы организации НИРС на ИГНД (ГРФ) не раз демонстрировались на Всесоюзных научно-методических конференциях, на ВДНХ СССР, а в 1986 году с опытом ГРФ ТПУ по успешному сочетанию учебно-воспитательного процесса и научных исследований в подготовке высококлассных специалистов познакомили участников научно-методического семинара на ВДНХ СССР. Здесь же был рассмотрен вклад высших учебных заведений Сибири и Дальнего Востока в решение комплексно-целевых программ развития регионов, в том числе в развитии высшего образования в стране на основе единства научных исследований, учебного процесса и производства. В 1985 году на базе ТПИ была проведена Всесоюзная научно-методическая конференция по проблемам внедрения комплексных планов НИРС и УИРС в вузах СССР.

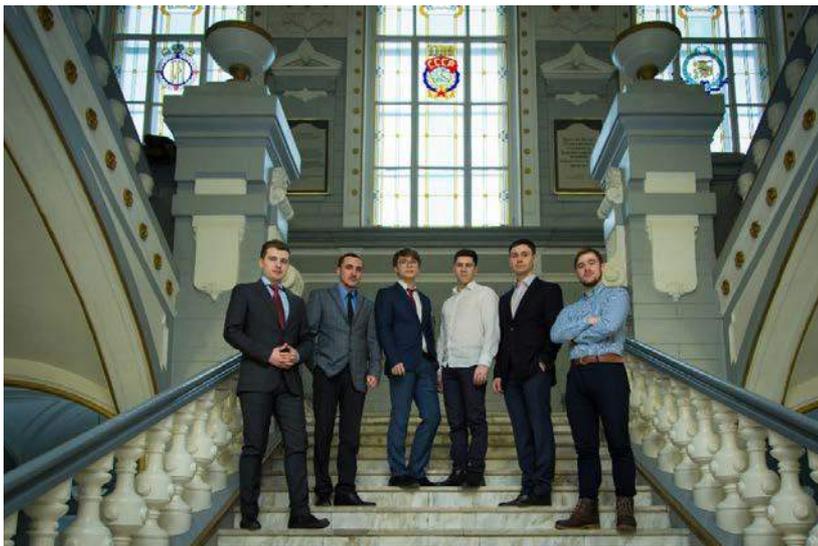


Фото 8. 2016 г. Команда ИПР ТПУ, отлично выступившая на II Международном Форуме «Арктика. Сделано в России» (г. Москва)

На конференции демонстрировался передовой опыт ТПУ, в том числе геологоразведочного факультета ТПИ по развитию, организации и реализации НИРС и УИРС в вузах страны. В 1986 году был организован научно-методический семинар на ВДНХ СССР «Повышение качества подготовки специалистов на основе комплексной системы НИРС (системы единства учебно-воспитательного процесса и научных исследований). На семинаре были рассмотрены важнейшие проблемы совершенствования высшего образования, где участники познакомились с передовым опытом лучших вузов страны, в том числе с опытом ТПУ. В настоящее время более чем столетний опыт организации НИРС и УИРС методически обобщен и используется и развивается не только в нашем университете, но и в других вузах страны.

За более чем столетие в институте сменилось не одно поколение студентов, прошедших школу НИРС. Здесь были подготовлены научные и преподавательские кадры вузов и научных учреждений страны, организаторы науки различного уровня и высокопрофессиональные инженеры. Бывшие ученики стали учителями, и теперь уже они продолжают дело своих учителей, развивая Сибирскую геологическую школу и ее традиции.

Достижением ИИПР, безусловно, является создание уникального научно-педагогического коллектива, преданного своему главному предназначению – подготовке творческих высококвалифицированных специалистов, формирование коллектива, убежденного, что НИРС и УИРС – это основа воспитания творческих высокопрофессиональных научных и инженерных кадров, соответствующих современному уровню науки и техники.

К сожалению, в последние годы в новых условиях реформирования высшего и среднего образования в стране, которое проводится и в ТПУ, приходится с трудом сохранять то лучшее, что было заложено основателями и развито их учениками за 120-летний период инженерного геологического образования в Сибири.

ГЕОЭКОЛОГИЯ, ОХРАНА И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЭКОЛОГИИ

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УРБАНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ СО СЛОЖНОЙ ТЕХНОГЕННОЙ НАГРУЗКОЙ

ЮГА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Е.Г. Языков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Урбанизированные территории Западной Сибири характеризуются сложной техногенной нагрузкой за счет размещения разнoproфильных предприятий. В районах верхней и средней части бассейна р. Обь действуют многочисленные химические производства и металлургические комплексы, горнодобывающие предприятия, а также предприятия ядерно-топливного цикла (Томск, Усть-Каменогорск, Новосибирск). В районах средней и нижней части бассейна ведётся интенсивная добыча нефти и газа. Спецификой Томской области в данном регионе является наличие Сибирского химического комбината с его производством ядерно-топливного цикла.

Величина среднесуточной пылевой нагрузки на урбанизированных территориях различных промышленных районов изменяется от 98 кг/км²хсут (нефтегазодобывающий район) до 316 кг/км²хсут (угледобывающий район) и 366 кг/км²хсут (район машиностроения и металлообработки). В фоновых районах Западно-Сибирского региона величина загрязнения составляет ориентировочно 6–14 кг/км²хсут [1]. Данная величина соответствует величине фона 10 кг/км²хсут, установленной для нечерноземной зоны европейской части России работами Ю.Е. Саета, Б.А. Ревича и др [2].

Радиогеохимическая типизация урбанизированных территорий по величине торий-уранового отношения в твёрдом осадке снега позволяет выделить три характерных области [1]. Для первой области (I) отношение Th/U равны более 5 единиц (ториевая природа). В эту группу входят территории, для которых фиксируются низкие содержания радиоактивных элементов. Как правило, такие значения торий-уранового отношения характерны для фоновых районов Западно-Сибирского региона и районов нефтегазодобывающего комплекса. Для второй области (II) величина Th/U изменяется от 2 до 5 единиц. В эту группу попадает довольно большое количество районов с разнoproфильным производством, в том числе и с теплоэнергетическим комплексом. Они характеризуются смешанной природой поступления естественных радиоактивных элементов от различных производств. Для третьей области (III) Th/U отношение близко к 1 единице и ниже. В эту группу входят промышленные районы, в производстве которых отмечаются повышенные концентрации урана. Среди них выделяется территория с редкометалльным производством в Восточном Казахстане представленная Ульбинским комбинатом и район добычи железной руды на Тейском месторождении в Хакасии. Данные производства характеризуются как техногенным поступлением урана в случае работы предприятий с редкометалльной специализацией, так и природными повышенными концентрациями в твёрдофазных выделениях горнодобывающего предприятия.

Состав пылеаэрозольных выпадений отражает геохимическую специфику территорий и это объясняется тем, что в холодный период года в местах сплошного развития снегового покрова, когда исключается перенос частиц почвы на его поверхность, основными поставщиком пыли в атмосферу являются различные промышленные предприятия и особенно топливно-энергетический комплекс. В данном случае особенное значение приобретают метеорологические условия. Во всех случаях геохимические аномалии, образуемые выпадениями из атмосферы и связанные с промышленными выбросами, характеризуются наличием полиэлементного спектра высоких концентраций.

Вещественный и минеральный составы пылеаэрозольных выпадений характеризуются природными и техногенными составляющими, причем соотношение частиц в разных районах различно и зависит от специфики производства, а также локальных источников воздействия. Основу аэрозольных выпадений нефтегазодобывающего района составляют микрочастицы природного генезиса (кварц), а из техногенных отмечается сажа от горящих факелов [3]. В пробах угледобывающего района Кузбасса преобладают частицы техногенного происхождения в виде угольной пыли, что связано с деятельностью многочисленных угольных разрезов. В твёрдом осадке снегового покрова горнодобывающего железорудного района Хакасии преобладают частицы вмещающих пород, обусловленные горно-взрывными работами на карьере.

Почвогрунты урбанизированных территорий промышленных районов юга Западной Сибири имеют свои радиогеохимические особенности. Так, в нефтегазодобывающих районах они характеризуются пониженными значениями радиоактивных элементов (U – 0,8 мг/кг, Th – 4,2 мг/кг), тогда как максимальные значения урана (3,8 мг/кг) и тория (12,3 мг/кг) приходятся на почвы горнодобывающего района Хакасии [1].

Для почвогрунтов угледобывающего района величина урана и тория равна соответственно 2,2 мг/кг и 7,1 мг/кг при незначительном разбросе радиоактивных элементов. В данном случае основную долю радиоактивных элементов в почвогрунты вносят золы отопительных котельных, которые используют для планировки городской территории. Аналогичная картина наблюдается и в почвогрунтах территорий с размещением металлургических производств (U – 2,2 мг/кг, Th – 6,9 мг/кг), где в исходной железной руде месторождений (Шерегеш, Таштагол и др.) устанавливаются повышенные концентрации урана, которые в последующем попадают в металлургические шлаки [1].

В почвогрунтах промышленной территории района машиностроения и металлообработки с его мощным литейным производством также фиксируется повышенная концентрация урана (4,5 мг/кг), причём на данной территории установлены радиоактивные аномалии в отдельных местах с мощностью экспозиционной дозы более 3000 мкР/час, характеризующиеся цезиевой (Cs-137) природой радиоактивности, обусловленной как попаданием в переплав радиоактивных источников, так и использованием модифицирующей смеси с высокими концентрациями урана (320 г/т) и тория (1485 г/т) в технологии упрочнения металла [1]. Для почв и почвогрунтов урбанизированных территорий других промышленных районов с многопрофильным (U – 2,2 мг/кг; Th – 7,2 мг/кг) и нефтехимическим (U – 1,4 мг/кг; Th – 5,3 мг/кг) производствами концентрации урана и тория значительно ниже кларка (U – 2,5 мг/кг; Th – 13 мг/кг) в земной коре по А.П. Виноградову [4].

Минеральный состав почв и почвогрунтов урбанизированных территорий сложный и по результатам рентгенофазового анализа в них выделяется преимущественно природная составляющая. Исследование почв различных территорий позволяет отметить близость их минерального состава. Так, в почвогрунтах угледобывающего района устанавливаются кварц, альбит, гематит (гётит), кальцит, гипс, каолинит, слюда, монтмориллонит, тогда как в пробах почвогрунтов многопрофильного производства фиксируется кварц, альбит, микроклин, гематит, слюда, хлорит, монтмориллонит, каолинит и гипс.

Детальное изучение минерального состава проб почв из района с размещением предприятия ядерно-топливного цикла современными методами анализа показало, что они содержат наряду с частицами природного характера (кварц, плагиоклаз, иллит-монтмориллонит, гидробиотит и хлорит) и техногенные образования.

На геохимические особенности почвогрунтов угледобывающего района Кузбасса существенное влияние оказывает угольная индустрия с воздействием разрезов, шахт и котельных. Почвогрунты урбанизированной территории сложного района Кузбасса (г. Новокузнецк) с литейным производством Кузнецкого металлургического комбината характеризуются наличием Sb, Ca, Ba, Au, Lu, As, La, Sm. На почвах горнодобывающего района Хакасии сказывается влияние специфики добываемых руд, которая проявляется в геохимических особенностях почвенного покрова с присутствием Co, Fe, Cr и Cs [1].

Таким образом, проведенная типизация урбанизированных территорий с разнопрофильным производством фиксирует чёткую специфику производств по химическому и минеральному составу твёрдофазных выделений в снеговом и почвенном покровах.

Литература

1. Язиков Е.Г. Экогеохимия территорий Западной Сибири (монография). – Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH & Co. KG, Germany. – 2011. – 360 с.
2. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Сагет, Б.А. Ревич, Е.П. Янин [и др.]. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
3. Язиков Е.Г., Таловская А.В., Филимоненко Е.А. Состав пылеаэрозолей и оценка экологического риска в зоне влияния предприятий нефтегазового комплекса. – Газовая промышленность. – 2013. – № 12. – С. 82-85
4. Виноградов А.П. Среднее содержание химических элементов в главных типах изверженных горных пород земной коры // Геохимия. – 1962. – №7. – С. 555–571.

УРОВЕНЬ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ГОРОДА КАРАГАНДЫ ПО ДАННЫМ СНЕГОГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

Т.Е. Адильбаева

Научный руководитель профессор Е.Г. Язиков, доцент А.В. Таловская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха г. Караганды являются промышленные предприятия, имеющие котельные, работающие на твердом топливе, а также автотранспорт. Снеговой покров является информативным индикатором для исследования загрязнения атмосферного воздуха. Механизмы выведения химических элементов их техногенных потоков в депонирующие природные среды, такие как снег, зависят, прежде всего, от химических соединений, в которые входят эти элементы. Изучение максимально возможного круга элементов в депонирующих средах позволяет определить геохимические циклы их распределения и идентифицировать источники загрязнения [3].

Впервые на основе изучения состава снегового покрова проведена эколого-геохимическая оценка состояния территории г. Караганды.

Объект исследования. Караганда - самый большой город области по населению. Административно город разделен на два района: им. Казыбек би и Октябрьский. На исследуемой территории Октябрьского района расположен один из крупнейших теплоэлектростанций (ТЭЦ-3) города. На ТЭЦ-3 г. Караганды используется Экибастузский уголь (70%) и мазут (30%).

Методика исследований. Автором в январе 2014г. проводился отбор проб снега в зоне влияния ТЭЦ - 3 г. Караганды. Кроме этого, отбор проб осуществлялся в жилом районе, который расположен в 2,5 км от ТЭЦ-3 в юго-западном направлении. Отбор проб проводили на расстоянии 0,5 км от труб ТЭЦ-3 в северо-восточном, восточном, юго-восточном, южном, западном и северном направлении, всего было отобрано 6 проб. В окрестностях ТЭЦ-3 в направлении основного ветрового переноса загрязнений (юго-западное), также было отобрано 7 проб: в северо-западном направлении на расстоянии 0,6; 1,5 и 2 км; юго-западном направлении – 0,6

км, северном направлении – 0,6; 1,5 и 2 км от труб. На территории жилого района находящегося на расстоянии 2,5 км от ТЭЦ-3 на юго-западе было отобрано 6 проб, по возможности по регулярной сети с шагом 500 м (рис.3,табл.5). Таким образом, территория исследования была условно выделена на ближнюю зону воздействия ТЭЦ-3 0,5-0,6 км и дальнюю – 1,5-2 км. Дополнительно пробы отбирали на расстоянии 10 км на юг от ТЭЦ-3 вблизи пос. Доскей (Победа), отобрано 4 пробы. Всего было отобрано 23 пробы. В качестве фоновых участков были выбраны 2 территории удаленные от города Караганды на расстоянии 55 км в северо-западном и 80 км в юго-восточном направлениях. В каждом фоновом участке было отобрано по 4 пробы.

Планирование расположения точек отбора, отбор и подготовку проб снега выполняли с учетом методических рекомендаций ИМГРЭ [4], руководства по контролю загрязнения атмосферы (РД 52.04.186 № 2932-83) [5].

Пробоподготовка снега предполагает отдельный анализ снеготалой воды, полученной при оттаивании, и твердого осадка, который состоит из твердых частиц, осажденных на поверхность снегового покрова.

Содержание 28 химических элементов в пробах твердого осадка снега определяли инструментальным нейтронно-активационным анализом (ИНАА) в аттестованной ядерно-геохимической лаборатории Международного инновационного научно-образовательного центра «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ.

Расчет пылевой нагрузки P_p , ($mg/m^2 \cdot сут$) проводился согласно [3] по формуле (1): $P_p = P_0 + St$, (1) где P_0 - масса твердого осадка снега (mg); S – площадь шурфа (m^2); t – время от начала снегостава ($сут.$). В практике [3] используется следующая градация по пылевой нагрузке: менее 250 – низкая; 251-450 – средняя; 451-850 – высокая; более 850 – очень высокая степень загрязнения.

Расчет общей нагрузки, создаваемой поступлением каждого из химических элементов в окружающую среду, проводился по формуле (2): $P_{общ.} = C \cdot P_p$, ($mg/cm^2 \cdot сут.$) (2) где C – содержание элемента в твердом осадке снега, mg/kg ; P_p – пылевая нагрузка ($kg/cm^2 \cdot сут$) [3].

Результаты обсуждения. По результатам исследования в зимний период 2014 г. в зоне влияния ТЭЦ-3 г. Караганды величина среднесуточной пылевой нагрузки изменяется от 89 до 1751 $mg/(m^2 \cdot сут)$, при фоновом значении 47 $mg/(m^2 \cdot сут)$. Согласно нормативной градации [2] величина пылевой нагрузки изменяется от низкой до высокой степени загрязнения. Уровень заболеваемости населения проживающее в районах с высокой пылевой нагрузкой может являться чрезвычайно опасным согласно градации [2].

Высокая степень загрязнения наблюдается на расстоянии 0,5 км от ТЭЦ-3 по всем направлениям, среднее значение пылевой нагрузки здесь составляет 1086 $mg/(m^2 \cdot сут)$, что превышает фон в 22 раза. В жилой зоне величина пылевой нагрузки превышает фоновое значение в 7 раз и относится к среднему уровню загрязнения, что влечет за собой умеренный уровень заболеваемости населения согласно нормативной градаций [59]. В целом, в жилой зоне происходит наложение от локальных источников и возможен дальний перенос от ТЭЦ-3.

Наименьшее значение пылевой нагрузки было зафиксировано на расстоянии 10 км на юг от ТЭЦ-3, которое составляет 89 $mg/(m^2 \cdot сут)$ и соответствует низкой степени загрязнения атмосферы и неопасному уровню заболеваемости населения в соответствии с нормативной градацией. При сравнении с фоновыми показателями наблюдается превышение в 1,8 раз.

Максимальный среднесуточный приток изучаемых элементов на снеговой покров наблюдаются для Sc, Cr, Co, Zn, Hg, As, Br, Sr, Sb, Ba, Ce, Nd, Sm, Hf, Eu, Tb, Yb относительно значений среднесуточного притока других элементов (рис. 1).

Наиболее высокий среднесуточный приток изучаемых химических элементов приходится на расстоянии 0,5 км по всем изучаемым направлениям, что связано с высокими величинами содержания пылевой нагрузки в этих точках отбора проб и повышенным содержанием элементов в данных пробах относительно содержания в других отобранных пробах. Зола по сравнению с углем в большей степени обогащена элементами – примесями [5]. Тяжелые металлы, содержащиеся в топливе, обладают высоким потенциалом мобилизации в газовую фазу при сжигании топлива либо конденсируются в виде пленки на поверхности твердых частиц уноса [1,2,5,6]. Повышенные концентрации химических элементов в пробах с расстояния 0,5 км также, могут быть связаны не только с распространением выбросов от ТЭЦ, но поступать за счет ветрового переноса угольной пыли от открытых складов угля на территории теплоэлектростанции. Не исключается дальний перенос загрязнения от предприятий города согласно главенствующему направлению ветра и городов-спутников г. Караганды, в которых расположены предприятия различной специфики производства.

Повышенные содержания среднесуточного притока химических элементов в пробах с расстояния 2 км от ТЭЦ-3 предположительно связаны с дальностью переноса загрязнений от ТЭЦ-3, т.к. высота труб составляет 100 м и 168 м, то согласно РД 52.04.186 № 2932-83 [5] дальность распространения выбросов может варьировать от 10 до 40 эффективных высот трубы.

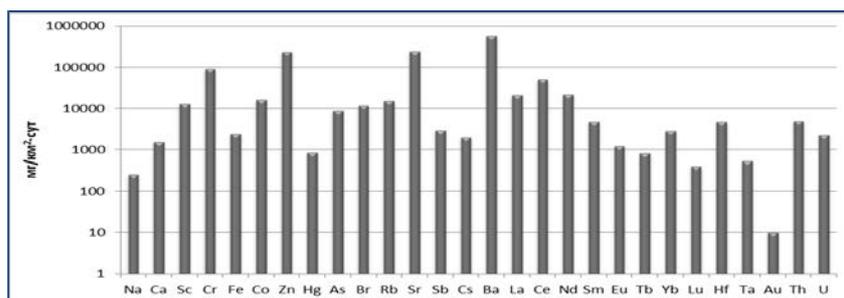


Рис. 1. Среднее значение величины среднесуточного выпадения химических элементов на снеговой покров в зоне влияния ТЭЦ-3, жилой зоны и пос. Доскей (Победа) в 2014г. мг/(км² ·сут.)

В целом, угли Казахстана слабо изучены на состав химических элементов - примесей. Так по данным сотрудников кафедры ГЭГХ ТПУ [1], в углях Экибастузского бассейна существенно выше кларка земной коры, среднее содержание Hf, Ba, Sr, Sc, Co, лантаноидов, а уровни накопления Yb достигают, возможно, промышленно значимых концентраций.

Заключение. По полученным результатам исследования было определено, что высокие показатели пылевой нагрузки приходятся на зону воздействия ТЭЦ-3 г. Караганды. По мере удаления от источника выброса пылевая нагрузка уменьшается в 3 раза, что соответствует низкой степени загрязнения согласно нормативной градации. Согласно результатам расчета величины среднесуточного выпадения химических элементов на снежный покров в зоне воздействия ТЭЦ-3, жилой зоны и пос. Доскей (Победа) максимальные значения характерны для Sc, Cr, Co, Zn, Hg, As, Br, Sr, Sb, Ba, Ce, Nd, Sm, Hf, Eu, Tb, Yb. Анализ литературных данных показал, что возможным источником выше перечисленных элементов в изученном районе могут являть выбросы от сжигания угля. Кроме того, возможен, и дальний перенос загрязняющих веществ на исследуемый район либо от предприятий г. Караганда, либо от городов-спутников города, в которых расположены предприятия, специализирующихся на разнопрофильные производства.

Литература

1. Арбузов С.И., Кажымуханова М.З. Элементы - примеси в угольных месторождения Казахстана. ТПУ.-Томск.- 2015г. с.3
2. Брюшков В.И., Ворохова Л.А. о перераспределении химических элементов в зоне поверхностного выветривания углей// Вопросы геологии коры выветривания Казахстана. Алма-Ата, 1972, Вып.1. С, 165-169
3. Геохимия окружающей среды//Ю. Е. Саэт, Б. А. Ревич, Е. П. Янин, Р. С. Смирнова, И. Л. Башаркевич, Т. Л. Онищенко, Л. Н. Павлова, Н. Я. Трефилова, А. И. Ачкасов, С. Ш. Саркисян. М.: Недра, 1990.—335 с.
4. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территорий городов химическими элементами. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 111 с.
5. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. РД 52.04.186 № 2932 83. М.: Госкомгидромет, 1991. 693 с
6. Кизильштейн Л.Я., Дубов Н.В., Шпицглюэ А.Л., Парада С.Г. Компоненты зол и шлаков ТЭС. М.:Энергоатомиздат. 1995.176с.

РАЗРАБОТКА ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМЫ САНИТАРНОЙ ОЧИСТКИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ «КОЛПАШЕВСКИЙ РАЙОН»

Ю.Э. Аксёнова

Научный руководитель доцент Н.А.Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Деятельность в области обращения с твердыми бытовыми отходами занимает особое место среди других видов природоохранной деятельности. Один из основных видов утилизации твердых бытовых отходов в наше время - это их захоронение на специально оборудованных полигонах в соответствии с нормативно-правовыми документами. Твердые бытовые отходы производства и потребления в течение длительного периода времени оказывают негативное воздействие на различные компоненты окружающей среды: загрязнение атмосферы, изменение режима питания рек, попадание загрязняющих веществ в грунтовые воды, биологическое загрязнение почв, отторжение плодородных почв, вывод из хозяйственного оборота, распространение инфекционных заболеваний вследствие размножения в местах складирования твердых бытовых отходов болезнетворных микроорганизмов и паразитов.

Ежегодно на территории Томской области образуется более 1000 тыс.т. отходов производств и потребления (2013г. – 1103 тыс. т, 2012г. – 1255 тыс. т, 2011г. – 1240 тыс. т), из них 30 % составляют отходы потребления и 70 % – промышленные отходы. Основная часть образующихся отходов размещается на санкционированных объектах, но отсутствие отдельного сбора и сортировки отходов приводит к негативному влиянию на окружающую среду токсичных веществ. Также наряду с этой проблемой существуют и другие - недостаток количества мест размещения отходов, отвечающих природоохранным требованиям и рост несанкционированных (стихийных) свалок в муниципальных образованиях Томской области. Ряд этих проблем напрямую связаны с недостаточным развитием санитарной очистки территорий муниципальных образований.

Санитарная очистка территорий муниципальных образований и утилизация твердых бытовых отходов - одно из важнейших мероприятий, направленных на устранение экологических рисков и на обеспечение

экологического благополучия населения. Одним из основных документов для организации системы управления с отходами является Генеральная схема санитарной очистки территорий муниципального образования, в котором отражены направления по решению комплекса работ по организации, сбору, удалению, обезвреживанию отходов и уборке территории муниципальных образований [3]. Генеральная схема составляется на основании данных о расположении, площади, численности населения муниципального образования, а также самым главным основанием для её разработки является анализ существующей схемы санитарной очистки территорий муниципальных образований.

Муниципальное образование "Колпашевский район" расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины. На севере он граничит с Парабельским, на западе и юге - с Бакчарским, на востоке - с Молчановским и Верхнекетским районами области. В состав муниципального образования "Колпашевский район" входит Колпашевское городское поселение и 37 сельских населенных пунктов. Территория разрезана двумя крупными реками - Обь и Кеть, и десятками малых рек, поэтому на территории района имеется большая протяженность ледовых переправ (нет мостов). Это создает нестабильность и неудобство в транспортных связях внутри района. Район отличается диверсифицированной структурой экономики: имеются предприятия лесной, деревообрабатывающей и пищевой промышленности, машиностроения и металлообработки, сельского хозяйства, строительства, оптовой и розничной торговли, общественного питания. Почти все предприятия и инфраструктурные объекты находятся в г. Колпашево и расположенном рядом с ним с. Тогур (расстояние - 8 км) [4]. В состав муниципального образования «Колпашевский район» входит Колпашевское городское поселение и 8 сельских поселений. Всего в районе 37 сельских населенных пунктов и районный центр - город Колпашево. В Колпашевском районе проживает 40324 человека. Плотность населения составляет 2.4 человека на 1 км².

Объектами санитарной очистки являются территории домовладений, уличные и микрорайонные проезды, объекты общественного назначения, территории предприятий, учреждений и организаций, объекты садово-паркового хозяйства, места общественного пользования, места отдыха населения. Для того, чтобы правильно и перспективно рассчитать объем образования твердых бытовых отходов от жилищного фонда и объектов инфраструктуры населенных пунктов необходимо определить нормы накопления отходов. Нормы накопления твердых бытовых отходов - количество отходов, образующихся на 1 человека в единицу времени (день, год). Нормы накопления определяют в единицах массы (кг) или объеме (л, м³) [2]. Нормы накопления твердых бытовых отходов для муниципального образования "Колпашевский район" для разных сельских поселений были определены в период с 2004-2007 год. Нормы накопления твердых бытовых отходов величина непостоянная, а изменяющаяся с течением времени. Это в первую очередь зависит от количества населения и уровня его благосостояния. Поэтому каждые 3 - 5 лет необходим пересмотр норм накопления отходов и определение новых. Для определения новых норм накопления отходов необходимо сравнить нормативы образования отходов, утвержденных администрацией муниципального образования "Колпашевский район", с фактическим потоком отходов, поступающих на объекты размещения.

На территории муниципального образования "Колпашевский район" эксплуатируются 2 полигона твердых бытовых отходов в с. Тогур и г. Колпашево. Полигон твердых бытовых отходов в городе Колпашево введен в эксплуатацию первого января 1989 года, его площадь составляет 50 га. В 2019 году срок его эксплуатации истекает. Полигон твердых бытовых отходов в с. Тогур был введен в 2007 году, его площадь равна 3,09 га и год окончания эксплуатации данного полигона - 2030 [1]. Также функционируют 6 площадок для временного размещения (хранения и захоронения) твердых бытовых отходов в окрестностях данных поселений, срок эксплуатации всех площадок истекает в 2016-2017 годах. В удаленных сельских поселениях почти отсутствует система сбора и вывоза твердых бытовых отходов. Это приводит к возникновению несанкционированных (стихийных) свалок. Также рост количества отходов и несвоевременное их удаление создаёт угрозу здоровья населения и требует внедрение новых технологий. В связи с изменением морфологического состава отходов (увеличения доли упаковочной бумаги, картона и пластика) возрастает объем образующихся отходов. Все это еще раз объясняет необходимость строительства новых объектов размещения отходов и совершенствования системы санитарной очистки и уборки территорий.

На данном рисунке показаны предполагаемые места расположения полигонов и площадок размещения твердых бытовых отходов, согласно разрабатываемой Генеральной схеме очистки территории муниципального образования "Колпашевский район".

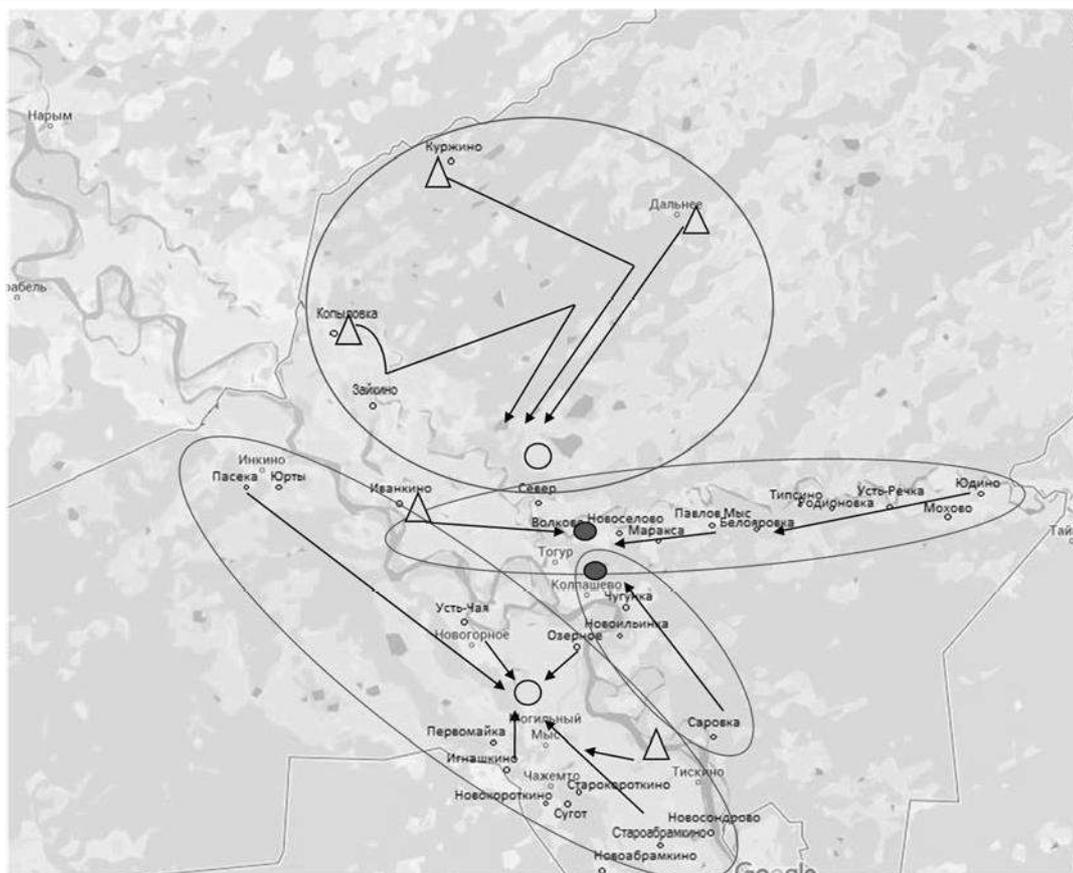


Рис. Предполагаемые места расположения полигонов и площадок размещения твердых бытовых отходов

- - старые полигоны твердых бытовых отходов;
- △ - временные площадки для размещения твердых бытовых отходов;
- - новые полигоны твердых бытовых отходов.

Генеральная схема очистки территории с учетом всех требований нормативно-правовой базы в области обращения с твердыми бытовыми отходами позволит поддерживать надлежащий уровень санитарной очистки, обеспечивая комфорт проживания и эпидемиологическую безопасность жителям. Данный проект разрабатывается по заданию Департамента природных ресурсов администрации Томской области совместно со специалистами Департамента.

Литература

1. Государственный реестр объектов размещения отходов [Электронный ресурс]: официальный сайт // Федеральная служба по надзору в сфере природопользования. - Томск: 2014. - URL: <http://70.rpn.gov.ru/> (дата обращения: 15.10.2015);
2. Масштабы образования и нормы накопления ТБО [Электронный ресурс] // Студопедия URL: <http://studopedia.org/2-77411.html> (дата обращения: 01.02.2016);
3. Методические рекомендации о порядке разработки генеральных схем очистки территорий населенных пунктов Российской Федерации [Электронный ресурс]// Информационная система МЕГАНОРМ. - Москва: 2015. - URL: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294815/4294815074.htm> (дата обращения: 20.01.2016).
4. Сведения о районе [Электронный ресурс]: официальный сайт // Муниципальное образование "Колпашевский район". - Колпашево: 2013. - URL: http://www.kolpadm.ru/content/kolpashevskij_rajon (дата обращения: 01.02.2016).

**МИНЕРАЛЬНЫЙ СОСТАВ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (НАКИПИ) В ТЕПЛООБМЕННОМ
ОБОРУДОВАНИИ**

А.Д. Аламов

Научный руководитель ассистент Б.Р. Соктоев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Накипь – твердые отложения, образующиеся на внутренних стенках паровых котлов, водяных экономайзеров, пароперегревателей, испарителей и других теплообменных аппаратов, в которых происходит испарение или нагревание воды, содержащей те или иные соли [1].

Образование накипи в теплообменном оборудовании связано, прежде всего, с санитарно-гигиеническим показателем – жесткостью воды. При этом накипеобразование обусловлено устранением карбонатной, или временной жесткости, при котором содержащиеся в воде бикарбонаты Ca и Mg почти полностью удаляются при кипячении с образованием летучего углекислого газа [2].

Изучение подобного рода отложений в системах водоснабжения на разных этапах подготовки, очистки и транспортировки воды является актуальным во всем мире. Изучение минерального состава является одним из приоритетных направлений исследований, поскольку особенности минерального состава позволяют подобрать эффективные химические вещества, используемые в качестве антинакипинов (антискалантов) [3-5, 11, 13]. В некоторых работах есть данные об элементном составе этих образований (Na, Ca, Fe, Mg, ряд тяжелых металлов, отдельные радионуклиды) [6, 7, 9, 12, 14-16, 18, 19].

Для изучения минерального состава существует несколько основных аналитических методов: оптическая микроскопия, сканирующая электронная микроскопия, рентгеновская дифрактометрия, ИК-спектроскопия [13].

Литературный обзор полученных данных говорит о том, что осадки систем водоснабжения, в том числе теплообменного оборудования, представляют собой полиминеральную смесь, в составе которой принимают участие оксидная, гидроксидная, фосфатная, карбонатная и алюмосиликатная минеральные фазы. При этом доминирующую роль играют карбонатные фазы, представленные, прежде всего, кальцитом и арагонитом, реже ватеритом – полиморфными модификациями карбоната кальция [5, 10, 11, 13, 17]. В макроминеральном отношении солевые отложения ближе всего к травертинам – природным образованиям, образующихся при разгрузке природных вод [8].

Среди факторов, оказывающих влияние на формирование минерального состава солевых отложений, перечисляются температура, ионная сила раствора, двухвалентные катионы (Mg^{2+} , Mn^{2+} , Cu^{2+} , Sr^{2+} , Cd^{2+} , Ba^{2+} и Pb^{2+}), ряд анионов (SO_4^{2-} , NO_3^- и Cl^-), органическое вещество [13].

Таким образом, проведенный литературный обзор показывает, что минеральный состав накипных отложений в теплообменном оборудовании представлен большим количеством минеральных фаз: оксидами, гидроксидами, фосфатами, карбонатами, алюмосиликатами. Преобладающими минералами являются карбонаты – кальцит и арагонит. Изучение данного вопроса имеет важное значение в связи с повышением эффективности работы теплообменного оборудования, разработки антинакипинов и профилактики формирования осадков.

Литература

1. Большая Советская Энциклопедия (БСЭ), 2013. URL: <http://www.bse-scilib.com> (дата обращения 27.02.2016).
2. Бочкарев Г.П. Влияние электрохимической обработки воды на форму кристаллизации карбоната кальция / Г.П. Бочкарев, А.А. Величко // Известия ВУЗов. Строительство. – 2006. – № 9. – С. 53-57.
3. Минеральные новообразования на водозаборах Томской области / Д.С. Покровский, Е.М. Дутова, Г.М. Рогов и др. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 176 с.
4. Потапов С.С. Минералогия солевых отложений в скважинах и другом нефтепромысловом оборудовании месторождений Западной Сибири: автореферат дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Екатеринбург, 2003. – 22 с.
5. Потапов С.С. Минералогия и спектроскопия техногенных и антропогенных (бытовых) накипей / С.С. Потапов, С.Л. Вотяков, Д.Р. Борисов // Уральский минералогический сборник. – 1998. – № 8. – С. 151-170.
6. Скоробогатов Г.А. Ионнообменные свойства шунгитов, контактирующих с водой / Г.А. Скоробогатов, А.В. Бахтияров, Ю.А. Ашмарова // Экологическая химия. – 2012. – № 21(2). – С. 125-129.
7. Assessment of inorganic accumulation in drinking water system scales and sediments / M.J. Friedman, A.S. Hill, S.H. Reiber et al. – Denver: Water Research Foundation, 2010. – 353p.
8. Brečević L. On calcium carbonates: from fundamental research to application / L. Brečević, D. Kralj // Croatica Chemica Acta. – 2007. – Vol. 80. – P. 467-484.
9. Candeais J.P. Scale analysis using X-ray microfluorescence and computed radiography / J.P. Candeais, D.F. de Oliveira, M.J. dos Anjos et al. // Radiation Physics and Chemistry. – 2014. – Vol. 95. – P. 408-411.
10. Clark L.M. The identification of minerals in boiler deposits. Examples of hydrothermal synthesis in boilers // Mineralogical Magazine. – 1948. – Vol. 28. – P. 359-366.
11. Cowan J.C. Water-formed scale deposits / J.C. Cowan, D.J. Weintritt. – Houston: Gulf Publishing Co, 1976. – 606 p.
12. Lytle D.A. The accumulation of radioactive contaminants in drinking water distribution systems / D.A. Lytle, T. Sorg, L. Wang et al. // Water Research. – 2014. – Vol. 50. – P. 396-407.
13. Mineral scales in biological and industrial systems / ed. Z. Amjad. – Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group, 2014. – 432 p.

14. Peng C.-Y. Characterization of elemental and structural composition of corrosion scales and deposits formed in drinking water distribution systems / C.-Y. Peng, G.V. Korshin, R.L. Valentine et al. // *Water Research*. – 2010. – Vol. 44. – № 15. – P. 4570-4580.
15. Peng C.-Y. Speciation of trace inorganic contaminants in corrosion scales and deposits formed in drinking water distribution systems / C.-Y. Peng, G.V. Korshin // *Water Research*. – 2011. – Vol. 45. – № 17. – P. 5553-5563.
16. Peng C.-Y. Effects of chloride, sulfate and natural organic matter (NOM) on the accumulation and release of trace-level inorganic contaminants from corroding iron / C.-Y. Peng, J.F. Ferguson, G.V. Korshin // *Water Research*. – 2013. – Vol. 47. – № 14. – P. 5257-5269.
17. Pentecost A. *Travertine*. – Berlin-Heidelberg: Springer-Verlag, 2005. – 445 p
18. Siozos P. Chemical analysis of industrial scale deposits by combined use of correlation coefficients with emission line detection of laser induced breakdown spectroscopy spectra / P. Siozos, A. Philippidis, M. Hadjistefanou et al. // *Spectrochimica Acta Part B*. – 2013. – Vol. 87. – P. 86-91.
19. Williard J.N. Examination of water-formed deposits in steam boilers by scanning electron microscopy / J.N. Williard, M.J. Esmacher // *Microscopy and Microanalysis*. – 2002. – Vol. 8, suppl. 2. – P. 810-811.

ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННОЙ НАГРУЗКИ НА ЛАНДШАФТЫ НОВОРОССИЙСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ АГЛОМЕРАЦИИ

А.В. Алексеенко

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Новороссийская промышленная агломерация включает в себя город с населением более 300 тыс. жителей, старейший цементный завод России «Новоросцемент», крупнейший в регионе Новороссийский порт, а также ряд других предприятий и объектов транспортной инфраструктуры. Производство цемента ведется с 1882 г. и в настоящее время достигает объема в 4 млн. т. продукции ежегодно. Источником сырья для производства портландцемента является месторождение мергеля, разрабатываемое открытым способом на территории городской агломерации. Согласно материалам Госдоклада «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2011 году», Новороссийск занимает 1-е место в перечне 100 самых загрязнённых городов страны. Индекс загрязнения атмосферы достигает значения 36, «очень высокий». Основным источником выбросов, загрязняющих атмосферный воздух в городе, признан цементный завод.

Работа посвящена мониторингу влияния цементной промышленности на состояние окружающей среды, загрязнение почв и вод. Эмиссия пыли является ключевым загрязняющим фактором в воздействии цементной промышленности на окружающую среду [4]. Влияние техногенных осадений на геохимические ландшафты выражается в изменении концентраций химических элементов в почвах и растительном покрове [6]. Городские почвы испытывают при этом наибольшее техногенное давление по сравнению с почвами других геохимических ландшафтов [2, 3]. В исследованных ландшафтах в зависимости от геоморфологических условий происходит перераспределение загрязняющих химических элементов в почвах и образование их ассоциаций при повышенных и пониженных концентрациях. Мониторинговое опробование почв (свыше 100 проб) было дважды проведено автором в 2014 и 2015 гг. Пробы отбирались из верхнего 30-см слоя, являющегося «геохимическим центром почв» с максимальной интенсивностью геохимических процессов в ландшафте. В ходе исследования также было установлено, что основные геохимические изменения в изучаемых ландшафтах произошли именно в этом горизонте. Контрольное опробование проводилось в объеме 3–5 % от отобранного числа проб. Исползованные для мониторинга состояния аквальных ландшафтов макрофиты, а именно зеленые и бурые водоросли, являются максимально чувствительными к изменению химического состава окружающей среды, причем к загрязнению они относятся по-разному. Применяемые в исследовании водоросли являются наиболее распространенными в прибрежных аквальных ландшафтах побережья Новороссийска. В аквальных ландшафтах проводилось биогеохимическое опробование трех видов водорослей: падина (*Padina pavonia*), энтероморфа (*Enteromorpha intestinalis*), цистозира (*Cystoseira barbata*). С целью геоботанической оценки современного состояния прибрежных ландшафтов Цемесской бухты, в 2009 году автором проводился отбор 150 проб данных водорослей на 87 точках наблюдения. Охвачена вся береговая линия, являющаяся рекреационной зоной. Все рядовые спектральные анализы проб почвы проводились в аттестованной и аккредитованной лаборатории ЦИЛ «Кавказгеолсъемка». Внешний контроль проводился в лабораториях ЮФУ и ИГЕМ. Внутрिलाбораторный контроль анализов всех проб составил 6 %, внешний контроль составил 3 %. Результаты анализов подвергались стандартной статистической обработке, которая показала высокую воспроизводимость и правильность анализов.

Город Новороссийск располагается в предгорьях Северо-Западного Кавказа на берегу Чёрного моря. Воздействие выбросов цементного производства здесь во многом обусловлено новороссийской борой [7], при которой наиболее интенсивный перенос атмосферного воздуха происходит по направлению от промышленной зоны к жилой части города. По геоморфологическим особенностям в городе выделяются трансэлювиальные (верхние части склонов), трансаккумулятивные (нижние части склонов) и транссупераквальные (надводные склоны) геохимические ландшафты. По особенностям застройки были обособлены ландшафты с одноэтажными, 2–5 этажными и 5–10 этажными домами, а кроме того были отдельно выделены ландшафты, занятые промышленными предприятиями (в т.ч. цементным заводом, морскими портами, железнодорожной станцией), а также пустыри [5]. В аквальных ландшафтах Цемесской (Новороссийской) бухты в результате интенсивного загрязнения токсичными веществами и повышенной мутности воды практически полностью исчез мезо- и

макробентос [1]. Наибольшей биомассой отличаются ландшафты с ассоциациями водорослей, доминантам у которых является бурая водоросль цистозира. Эти ландшафты располагаются вдоль обоих берегов бухты на глубине примерно от 1,5–3,0 м.

Изменение концентраций было оценено отдельно для геохимических ландшафтов жилых зон, пустырей и промышленных территорий. Совместное влияние выбросов цементного завода, особенностей рельефа и этажности застройки жилых зон привело в целом для города к определённому разбросу средних содержаний элементов в почвах ландшафтов различных геоморфологических зон. Превышение более чем в 1,5 раза максимальных средних содержаний над минимальными в жилой зоне установлено для 8 элементов из 22 изученных: Pb (в 4,5 раза), Sr (1,7), Ag (2,2), Cu (1,7), Zn (2,5), Ga (1,5), Sn (1,6), Yb (1,5). В почвах ландшафтов пустырей, в зависимости от геоморфологических условий, превышение максимальных средних содержаний над минимальными более чем в 1,5 раза установлено уже только для четырёх элементов: Zn (в 1,7 раза), Pb, Co и Ag (1,6). Отметим, что максимальные средние содержания этих элементов в почвах ландшафтов пустырей значительно ниже, чем в почвах жилых зон. В почвах ландшафтов промышленных зон, включающих в себя основной источник загрязнения – цементный завод, распределение содержаний большинства химических элементов более равномерное. Наибольшее превышение максимальных фоновых содержаний над минимальными характерно лишь для двух элементов: Sn (в 2,9 раза) и Pb (1,7). Максимальное среднее содержание этих элементов в почвах промышленных зон выше, чем в почвах пустырей, но ниже чем в жилых зонах. Таким образом, жилая часть города наиболее подвержена техногенному воздействию, что приводит к интенсивному загрязнению почв. В жилой зоне установлены максимальные для всего города средние содержания загрязняющих элементов. Под совместным воздействием геоморфологических и антропогенных факторов в почвах этих районов крайне неравномерно распределены содержания наибольшего числа рассматриваемых элементов. Значительное влияние на накопление ряда загрязняющих химических элементов в почвах оказывает геоморфологический фактор. В почвах трансэлювиальных ландшафтов жилых зон, наиболее подверженных воздействию цементного завода, концентрации Ag, Sn и Mn максимальны для всей рассматриваемой зоны. В то же время минимальные средние содержания в самых верхних частях склонов установлены для 10 элементов: Ag, Cu, Zn, Mo, Ti, Cr, Ga, Y, Yb, Sc. В почвах расположенных ниже трансаккумулятивных и трансупераквальных ландшафтов жилых зон число элементов, образующих максимальные содержания, увеличилось в 6 раз и достигло 18: Cu, Zn, Pb, Mo, Ba, Co, Ni, Ti, V, Cr, Ga, Li, Sr, Y, Yb, Sc, Zr, Nb. Данная особенность загрязнения связана с особенностями рельефа: в почвах верхних частей склонов средние содержания сформировались, в основном, за счёт воздействия загрязняющих веществ, осаждающихся при сорбции выбросами цементного производства.

Геоботанические исследования показали, что встречаемость цистозир в прибрежной зоне близка к 100%, а встречаемость остальных видов крайне низка. На западной оконечности бухты вид *Padina pavonia* (индикатор чистых вод) отмечен лишь в пределах влияния биогенного лесного ландшафта и на окраине поселка Мысхако. Следует отметить, что в пределах этих условно чистых участков побережья, энтероморфа (полисапробный вид, встречающийся в сильнозагрязненных районах) также присутствует в составе растительных ассоциаций, что является признаком наличия на данном участке определенного уровня органических загрязнений. После первого же участка разгрузки коллектора в акватории поселка, вид *Padina pavonia* вдоль всего побережья, на котором расположен поселок Мысхако, и далее в северном направлении уже не встречается. В северной части бухты, где расположены основные техногенные ландшафты, энтероморфа (*Entheromorpha intestinales*) наряду с цистозирой (*Cystoseira barbata*) произрастает практически повсеместно. Присутствие падины не отмечено ни на одной точке наблюдения. При этом на участке разгрузки коллектора нефтебазы «Шесхарис» и далее на юг, состояние прибрежных вод таково, что позволяет относить их к чистым – энтероморфа отмечена лишь на одной из 12 точек наблюдения, в то время как падина присутствует во всех случаях. Такая особенность вероятнее всего является следствием воздействия северо-восточных ветров, вызывающих сгон поверхностных вод у правого берега, и тем самым способствующих ее быстрому самоочищению. Таким образом, на основании геоботанического анализа, прибрежные аквальные ландшафты Цемесской бухты можно условно разделить на три участка: два из них – находящиеся в зонах влияния биогенных ландшафтов в западной (западная биогенная) и восточной (восточная биогенная) оконечностях бухты, можно считать условно чистыми, а третий, находящийся в глубине бухты в зоне влияния основных техногенных ландшафтов и осаждающейся карьерной пыли и выбросов цементного завода – экологически неблагоприятным.

Заключение. Загрязнение городских почв под воздействием выбросов горно-перерабатывающей промышленности определяется, помимо техногенных особенностей миграции и концентрации химических элементов, локальными природными факторами – геоморфологическим строением городской территории и растительными ассоциациями. Мониторинговые исследования г. Новороссийска показали, что изменение этих факторов вызывает существенное перераспределение многих загрязняющих химических элементов и приводит к их максимальному накоплению в почвах жилых зон. Поллютанты поступают в почву как непосредственно из источника загрязнения, так и в результате миграции из расположенных гипсометрически выше ландшафтов.

Геоботанические исследования позволили выявить в пределах акватории Цемесской бухты участки, которые можно характеризовать как «условно чистые» – западная и восточная оконечности бухты, находящиеся в зонах влияния биогенных ландшафтов суши. Наиболее загрязненными по результатам геоботанических исследований могут быть признаны внутренняя часть бухты, испытывающая максимальное воздействие сдуваемой пыли и выбросов завода, а также пос. Алексино, где располагаются городские очистные сооружения.

Учёт данных факторов миграции загрязняющих элементов необходим для установления причин появления особо загрязнённых ландшафтов. Полученные данные характеризуют эколого-геохимическое состояние окружающей среды города, а также позволяют проводить разработку мероприятий по его улучшению.

Литература

1. Алексеенко В.А., Власова Е.В. Эколого-геохимическая оценка состояния Цемесской бухты // Геозология, инженерная геология, гидрогеология, геоэкология. – 2015. – № 3. – С. 239 – 248.
2. Герасимова М.И., Строганова М.Н., Можарова Н.В., Прокофьева Т.В. Антропогенные почвы (генезис, география, рекультивация) / под ред. Г.В. Добровольского. М.: Ойкумена, 2003. – 266 с.
3. Касимов Н.С. Экогеохимия ландшафтов. – М.: ИП Филимонов М.В., 2013. – 208 с.
4. Мотузова Г.В., Карпова Е.А. Химическое загрязнение биосферы и его экологические последствия. – М.: Изд-во МГУ, 2013. – 304 с.
5. Пашкевич М.А., Алексеенко А.В. Мониторинг загрязнения почв в районе воздействия ОАО «Новоросцемент» // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – № 10. – с. 369 – 376.
6. Рихванов Л.П., Юсупов Д.В., Барановская Н.В., Ялалтдинова А.Р. Элементный состав листвы тополя как биогеохимический индикатор промышленной специализации урбасистем // Экология и промышленность России. – 2015. – Т. 19. – № 6. – С. 58 – 63.
7. Шестакова А.А., Моисеенко К.Б., Торопов П.А. Гидродинамические аспекты эпизодов новороссийской боты 2012-2013 гг. // Известия Российской академии наук. Физика атмосферы и океана. – 2015. – Т. 51. – № 5. – С. 602 – 614.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА БИОТОПЛИВА ИЗ КУЛЬТУР, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ДЛЯ ФИТОМЕЛИОРАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВ

И.И. Арсланова, Л.А. Насырова

Научный руководитель доцент Л.А. Насырова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В современном мире нерациональное природопользование ведет к истощению природных ресурсов и оказывает негативное влияние на окружающую среду: загрязняются почвы, атмосфера, поверхностные и подземные воды. По мере увеличения масштабов производства экологические последствия становятся все более серьезными и распространёнными, а природные территории непрерывно сокращаются.

В связи с этим целью работы явилась разработка комплексного подхода к решению проблемы ресурсосбережения с позиции производства биотоплива из масличных культур, применяемых для фитомелиорации нефтезагрязнённых почв. Для достижения этой цели были поставлены и решены следующие задачи: 1) на основе вариативного подхода осуществить подбор оптимальных для региона произрастания масличных культур, способных к фитомелиорации; 2) экспериментальным путем установить способность выбранных культур к фитомелиорации; 3) предложить комплексную технологию производства биотоплива, в частности, биодизеля и биогаза, из масла и биомассы (жмыха от выделения масла), полученных из выбранных фитомелиоративных культур.

Подбор оптимальных для фитомелиорации культур осуществляется исходя из климатических условий региона. Так, применительно к Приуралью, наиболее предпочтительно использование таких культур, как: ежа сборная, полевица белая, овсяница луговая, клевер шведский и т.д. Среди них по степени масличности и содержанию ненасыщенных жирных кислот в пределах от 20 до 55% масс. выделяются люпин белый и амарант [4,6]. Данные культуры схожи по влагостойкости, морозостойкости и, что немаловажно, обладают большой озерненностью.

В ходе исследований была установлена динамика роста растений в зависимости от содержания нефти в почве, а также определена наилучшая всхожесть семян исследуемых культур в соответствии с утвержденными методиками [1, 2, 3]. Результаты эксперимента представлены в виде таблицы.

Как видно из таблицы, при содержании нефти в почве 1 и 5 мл на 100 г всхожесть люпина белого близка к контролю (без нефти). Резкое понижение всхожести с 70% до 40% (практически наполовину) проявляется при содержании нефти около 10 мл на 100 г почвы. Таким образом, становится ясным, что предложенный способ эффективен при содержании нефти в почве не более 13 мл на 100 г, так как при большем содержании наблюдается загнивание семян. Схожая картина наблюдается и у амаранта.

Что касается роста культур, появление всходов и образование первого листа у амаранта идет быстрее, чем у люпина белого при одинаковом содержании нефти в почве: фаза первого листа у проростков люпина отмечалась с 5-го, 6-го и 7-го дня при содержании нефти соответственно 0 мл, 1 мл и 5 мл на 100 г почвы; при содержании 10 и 13 мл на 100 г почвы эта фаза отмечалась только на 10-й и 12-й день эксперимента соответственно. Относительно амаранта получены следующие результаты: фаза первого листа у проростков отмечалась с 5-го дня при содержании нефти 0 мл на 100 г почвы; с 6-го дня при содержании нефти 1 и 5 мл на 100 г почвы; с 7-го дня при содержании нефти 10 мл на 100 г почвы; с 8-го дня при содержании нефти 13 мл на 100 г почвы. При содержании нефти 15 мл на 100 г почвы всходы обеих культур не появились. Кроме того, использование этих культур позволяет повысить активность углеводородоксилирующей микрофлоры за счет обогащения почвы атмосферным азотом, который образуется благодаря хорошо развитым клубенькам корневой

системы выбранных культур [7]. Таким образом, экспериментально подтверждена возможность применения выбранных культур для фитомелиорации нефтезагрязненных земель.

Таблица

Зависимость всхожести семян испытываемых культур и их роста от содержания нефти в почве

Наименование культуры	Содержание нефти в почве, мл/100 г	Всхожесть семян испытываемых культур, %	День от посева	
			Появление всходов	Появление 1-го листа
Люпин белый	1	90	5	6
	5	90	6	7
	10	40	8	10
	13	20	10	12
	15	0	0	0
	Контроль	100	4	5
Амарант	1	70	4	6
	5	40	5	6
	10	30	6	7
	13	10	7	8
	15	0	0	0
	Контроль	70	4	5

Следующим этапом исследования является использование полученной в ходе фитомелиорации биомассы в качестве сырья для производства биотоплива (спиртосодержащее топливо, биодизель, биогаз и др.). Среди биотоплив наибольший интерес, в настоящее время, вызывают биодизель и биогаз. Биодизель – смесь моноалкильных эфиров жирных кислот, получаемых из масличных культур путем реакции этерификации низшими спиртами. Процесс может проводиться в каталитических и некаталитических условиях. В качестве сырья для синтеза биодизеля авторами предлагается использовать смесь масел люпина белого и амаранта, примененных для фитомелиорации нефтезагрязненных почв. Образующийся при производстве жмыха рекомендуется использовать в качестве иницилирующей биодобавки в способе [5] подземного обезвреживания отходов с одновременным получением биогаза. Принципиальная схема способа представлена на рисунке.

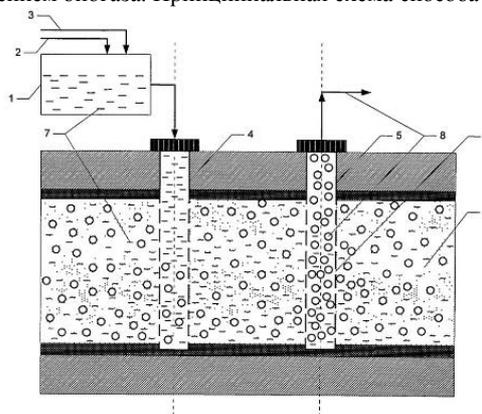


Рис. Принципиальная схема способа подземного обезвреживания отходов с производством биогаза:
1 – блок предварительной подготовки суспензии; 2 – ввод иницилирующей добавки; 3 – ввод отходов (ТБО, буровой отход, бытовые и хозяйственно-фекальные сточные воды); 4 – нагнетательная скважина; 5 – добывающая скважина; 6 – локально-изолированная зона (газовый, газоконденсатный или нефтяной пласт), по которой достигнут конечный коэффициент извлечения пластовых флюидов; 7 – суспензия, закачиваемая в локально-изолированную зону; 8 – отбор биогаза, образующегося в процессе биодеструкции суспензии; 9 – перфорационные отверстия скважины

Проведенные исследования позволили разработать безотходный способ производства биотоплив на основе фитомелиоративных культур, предлагаемых к использованию для очистки нефтезагрязненных земель. Таким образом, авторами предлагается использование в качестве культур-фитомелиорантов люпин белый и амарант, поскольку условия их выращивания наиболее оптимальны для Приуралья. При этом решаются вопросы очистки нефтезагрязненных земель; использования полученной в ходе рекультивации биомассы для производства масел; применение смеси масел для синтеза биодизельного топлива, а также жмыха для производства биоэтанола.

Литература

1. Бейдеман И.Н. Методика изучения фенологии растений и растительных сообществ. Новосибирск: Наука, 1974. – 154 с.
2. ГОСТ 12038 – 84. Методы определения всхожести. – Москва, Стандартинформ, 1986. – 30 с.
3. ГОСТ Р 55294 – 2012. Семена малораспространенных кормовых культур. Посевные качества. Технические условия. – Москва, Стандартинформ, 2012. – 12 с.
4. Карасева А.Н., Карлин В.В. Перспективы использования растений рода *Lipinus* для получения растительных масел// Химия растительного сырья. 2001. №4. С. 83 – 86.
5. Патент №2497607 РФ Способ подземного обезвреживания отходов с производством биогаза/ Шаимова А.М., Насырова Л.А., Мамаева О.Г., Конесев Г.В., Яфаева Э.Р., Фасхутдинов Р.Р., Шаимов М.М.// 2013. – Бюл. №31.
6. Сафонова Е.Ф. Выделение и изучение фосфолипидов масла семян амаранта [Текст]: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. хим. наук (15.00.02). – М.: Воронежский государственный университет. 2004. – 28 с.
7. Филиппов В.В. Технология биологической рекультивации нефтезагрязнённого грунта / Альманах современной науки и образования. – 2010. - № 9 (40). – С. 89 –91.

СОДЕРЖАНИЕ И ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В РЫБАХ РЕКИ ИРТЫШ Ю.Е. Артамонов

Научный руководитель доцент Е.Н. Артамонова

Государственный университет имени Шакарима города Семей, Республика Казахстан

Изучение элементного состава гидробионтов позволяет решить ряд вопросов экологического, физиологического и практического характера. Этим фактором обусловлено появление в последние десятилетия довольно большого числа работ, посвященных содержанию микроэлементов группы тяжелых металлов в промысловых гидробионтах. Рыбы являются важным компонентом водных экосистем, занимают в биоценозах верхний трофический уровень и обладают ярко выраженной способностью накапливать металлы даже в тех случаях, когда содержание их в водной экосистеме не превышает установленных предельно допустимых норм. Добыча промысловых рыб, по-прежнему, один из основных источников ценного белкового сырья для человека. Поэтому оценка качества рыб, с точки зрения содержания в нём токсичных металлов, в связи с загрязнением, актуальна [1, 2, 10].

Литературных данных, касающихся содержания металлов в рыбах Иртыша, немного [5-7], по Восточному Казахстану они вообще отсутствуют. В связи с этим представляет интерес оценка уровня содержания тяжелых металлов в органах и тканях рыб.

Целью исследования является определение содержания меди и свинца в различных органах и тканях рыб реки Иртыш в черте г. Семей. Для этого были изучены особенности накопления металлов в отдельных органах (жабры, мышцы, кости, кожа) четырёх видов рыб (сазан, окунь, лещ, щука).

В качестве объектов данного исследования выбраны медь и свинец, поскольку они относятся к числу экологически значимых тяжелых металлов по решению Европейской экономической комиссии ООН, являются наиболее важными с позиции водной токсикологии и приоритетными загрязнителями окружающей среды Восточного Казахстана.

Рыбы выловлены в весенне-летний период. Отбирались три одноразмерных особи каждого вида, которые измерялись и взвешивались. Рыб препарировали на органы и ткани, которые также взвешивались и высушивались. Минерализация биологических проб осуществлялась методом мокрого озоления, основанного на полном разрушении неорганических веществ пробы продукта при нагревании с серной и азотной концентрированными кислотами с добавлением перекиси водорода при нагревании [9].

Определение содержания меди, свинца проводили фотометрическим дитизиновым методом. Определение основано на образовании красного дитизоната металлов при взбалтывании – экстракции анализируемых растворов с раствором дитизона в CCl_4 . Статистическая обработка полученных результатов проводилась с использованием пакета прикладных программ Excel.

В таблице 1 представлено среднее содержание меди и свинца в органах рыб р. Иртыш. В целом, необходимо отметить, что концентрации металлов отличаются незначительным разбросом величин. Коэффициент вариации колеблется от 1,9 % до 18,3 % по меди и от 5,4 % до 27,2 % по свинцу.

Таблица 1

Содержание меди и свинца в органах рыб р. Иртыш в черте г. Семей

Вид рыбы	Мышцы	Кости	Жабры	Кожа
Окунь	$\frac{2,70 \pm 0,25}{0,063 \pm 0,003}$	$\frac{2,27 \pm 0,10}{0,070 \pm 0,005}$	$\frac{3,63 \pm 0,28}{0,077 \pm 0,003}$	$\frac{3,00 \pm 0,29}{0,060 \pm 0,009}$
Сазан	$\frac{2,80 \pm 0,19}{0,063 \pm 0,010}$	$\frac{2,73 \pm 0,29}{0,07 \pm 0,005}$	$\frac{3,27 \pm 0,26}{0,087 \pm 0,003}$	$\frac{2,53 \pm 0,21}{0,063 \pm 0,003}$
Лещ	$\frac{2,40 \pm 0,20}{0,067 \pm 0,003}$	$\frac{2,67 \pm 0,10}{0,067 \pm 0,005}$	$\frac{3,17 \pm 0,12}{0,083 \pm 0,003}$	$\frac{2,53 \pm 0,03}{0,067 \pm 0,005}$
Щука	$\frac{2,77 \pm 0,07}{0,080 \pm 0,005}$	$\frac{2,73 \pm 0,07}{0,073 \pm 0,003}$	$\frac{3,50 \pm 0,08}{0,087 \pm 0,003}$	$\frac{2,43 \pm 0,03}{0,063 \pm 0,008}$

Примечание. В числителе – среднее арифметическое содержание меди и его ошибка, в знаменателе – свинца (мг/кг).

По среднему содержанию меди (мг/кг) исследуемые органы рыб образуют следующий убывающий ряд:

Окунь: жабры (3,63) > кожа (3,00) > мышцы (2,70) > кости (2,27);

Сазан: жабры (3,27) > мышцы (2,80) > кости (2,73) > кожа (2,53);

Лещ: жабры (3,17) > кости (2,67) > кожа (2,53) > мышцы (2,40);

Щука: жабры (3,50) > мышцы (2,77) > кости (2,73) > кожа (2,43).

По среднему содержанию свинца (мг/кг) изученные органы рыб образуют следующий убывающий ряд:

Окунь: жабры (0,077) > кости (0,070) > мышцы (0,063) > кожа (0,060);

Сазан: жабры (0,087) > кости (0,070) > мышцы=кожа (0,063);

Лещ: жабры (0,083) > мышцы=кости=кожа (0,067);

Щука: жабры (0,087) > мышцы (0,080) > кости (0,073) > кожа (0,063).

Наибольшее количество металлов содержится в жабрах. В каждой и мышечной ткани содержание свинца и меди находится на среднем уровне. Видно, что наиболее высокое содержание этих элементов регистрируется в жабрах, что вполне логично и связано со специфической функцией данного органа.

При сопоставлении концентраций изученных элементов в мышцах рыб р. Иртыш с карасями из водоемов Приморья, р. Томь, р. Лена, р. Обь наблюдаются значимые различия в их содержании (таблица 2).

Таблица 2

Сравнение содержания тяжелых металлов в мышечной ткани рыб Иртыша
с рыбами водоемов России и Европы (мг/кг сырой массы)

Место обитания	Медь	Свинец
Водоемы Приморского края	0,78±0,22	0,23±0,07
р. Томь	0,8/0,92	2,0/0,5
р. Лена	0,62/0,55	0,01/0,11
Венгерский участок Дуная	3,45±1,21	6,81±1,26
р. Обь	0,83±0,09	0,35±0,02
р. Иртыш (наши данные)	2,67	0,068

Так, содержание меди в иртышской рыбе в 3,4; 3,3; 4,3; 3,2 раза ниже указанных водных объектов. И только в мышцах *S. auratus* из среднего течения реки Лены [4] концентрации свинца сопоставимы с данными для рыб Иртыша.

Таким образом, концентрации тяжелых металлов в мышцах рыб, обитающих в р. Иртыш, отличаются меньшим уровнем содержания свинца и большей концентрацией меди, чем мышцы карасей из большинства регионов Европы и России.

Установлена разница в содержании меди и свинца в разных видах рыб в зависимости от характера питания. Наибольшая концентрация тяжелых металлов наблюдалась в хищных рыбах: щука (0,076 мг/кг свинца и 2,86 мг/кг меди), окунь (0,067 мг/кг свинца и 2,89 мг/кг меди), наименьшая – в планктоноядных: лещ (0,071 мг/кг свинца и 2,69 мг/кг меди).

Полученные результаты мы сравнили с ПДК, которые для меди составляют 10 мг/кг, а для свинца – 1 мг/кг [8], и выяснили, что медь и свинец присутствуют в изученных экземплярах рыб в незначительном количестве и не превышают ПДК. Также рассчитали коэффициенты опасности, которые колеблются для меди от 0,21 до 0,42, для свинца – от 0,04 до 0,09.

Можно полагать, что низкие концентрации обоих элементов в мышцах рыб обусловлены связыванием форм меди и свинца с легко взмучиваемой взвесью реки. Кроме того, рыбы имели более высокий процент содержания мышечной ткани относительно других внутренних органов, поэтому, возможно, происходило «разбавление» концентраций металлов. Из литературных источников известно, что мышцы рыб стоят последними в рядах распределения металлов по органам и тканям, но на долю мышц приходится около 50% от общей массы тела рыб и абсолютная масса металлов сосредоточена именно в них.

Согласно литературным данным [3], в рыбе свинец накапливается незначительно, поэтому для человека в этом звене трофической цепи он относительно мало опасен, что и подтверждено нашими исследованиями.

Изученные металлы, находясь в органах и тканях рыб в незначительных концентрациях, не оказывают на них отрицательного влияния. Рыбная продукция пригодна к использованию человеком в качестве продукта питания. Рекомендовано употребление в пищу населением региона исследованных видов рыб в связи с их установленной безопасностью для здоровья.

Литература

1. Глазунова И.А. Содержание и особенности распределения тяжелых металлов в рыбах верховьев Оби: Дис. ... канд.биол.наук. – Барнаул, 2005. – 103 с.
2. Гомбоева С.В. Экологические особенности распределения тяжелых металлов в рыбах Байкальского региона: Дис. ... канд.биол.наук. – Улан-Удэ, 2003. – 150 с.
3. Кириллов А.Ф., Саввинов А.И., Ходулов В.В., Попов П.А. Содержание металлов в рыбах среднего течения реки Лены/Тяжелые металлы, радионуклиды и элементы-биофилы в окружающей среде: Доклады III Международной научно-практической конференции. – Семипалатинск, 2004. – Т. 2. – С. 277-231.

4. Маркова Л.Н. Экологическая оценка речной воды и промысловых рыб бассейна Нижней Лены: Автореферат. Дис. ... канд.биол.наук. – Новосибирск, 2012. – 22с.
5. Попов П.А. Оценка экологического состояния водоемов методами ихтиоиндикации. – Новосибирск, 2002. – 270 с.
6. Попов П.А. Содержание и характер накопления металлов в рыбах Сибири//Сибирский экологический журнал. – 2001. – № 2. – С. 237-247.
7. Попов П.А., Андросова Н.В., Аношин Г.Н. Накопление и распределение тяжелых и переходных металлов в рыбах Новосибирского водохранилища//Вопросы ихтиологии. – 2002. – Т. 42, № 2. – С. 264-270.
8. Санитарные правила и нормы (СанПиН) 2.3.2.560-96. - М., 1997. – 12с.
9. Сви́дерский А.К. Методы определения экотоксикантов в пищевом сырье и продуктах питания. – Семипалатинск, 2005. – 186 с.
10. Симоко́нь М.В. Тяжёлые металлы в промысловых рыбах залива Петра Великого в связи с условиями обитания: Дис. ... канд.биол.наук. – Владивосток, 2003. – 150с.

ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА И ВЛИЯНИЕ НА ЭКОЛОГИЮ

Т.В. Арутюнов

Научный руководитель доцент О.В. Савенок

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Для добычи сланцевого газа используют горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта (в том числе с применением пропантов) и сейсмическое моделирование. Аналогичная технология добычи применяется и для получения угольного метана.

Вместо гидроразрыва пласта (фрекинга) в качестве эксперимента может использоваться более дорогой безводный пропановый фрекинг (закачивание сжиженного пропана в виде геля). Сланцевый газ содержится в небольших количествах (0,2-3,2 млрд. м³/км²), поэтому для добычи значительных количеств такого газа требуется вскрытие больших площадей.

Способ горизонтального бурения основан на использовании особых буровых установок и является основным способом добычи газа. Создание высокопроводимой трещины в пласте, чтобы добыть сланцевый газ – технология гидроразрыва пласта – позволяет «оживить» скважины, на которых добыча газа обычными методами уже невозможна.

Современная технология добычи сланцевого газа включает в себя сооружение буровой установки, в составе которой одна вертикальная скважина и несколько горизонтальных. Их длина может достигать 3 км. Они заполняются смесью воды, песка и химреагентов, создаётся гидроудар, повреждается целостность газовых коллекторов. Далее высвобождённый газ откачивается.

В процессе горизонтального бурения применяется методика сейсмического моделирования. Она сочетает в себе геологические исследования и картирование с компьютерной обработкой данных, в том числе с визуализацией.

Для этого применяют горизонтальные скважины, имеющие мультитотводы на одной глубине, или такие скважины делают многоступенчатыми с горизонтальным отводом длиной до 2 км.

Схема добычи сланцевого газа:

1) проводится бурение скважин: вертикальное до глубины сланцевых залежей и далее вдоль них – горизонтальное;

2) установка трубы в скважину;

3) укрепление трубы цементом

4) в полученной конструкции специальным перфоратором проделываются отверстия;

5) закачка в трубу воды и песка, под действием которых сланец постепенно разрушается;

6) сбор газа из трещин и разломов породы и прокачка его через трубопровод.

После того, как давление газа спадёт, возможен повтор процедуры разрушения сланцевого пласта [1].

Экологические последствия от добычи углеводородов из сланцевых отложений связаны с интенсивными воздействиями на природные системы – бурением скважин, множественным гидроразрывом с использованием химических препаратов и больших объёмов воды и другими методами [2].

На рисунке 1 схематично показаны источники экологических рисков [3].

Добыча сланцевого газа предполагает горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта. Горизонтальная скважина прокладывается через слой газоносного сланца. Затем внутри скважины под давлением закачиваются десятки тысяч кубометров воды, песка и химикатов. В результате разрыва пласта газ по трещинам поступает в скважину и далее на поверхность.

Данная технология наносит колоссальный вред окружающей среде. Независимые экологи подсчитали, что специальный буровой раствор содержит 596 наименований химикатов: ингибиторы коррозии, загустители, кислоты, биоциды, ингибиторы для контроля сланца, гелеобразователи. Для каждого бурения нужно до 26 тыс. кубометров раствора. Назначение некоторых химикатов:

- соляная кислота помогает растворять минералы;
- этиленгликоль борется с появлением отложений на стенках труб;
- изопропиловый спирт используется для увеличения вязкости жидкости;
- глутаральдегид борется с коррозией;
- лёгкие фракции нефти используются для минимизации трения;

- гуаровая камедь увеличивает вязкость раствора;
- пероксодисульфат аммония препятствует распаду гуаровой камеди;
- формамид препятствует коррозии;
- борная кислота поддерживает вязкость жидкости при высоких температурах;
- лимонная кислота используется для предотвращения осаждения металла;
- хлорид калия препятствует прохождению химических реакций между грунтом и жидкостью;
- карбонат натрия или калия используется для поддержания баланса кислот.

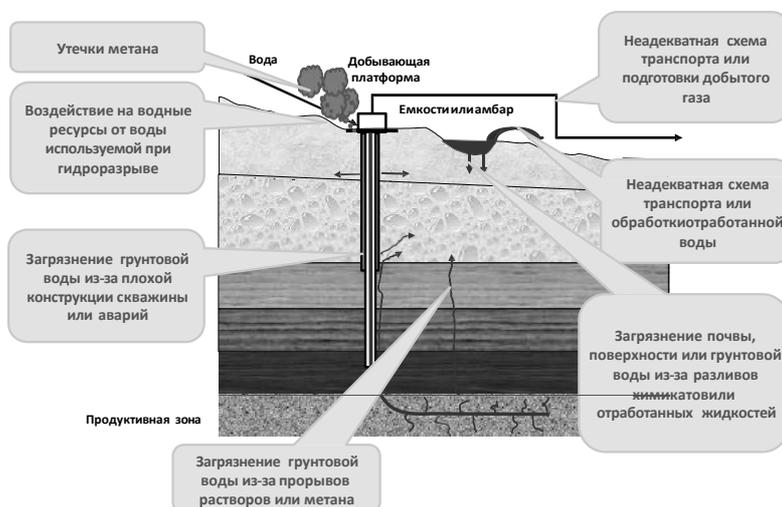


Рис. 1 – Экологические риски для воздуха и воды при разработке месторождений сланцевого газа [3]

Десятки тонн раствора из сотен наименований химикатов смешиваются с грунтовыми водами и вызывают широчайший спектр непрогнозируемых негативных последствий. При этом разные нефтяные компании используют различные составы раствора. Опасность представляет не только раствор сам по себе, но и соединения, которые поднимаются из-под земли в результате гидроразрыва. В местах добычи наблюдается мор животных, птиц, рыбы, кипящие ручьи с метаном. Домашние животные болеют, теряют шерсть, умирают. Ядовитые продукты попадают в питьевую воду и воздух. У американцев, которым «посчастливилось» жить поблизости от буровых вышек, наблюдаются головные боли, потери сознания, нейропатии, астма, отравления, раковые заболевания и многие другие болезни.

Отравленная питьевая вода становится непригодной для питья и может иметь цвет от обычного до чёрного. В США появилась новая забава – поджигать питьевую воду, текущую из-под крана.

Это скорее исключение, чем правило. Большинству в такой ситуации реально страшно. Природный газ не имеет запаха. Тот запах, который мы чувствуем, издаёт одоранты, специально подмешиваемые для выявления утечек. Перспектива создать искру в доме, полном метана, заставляет перекрыть водопровод наглухо в такой ситуации. Бурение новых скважин для воды становится опасным. Можно нарваться на метан, который ищет выход на поверхность после гидроразрыва. Например, так произошло с этим фермером, который решил сделать себе новый колодец вместо отравленного. Фонтан метана бил три дня. По подсчётам специалистов, в атмосферу ушло 84 тысячи кубометров газа.

Американские нефтегазовые компании применяют к местному населению следующую примерную схему действий.

Первый шаг: «Независимые» экологи делают экспертизу, согласно которой с питьевой водой всё в порядке. На этом всё заканчивается, если пострадавшие не подадут в суд.

Второй шаг: Суд может обязать нефтяную компанию пожизненно снабжать жителей привозной питьевой водой, либо поставить очистное оборудование. Как показывает практика, очистное оборудование не всегда спасает. Например, этиленгликоль проходит сквозь фильтры.

Третий шаг: Нефтяные компании выплачивают компенсации пострадавшим. Размеры компенсаций измеряются десятками тысяч долларов.

Четвёртый шаг: С получившими компенсацию пострадавшими обязательно подписывается договор о конфиденциальности, чтобы правда не выплыла наружу.

Не весь ядовитый раствор смешивается с грунтовыми водами. Примерно половина «утилизируется» нефтяными компаниями. Химикаты сливают в котлованы, а для увеличения скорости испарения включают фонтаны.

Таким образом, можно заключить, что сланцевые технологии представляют серьёзную опасность для экосистем, при этом пока есть только краткосрочные наблюдения за сланцевыми производствами. Интенсивность сланцевых технологических процессов настолько велика, что необходимо выполнение специальных исследований по оценке уровня воздействия на природные системы, здоровье человека и определения безопасного удаления сланцевых производств от населённых пунктов.

Литература

1. Арутюнов Т.В. История и значение сланцевого газа // Внедрение результатов инновационных разработок: проблемы и перспективы: сборник статей Международной научно-практической конференции (18 января 2016 года, г. Пенза). В 2 ч. Ч. 2. – Уфа: МЦИИ ОМЕГА САИНС, 2016. – С. 170-179 Режим доступа: <http://os-russia.com/SBORNIKI/KON-88-2.pdf>
2. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А. Методы и технологии выработки запасов углеводородов из сланцевых месторождений // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 1 [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://ntk.kubstu.ru/file/314>
3. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Пырьев В.И., Дахнова М.В., Лоджевская М.И., Можегова С.В., Кравченко М.Н. «Основные виды источников нетрадиционных ресурсов УВС и перспективы их освоения» // Всероссийское совещание «Методические проблемы геологоразведочных и научно-исследовательских работ в нефтегазовой отрасли», посвящённое 60-летию образования ФГУП «ВНИГНИ». г. Москва, 16-18 октября 2013 г. Режим доступа: <http://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/25666.pdf>

ИЗМЕНЕНИЯ ПРИЗЕМНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДУХА СЕВЕРНОГО ПОЛУШАРИЯ В ПЕРИОД 1850-2014ГГ.

Т.Р. Аухадеев, А.В. Закиров

Научный руководитель профессор Ю.П. Переведенцев, доцент К.М. Шанталинский
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г.Казань

Несмотря на многочисленные публикации, появление обобщающих докладов по проблемам изменения современного климата (IPCC, 2013; ОД Росгидромета, 2014) интерес к этой теме не пропадает. Это связано как с неустойчивостью современного климата, так и с возможными негативными и позитивными последствиями от изменений климата в природной и социально-экономической сферах.

Так, участниками Парижской конференции ООН по климату (декабрь 2015) была принята декларация о снижении выбросов парниковых газов с тем, чтобы не допустить дополнительного повышения средней глобальной температуры на 2°C и тем самым защитить окружающую среду от нежелательных воздействий.

В связи с этим, становится актуальным вопрос о регулярном мониторинге климатических изменений на территории северного полушария (СП) и в его регионах.

Изменения приповерхностной температуры воздуха. По данным CRU выполнен анализ временного хода аномалий осредненных по СП температур за период 1850-2014 г., а по данным реанализа - пространственно-временной анализ температуры за последние 60 лет от уровня Земли до 30 км, после применения низкочастотной фильтрации изучена ее долгопериодная динамика.

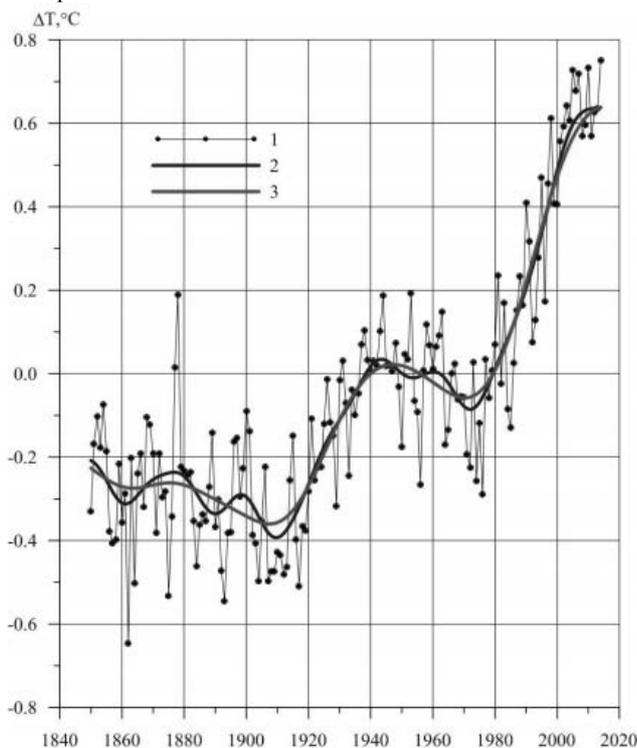


Рис. 1. Многолетний ход отклонений от нормы (1961-1990 гг.) средней годовой приземной температуры воздуха (°C) Северного полушария: 1 - исходный ряд, 2 - НЧК 10 лет и более, 3 - НЧК 30 лет и более

Анализ низкочастотной компоненты рядов аномалий приповерхностной температуры воздуха СП показывает, что и в зимний, и в летний период года потепление, начавшееся около 1910 г. и продолжающееся по настоящее время, не было однородным. В начале периода скорость роста температуры была существенно меньше, чем в конце исследуемого периода. Эти два этапа повышения температуры разделены относительно непродолжительным периодом похолодания, продолжавшимся с середины 40-х до начала 70-х годов XX в. (рис. 1). В результате в ходе аномалий средней годовой приповерхностной температуры СП четко проявляются как 60-70 летнее колебание, так и более слабое 20-летнее, которое проявляется наиболее активно в периоды похолоданий (рис. 1). Отсюда следует, что если ансамбль выявленных колебаний температуры сохранится, то в ближайшем будущем можно ожидать некоторого снижения темпов потепления, которое уже намечилось, и даже возможно слабого похолодания.

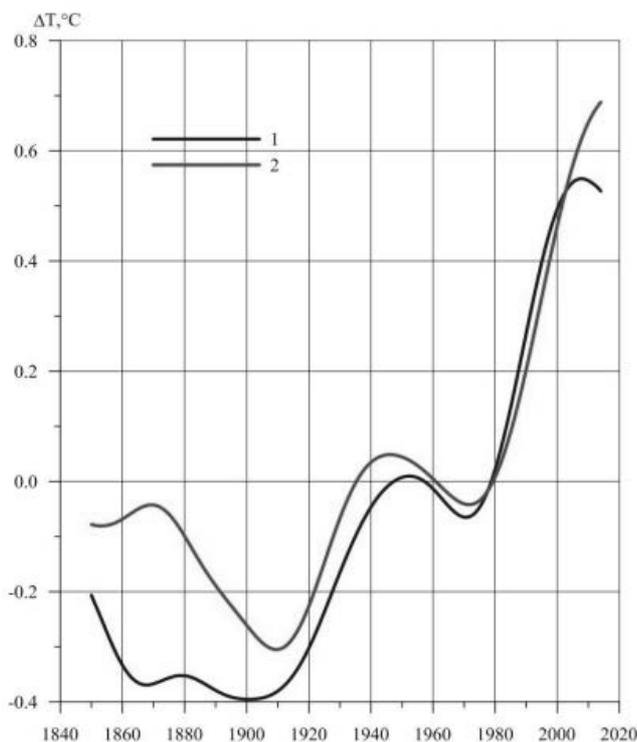


Рис. 2. Распределение во времени НЧК 30 лет и более компоненты аномалий (от норм 1961-1990 гг.) средней зимней (1) и летней (2) приземной температуры воздуха (°C) Северного полушария

Использование данных реанализа показывает, что процессы изменения температуры наиболее выражены в приполярной зоне СП, где похолодание, составившее $-0.54\text{ }^{\circ}\text{C}$ за 13 лет, сменилось потеплением, которое продолжается уже 44 года и к настоящему времени составило 2.38 СС.

В умеренной зоне интенсивности последнего потепления климата и предшествующего ему похолодания весьма близки и составляют $+0.22\text{ }^{\circ}\text{C}/10\text{ лет}$ и $-0.27\text{ }^{\circ}\text{C}/10\text{ лет}$ соответственно. В результате за последние 37 лет температура повысилась на $0.75\text{ }^{\circ}\text{C}$, что почти в три раза меньше, чем в приполярной зоне. Более того, в последние годы рост средней годовой температуры в умеренной зоне СП практически прекратился.

Наименьшие изменения средней годовой приземной температуры воздуха наблюдаются в тропической зоне, где за последние 39 лет температура повысилась на $0.54\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Как уже отмечалось ранее, крупные вулканические извержения оказывают влияние на поведение температуры воздуха, что проявилось наиболее ярко практически во всех регионах СП в период с 1983 по 1994 г. Это явление вызвано уменьшением прозрачности атмосферы в связи с поступлением в атмосферу большого количества продуктов извержений вулканов Эль-Чичон и Пинатубо. В результате уменьшение роста температуры отмечается во всей тропосфере, а в стратосфере, наоборот, вследствие поглощения солнечной радиации продуктами извержения имеет место значительный рост температуры.

Показано, что в умеренных широтах северного полушария изменения низкочастотной компоненты зональной скорости ветра на 8-10 лет опережают изменения температуры, что свидетельствует о ведущей роли атмосферной циркуляции. Анализ температурного ряда на ст. Казань, университет за 1828-2014 гг. показал, что средняя годовая температура воздуха повысилась больше чем на $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ и около половины этого изменения обусловлено глобальными факторами. Отмечен существенный рост летней температуры в Казани в XXI столетии, в то же время намечилась тенденция к понижению температуры с декабря по март и существенный рост ноябрьских температур.

**РАСТВОРЕННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО АКВАЛЬНЫХ ЛАНДШАФТОВ
ПРИАМУРЬЯ****М.И. Афанасьева**

Научный руководитель доцент А.П. Неудачин

*Дальневосточный государственный университет путей сообщения, г.Хабаровск, Россия***Аннотация**

В данной статье рассмотрены вопросы поступления органического вещества в водоемы Приамурья. Рассмотрены результаты антропогенного влияния на химический состав вод.

Органическим веществом природных вод называют комплекс истинно растворенных и коллоидных веществ органических соединений. По происхождению органические вещества природных вод могут быть разделены на поступающие извне (с водосборной площади) и образующиеся в самом водном объекте. К внешним относятся, главным образом, гумусовые вещества, вымываемые водой из почв, торфяников, лесного перегоя и других видов природных образований, включающих остатки растений, и органические вещества, поступающие с промышленными и хозяйственно-бытовыми сточными водами. Из гумусовых веществ для гидробиологии наибольший интерес представляют, как правило, гуминовые и фульвокислоты. Обе эти группы кислот характерны для гумуса (гумусовые кислоты), они не содержатся в живых растительных и животных тканях. Соотношение между ними в разных торфах и почвах неодинаково. В черноземных почвах преобладают гуминовые, а в подзолистых – фульвокислоты [5].

Объектом исследования является озеро Петропавловское. Самое большое озеро Хабаровского района Хабаровского края. В настоящее время на озере промышленное рыболовство отсутствует, поэтому для хабаровчан эти места являются местом отдыха круглый год. На берегах озера расположено несколько населенных пунктов (поселения Константиновка, Свечино, Петропавловка), туристические базы отдыха, детские оздоровительные лагеря.

Озеро Петропавловское вытягивается в меридиональном направлении на 14 км, ширина различна, наибольшая ширина около 6 км, наименьшая составляет 1,3 км. Площадь зеркала озера в межень период 59 км², в паводок – 177 км², площадь водосбора составляет 3600 км² [2]. Озеро расположилось в долине реки Сита; в озеро впадает более 30 небольших рек. Сообщается протоками Малышевская, Кривая, Чепчики с рекой Амур. Максимальная глубина – 8 метров – встречается в северо-восточной части озера, в южной части не превышает 1 метра. Озеро Петропавловское имеет ярко выраженную асимметрию в строении берегов [1]. По происхождению котловины объект относится к экзогенной группе озер, а по режиму водного питания – плотинному типу. Водный режим пойменных озер с момента вскрытия ото льда определяется рекой Амур (за исключением редких маловодных лет) [2]. Характерной чертой такого водного режима является большая амплитуда колебания уровня воды, достигающая в отдельные годы 5-7 метров. Водообмен в озере осуществляется ветровыми, стоковыми и компенсационными течениями. Зимой озеро почти сплошь промерзает до дна, остаются лишь небольшие изолированные ямы с подледной водой. Реки, впадающие в озеро, особой роли в его водном режиме не играют, т.к. и сами также промерзают до дна.

Для изучения химического состава вод были отобраны пробы в разных точках акватории озера, протоках Малышевская и Чепчики. В ходе исследования определялись: содержание макроэлементов, биогенных микроэлементов, величина рН. Содержание растворенного органического вещества (РОВ) определялось по химическому потреблению кислорода (ХПК) и перманганатной окисляемости (ПО). Также для изучения качественного состава РОВ, определялось содержание органических кислот, гуминовых и фульвокислот.

В конце августа – начале сентября, когда прошел пик паводка на Амуре, и уровень воды начал постепенно снижаться, озеро Петропавловское можно было условно разделить на три большие области, не имеющие четких границ, но различающиеся особенностями химического состава. Воды северной области в основе своей представлены незначительно метаморфизированной амурской водой, на юге состав растворенных веществ обуславливается рекой Сита с притоками, центральная часть озера имела свое качественное отличие от двух вышеуказанных гидрохимических составляющих. Особенно заметны различия между областями по таким параметрам как: содержание растворенного кислорода, водородный показатель, количество и качество РОВ [3].

Воды озера богаты РОВ: 20,6-126,7 мгО/дм³ (по величине ХПК), при этом органические лиганды в большинстве случаев выполняют разницу между суммами катионов и анионов. Величина ПО в воде озера изменяется незначительно: 11,1-12,3 мгО/дм³, поэтому отношение ПО/ХПК по акватории озера непостоянно, наименьшее значение отмечено для проб воды центральной части озера, более высокие значения в приустьевой зоне, в районе села Петропавловка. Также следует заметить, что они близки к отношению ПО/ХПК в воде протоки Малышевская. Разница в значениях отношения ПО/ХПК северного и центрального участков озера дает причины предположить, что РОВ на данных участках качественно отличаются.

Фракционный состав ОВ в пробах озера представляют (таблица 1), что содержание гуминовых и фульвокислот в воде разных участков находится в одних пределах. Также обращает на себя внимание тот факт, что содержание ФК в озерной воде в 2-3 раза ниже, чем в реках Сита и Черная, что и в воде реки Амур их содержание, как правило, также выше (24,0-67,5 мг/дм³). Если при этом учесть то, что минимум в содержании низкомолекулярных органических кислот приходится на центральную часть озера, зону сильного цветения воды, то можно сделать предположение: процессы евтрофикации озерных вод ведут к «утилизации» этих классов РОВ.

Таблица 1

Содержание органических веществ в воде озера Петропавловское и его притоков

Определяемые компоненты	Озеро у с. Константиновка (центральная часть)	Озеро у с. Петропавловка (северная часть)	р. Сита у с. Благодатное (южная часть)	р. Черная у с. Ровное
ПО, мгО/дм ³	12,3	11,1	27,5	18,4
ХПК, мгО/дм ³	126,7	20,6	155,2	50,7
ПО/ХПК	0,1	0,54	0,18	0,36
ГК, мг/дм ³	2,77	2,06	2,09	1,4
ФК, мг/дм ³ :				
истинно-растворенные	9,8	8,4	21,2	-
коллоидные	3,6	1,7	4,8	-
сумма	13,4	10,1	26	23,1
низкомолекулярные кислоты, мг экв/дм ³	0,053	0,159	0,198	0,172

Примечание: прочерк (-) означает, что компоненты не определены.

Таблица 2

Содержание органического углерода гуминовых (ГК), фульво- (ФК) и низкомолекулярных кислот (НК) в воде озера Петропавловское и его притоков, %

Место отбора пробы	ГК	ФК	НК
озеро у с. Константиновка	2,1	20,3	8,2
озеро у с. Петропавловка	15,6	59,7	24,7
р. Сита у с. Благодатное	3,4	12,8	2,6
р. Черная у с. Ровное	4,2	55,0	21,6

Процентное соотношение углерода изученных классов веществ к общему углероду представляет (таблица 2), что доля всех кислот в воде центральной части озера составляет всего 30,6%, причем на долю фульвокислот приходится 20,3%. Значительно выше доля ФК в воде приустьевой части озера – 59,7%, что соответственно отражается на увеличении отношения ПО/ХПК. Возрастают и доли гуминовых и низкомолекулярных кислот [3].

Таким образом, можно сказать, что воды озера Петропавловское богаты органическим веществом гумусового и планктонного рядов, они кислородного типа, несмотря на низкое (меньше ПДК) содержание O₂ в период ледостава. По кислотнo-щелочным условиям и величине минерализации наблюдается ярко выраженная сезонная динамика: зимой воды становятся более кислыми и минерализованными. Из анионов в воде озера преобладают гидрокарбонаты, катионный состав непостоянен.

В зависимости от фаз паводочного цикла реки Амур в озере образуется несколько зон, отличающихся по содержанию растворенного кислорода, величине pH, количеству и качеству органического вещества. Кроме зон, химический состав которых определяется водами рек Амур и Сита, в паводочный и постпаводочный периоды появляется участок со своеобразным составом органического вещества.

Антропогенное влияние на химический состав вод озера и его притоков проявляется в повышении концентраций биогенных веществ, способствующих сильному евтрофированию водоемов.

Литература

1. Аваряскин Л.П. Устья притоков Нижнего Амура // Вопросы географии Дальнего Востока. Хабаровск, 1975. Сб. 16.
2. Главацкий С.Н. О роли пойменных озер в режиме Нижнего Амура // Амурский сборник. Хабаровск, 1959. Вып. 1.
3. Неудачин А.П., Неудачина И.И. Биогеохимическая характеристика озера Петропавловское // Биогеохимическая экспертиза состояния окружающей среды. Владивосток: Дальнаука, 1993.
4. Парфенова Г.К. Антропогенное изменение гидрохимических показателей качества вод – Томск: Аграф-пресс, 2010.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ИНФОРМАЦИОННО-КАРТОГРАФИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ГИДРОХИМИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

К.О. Бейм

Научный руководитель доцент В.С. Шерстнев

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Сегодня, среди наиболее актуальных задач для развития минерально-сырьевой базы питьевых вод выделяются задачи, связанные с изучением и оценкой качества подземных вод, которые являются первоочередными для улучшения хозяйственно-питьевого водоснабжения в регионах, характеризующихся повышенными содержаниями ряда макро- и микрокомпонентов в питьевых подземных водах. Для упрощения

корреляции результатов исследований подземных вод, необходимо наличие информационных систем обладающих банком гидрохимической информации, способных хранить и обрабатывать информацию по подземным водам, а также предоставлять необходимые данные специалистам, занимающимся изучением и оценкой качества питьевых вод.

При этом существуют различные варианты для решения обозначенной задачи. Так, данные о подземных водах можно хранить и обрабатывать в существующей полнофункциональной геоинформационной системе (ГИС), в собственной разработанной настольной ГИС или в виде веб-приложения.

При использовании уже существующей ГИС, например, ArcGIS или MapInfo, работа с системой была бы привязана к наличию действующей лицензии на программное обеспечение. Такие системы требуют затрат по их установке, настройке и сопровождению. Необходимо обучать персонал навыкам работы в выбранной ГИС. Кроме того, постановка задачи не требует наличия столь большой функциональности, которые предоставляют современные геоинформационные системы.

Решение задачи путем реализации собственной картографической системы в виде настольного приложения позволяет предоставлять пользователям лишь необходимый функционал и предметно-ориентированный интерфейс для решения конкретных задач, связанных с подземными водами. Однако данный подход снова накладывает необходимость установки и конфигурации определенного программного обеспечения на рабочие машины сотрудников, а также покупки лицензии для ГИС-компонент, которые будут встроены в систему.

Другое решение, которое и было принято – реализовать картографическую систему в виде веб-приложения. Данный подход к решению был выбран ввиду ряда причин: веб-приложения являются межплатформенными приложениями – они не зависят от конкретной операционной системы пользователя [1]. Также веб-приложения для своей корректной работы требуют от компьютера заказчика только браузер и доступ к интернету, то есть не требуют установки объемного программного обеспечения, а значит, нет необходимости в специальной настройке и администрировании. Кроме того, обновление данных и самого приложения (его интерфейса и функционала) будет происходить автоматически, не нужно производить синхронизацию данных. А благодаря использованию веб-технологий, работать с приложением можно фактически из любой точки, где есть доступ к сети Интернет.

Работа по созданию системы состоит из следующих этапов: проектирование базы данных, проектирование архитектуры и классов, проектирование пользовательского интерфейса и реализация запланированного функционала системы.

Начальным шагом стало проектирование базы данных. При этом были использованы исходные данные, полученные из базы данных регионального центра Государственного Мониторинга Состояния Недр. Территориальный охват предоставленных данных - юго-восточная часть Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна. Исходные данные были получены в файлах формата Excel. После анализа поступивших материалов была разработана модель хранилища данных, а затем по ней были спроектированы структуры необходимых таблиц, а также определены права доступа к элементам базы при выполнении типовых операций. Для загрузки исходных данных в базу был написан скрипт, осуществляющий автоматическую выгрузку данных из выбранных Excel файлов. База состоит из 6 сущностей. Users – таблица для хранения информации о зарегистрированных пользователях. Пароли хранятся в зашифрованном с помощью алгоритма шифрования md5 виде. GeoData хранит пространственные данные о водопунктах (порядковый номер пункта по каталогу; широта; долгота). AttrData содержит атрибутивную информацию о водных объектах: номер и глубина объекта, его геологическая система (ссылка на данные таблицы GeolSystems), количество пунктов на водоносном подразделении. Также здесь хранятся данные о проведенных исследованиях: даты первого анализа и последнего анализа; количество анализов с микрокомпонентами; азотными, органическими соединениями; с радиационными показателями; количество анализов с макрокомпонентами и общими показателями геохимического состояния подземных вод. IndexData – таблица для хранения информации об индексах водоносного горизонта.

При проектировании архитектуры основное внимание уделялось компонентной и модульной архитектуре системы. Основу системы составляют четыре компонента: сервер, СУБД, сервис-поставщик картографических данных и JavaScript клиенты. За основу проектирования приложения была принята клиент-сервисная архитектура с использованием шаблона MVC (Model-View-Controller). Основу структуры веб-приложения составляют пять контроллеров: для реализации логики авторизации, для управления данными, доступными неавторизованному пользователю, доступными авторизованному пользователю (в роли user или admin), а также реализованы два контроллера, отвечающие за добавление и редактирование данных о слоях и об объектах в базе, удаления их из нее, как представлено на рис.1. Затем были разработаны эскизы веб-интерфейса для проектируемой системы.

Следующим шагом в работе, стала реализация функционала приложения, а также реализация веб-интерфейса. В качестве подхода к построению веб-интерфейса приложения была выбрана технология AJAX (Asynchronous Javascript and XML). С помощью AJAX на странице отображаются частичное представление, содержащее карту, представление для просмотра информации о выбранном объекте.

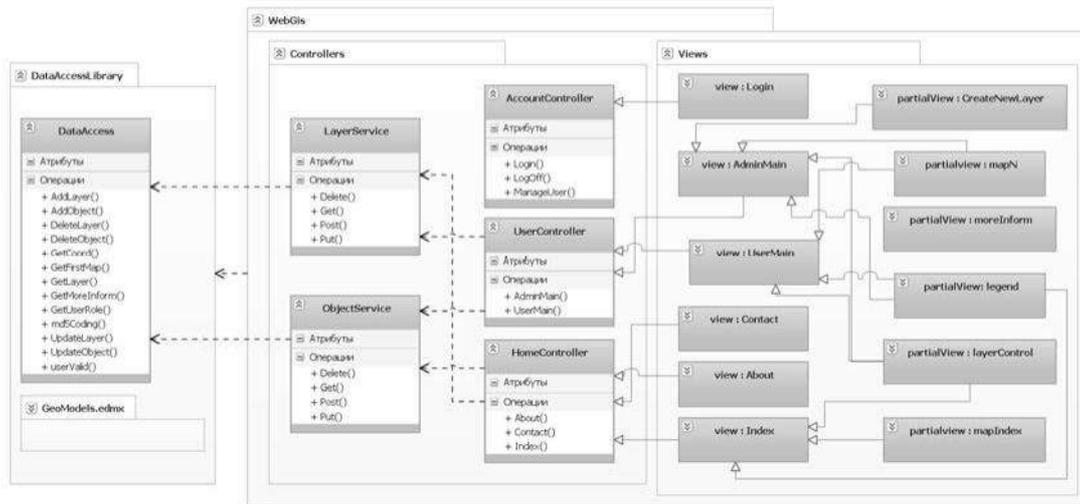


Рис. Структура классов системы

В качестве технологии доступа к данным из базы была использована объектно-ориентированная технология ADO.NET Entity Framework. С помощью средств модели EDM была создана концептуальная модель на основе существующей базы данных, а затем создано ее графическое представление и внесены нужные изменения.

Для визуализации карты на странице была использована JavaScript-библиотека с открытым исходным кодом Leaflet. Основные особенности библиотеки: возможность работы в браузерах мобильных устройств, так и в браузерах настольных ПК; небольшой размер самой библиотеки — 33 кб; наличие хорошо документированного API; функциональность может быть расширена, за счет подключения дополнительных плагинов [2]. При работе с библиотекой были использованы плагины, представленные в таблице. В качестве картографической подложки была использована карта, предоставленная картографическим сервисом OpenStreetMap.

Таблица

Плагины к библиотеке Leaflet

Плагин	Описание
Leaflet.GeoSearch	Геолокация по адресу и другим критериям. Поддерживает возможность поиска от трех поставщиков данных: Esri, Google и OpenStreetMap. При желании можно организовать поддержку своего типа геопоиска [3].
Leaflet Data Visualization Framework (DVF)	Фреймворк для упрощения создания тематических карт и визуализации данных в виде диаграмм и графиков [4].
Leaflet.draw-master	Плагин для рисования объектов на карте.

Результатом выполнения работы является информационно-картографическая система, управляющая гидрохимическими данными по основным эксплуатируемым водоносным подразделениям юго-восточной части Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна. В результате, созданная система поддерживает многопользовательский режим, предоставляя доступ авторизованным пользователям; визуализирует данные из базы, отображая информацию о водных объектах в виде диаграмм по количеству проведенных опытов; кластеризует объекты в зависимости от масштаба, позволяет управлять объектами и слоями, содержащими различные геологические системы; предоставляет базовые картографические инструменты.

Разработанная система может быть использована специалистами, занимающимися оценкой природных и техногенных закономерностей формирования качества питьевых и подземных вод, при разработке рекомендаций по охране подземных вод и их рациональному использованию.

Описанный в работе путь создания программной системы мониторинга гидрохимической информации может быть использован при разработке аналогичных систем накопления и обработки информации о тематических объектах (как природных, так и искусственных).

Литература

1. Описание архитектуры и работы Веб-приложений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Веб-приложение> (дата обращения: 30.09.15).
2. Leaflet. Java Script library for mobile-friendly interactive maps. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://leafletjs.com/> (дата обращения: 15.09.2015).
3. Геолокация Leaflet.GeoSearch. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gisfile.com/user/admin/geosearch.htm> (дата обращения: 15.09.2015).
4. Leaflet Data Visualization Framework. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://humangeo.github.io/leaflet-dvf/> (дата обращения: 15.09.2015).

ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА ОКТЯБРЬСКОГО РАЙОНА РОСТОВА-НА-ДОНУ

Т.Г.Белая

Научный руководитель доцент Д.Ю.Шишкина
Южный федеральный университет, г. Ростов-на-Дону, Россия

Ростов-на-Дону – административный центр Ростовской области и Южного федерального округа России. В настоящее время вопросы, связанные с распределением тяжелых металлов в почвенном покрове города Ростова-на-Дону достаточно хорошо изучены и освещены во многих публикациях [4, 6, 7]. Более детальные эколого-геохимические исследования урбололандшафтов проводились еще в 1990-х гг., вследствие чего появилась необходимость в проведении эколого-геохимической оценки на уровне отдельных городских районов.

Октябрьский район, расположенный в северо-западной и центральной частях города, является одним из старейших и крупнейших. В настоящее время его площадь составляет 44,3 км², а численность жителей – 166,2 тыс. человек [9]. В связи с высокой плотностью населения района (3469 чел./км²) остро встает вопрос о необходимости проведения контроля качества окружающей среды, и в частности почвенного покрова. Интерес к изучению экологической обстановки в Октябрьском районе определен также исторически сложившейся особенностью его застройки - высокой плотностью размещения воинских частей, оборонных предприятий и других военных объектов.

В основу данной работы положены материалы, которые были получены в ходе геоэкологической практики студентов направления «Экология и природопользование» Института наук о Земле Южного федерального университета. На территории Октябрьского района было отобрано 25 проб из верхнего почвенного горизонта по равномерной сети, также проводилось изучение электромагнитного и шумового загрязнения, радиационной обстановки.

В верхнем почвенном горизонте было изучено распределение следующих химических элементов: ванадия, кадмия, марганца, меди, мышьяка, никеля, ртути, свинца, цинка. Аналитические исследования проводились в испытательном лабораторном центре ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Ростовской области» и региональном лабораторном центре ОАО «Южгеология».

Для эколого-геохимической оценки использовались следующие геохимические коэффициенты и показатели: коэффициент концентрации (K_c) и суммарный показатель загрязнения (СПЗ, Z_c). Коэффициент концентрации – отношение содержания химического элемента в оцениваемом объекте к его фоновому содержанию. Суммарный показатель загрязнения – аддитивная сумма превышений концентраций отдельных элементов над единичным (фоновым) уровнем: $Z_c = \sum K_c - (n-1)$, где K_c – коэффициент концентрации, n – число химических элементов, входящих в изучаемую ассоциацию. При Z_c , меньшем 16, категория загрязнения допустимая, если Z_c лежит в диапазоне 16–32 – умеренно опасная, в диапазоне 32–128 – опасная [3].

В качестве геохимического фона принимались средние концентрации химических элементов в почвах природных ландшафтов Ростовской области [5]. Оценка степени загрязнения почв проводилась на основе санитарно-гигиенических нормативов – предельно допустимых концентраций (ПДК) и ориентировочно допустимых концентраций (ОДК) химических элементов [1–2].

В Октябрьском районе средние содержания большей части изученных элементов в почвенном покрове различных урбололандшафтов сопоставимы с региональным фоном. Как видно из таблицы 1 концентрации таких химических элементов, как кадмий, марганец и ртуть, заметно ниже фоновых концентраций.

Таблица 1

Среднее содержание химических элементов в почвах урбололандшафтов Октябрьского района, мг/кг

Урбололандшафты	Химические элементы								
	Pb	Zn	Cd	Hg	As	Ni	Cu	Mn	V
Рекреационные	40,0	186,0	0,08	0,008	4,16	52,0	60,0	680,0	160,0
Селитебные	71,5	122,3	0,10	0,009	3,0	54,6	62,3	638,5	165,4
Промышленные	61,4	272,9	0,17	0,009	3,9	47,1	72,9	642,9	127,1
Региональный фон	24,0	84,3	0,22	0,018	2,4	41,0	34,8	725,0	96,0
ПДК (ОДК) [1, 2]	130	220	2,0	2,1	10	80	132	1500	150

Средние концентрации таких тяжелых металлов, как ванадий, медь, свинец и цинк, превышают региональный фон. Наибольшее превышение характерно для свинца. Его содержание в почвенном покрове различных урбололандшафтов находится в диапазоне от 15 до 600 мг/кг, при этом его максимальное значение (табл. 2) превосходит фон. Загрязнение свинцом выявлено только в двух точках опробования, которые находятся на территории селитебных и промышленных ландшафтов.

Наиболее распространенным является загрязнение почв ванадием, концентрации которого превосходят ПДК (150 мг/кг) в семи точках опробования, достигая 200 мг/кг. В пределах селитебных ландшафтов выявлено наибольшее число таких точек - пять.

В пределах всех изученных урбололандшафтов отмечаются высокие концентрации цинка. Среди рекреационных зон повышенная концентрация цинка характерна для Комсомольского сквера (400 мг/кг); в селитебной зоне максимум данного химического элемента составляет 300 мг/кг; наиболее высокие концентрации (500–800 мг/кг) характерны для промышленных ландшафтов. Аномальные концентрации цинка приурочены в

большинстве случаев к магистралям с интенсивным автомобильным движением (пр. Будёновский, ул. Нансена, ул. Шеболдаева).

При сравнении распределения тяжелых металлов в почвах Октябрьского района и города Ростова-на-Дону в целом можно говорить о том, что в рекреационной зоне исследуемого района выше содержание мышьяка и никеля; в селитебной зоне среднее содержание свинца, а также никеля и меди в значительной степени превышает городские значения; в промышленных ландшафтах района выше содержание мышьяка, никеля и меди.

Таблица 2

Пределы содержаний химических элементов в почвах урбандиафтов Октябрьского района, мг/кг

Химические элементы	Пределы	Урбандиафты			Региональный фон	ПДК (ОДК) [1, 2]
		Рекреационные	Селитебные	Промышленные		
Pb	min	20,0	15,0	20,0	24,0	130
	max	80,0	600,0	150,0		
Zn	min	80,0	60,0	60,0	84,3	220
	max	400,0	300,0	800,0		
Cd	min	0,06	0,05	0,05	0,22	2,0
	max	0,13	0,19	0,17		
Hg	min	0,006	0,007	0,007	0,018	2,1
	max	0,01	0,012	0,01		
As	min	2,3	1,6	1,7	2,4	10
	max	6,5	8,1	5,8		
Ni	min	40,0	40,0	30,0	41,0	80
	max	60,0	60,0	60,0		
Cu	min	50,0	50,0	50,0	34,8	132
	max	80,0	80,0	150,0		
Mn	min	600,0	500,0	500,0	725,0	1500
	max	800,0	800,0	800,0		
V	min	150,0	100,0	60,0	96,0	150
	max	200,0	200,0	200,0		

По результатам исследований было установлено, что почвы Октябрьского района в целом слабо загрязнены тяжелыми металлами. Наиболее широко распространено ванадиевое загрязнение (присутствует в 28% отобранных проб), далее цинковое (16%), затем свинцовое (8%), и, наконец, медное (4%).

По величине суммарного показателя загрязнения, который варьируется от 2,2 до 15,6, большинство почвенных проб относится к допустимой категории загрязнения. Значение Z_c 29,8, относящееся к умеренно опасной категории, зафиксировано в единственной точке, которая расположена в селитебной зоне (ул. Шеболдаева).

Почвы разных функциональных зон различны по уровню содержания химических элементов. Если сравнить средние концентрации металлов и мышьяка с естественным геохимическим фоном, то можно составить следующие геохимические ассоциации:

- селитебные: $Pb_{3,0}Cu_{1,8}V_{1,7}Zn_{1,5}As_{1,3}Ni_{1,3}$;
- рекреационные: $Zn_{2,2}Pb_{1,7}As_{1,7}Cu_{1,7}V_{1,7}Ni_{1,3}$;
- промышленные: $Zn_{3,2}Pb_{2,6}Cu_{2,1}As_{1,6}V_{1,3}$.

При ранжировании урбандиафтов Октябрьского района по количеству элементов, которые превышают фон, выстраивается следующий ряд: рекреационные, селитебные > промышленные. По величине коэффициента концентрации выявляется последовательность: промышленные > селитебные > рекреационные [8].

Литература

1. ГН 2.1.7.2041–06. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве: Гигиенические нормативы. М., 2006. 15 с.
2. ГН 2.1.7.2511–09. Ориентировочно-допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве: Гигиенические нормативы. М., 2009. 11 с.
3. Геохимия окружающей среды / Саев Ю.Е., Ревич Б.А., Янин Е.П. и др. М., 1990. 335 с.
4. Капралова О.А., Колесников С.И. Влияние загрязнения тяжелыми металлами на эколого-биологические свойства почв г. Ростова-на-Дону // Научная мысль Кавказа. 2012. №1. С. 69–72.
5. Коханская Н.В., Шишкина Д.Ю. К вопросу о региональном геохимическом фоне // Актуальные проблемы наук о Земле. Сборник трудов научной конференции студентов и молодых ученых с международным участием. Ростов н/Д.: Изд-во ЮФУ, 2015. С. 362–364.
6. Приваленко В.В., Безуглова О.С. Экологические проблемы антропогенных ландшафтов Ростовской области. Т.1. Экология города Ростова-на-Дону. Ростов н/Д.: Изд-во СКНЦ ВШ, 2003. 290 с.
7. Шишкина Д.Ю. Тяжелые металлы в почвах урбандиафтов г. Ростова-на-Дону // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. 2015. №2. С. 101–105.

8. Шишкина Д.Ю., Белая Т.Г. Тяжелые металлы в почвах урболандшафтов Октябрьского района Ростова-на-Дону // Эколого-географические проблемы регионов России: материалы VII всероссийской научно-практической конференции с международным участием. 15 января 2016 г., Самара / отв. ред. И.В.Казанцев. – Самара: СГСПУ, 2016. С. 221–223.
9. Информационный сайт администрации Ростова-на-Дону: <http://rostov-gorod.info/>

ТЕХНОЛОГИЯ УТИЛИЗАЦИИ КАПСУЛИРОВАННЫХ НЕФТЯНЫХ ШЛАМОВ

Н.М. Беляев, В.С. Ермаков, А.В. Грузин

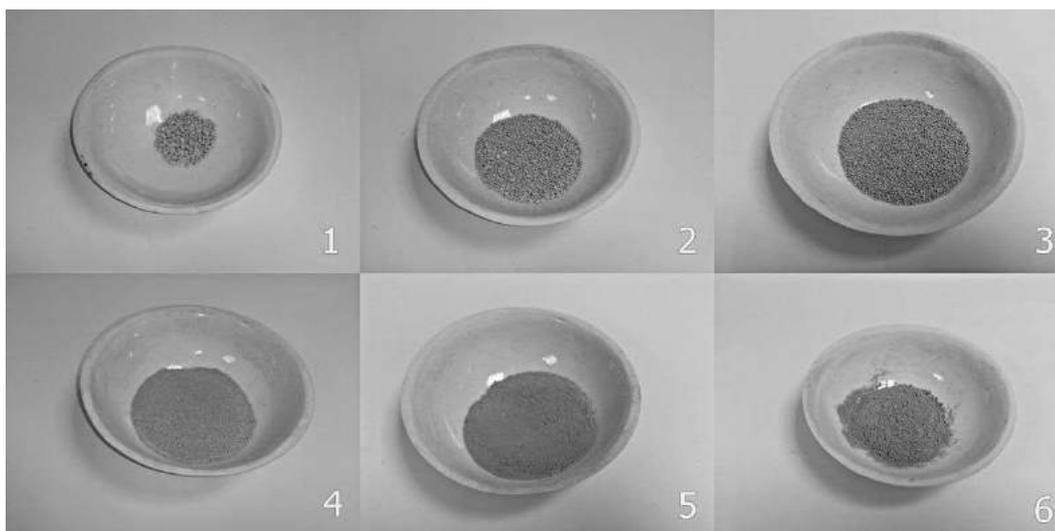
Научный руководитель доцент А.В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Одной из актуальных задач освоения новых месторождений в условиях Крайнего Севера является сохранение существующего экологического равновесия. Отличительной особенностью экологических систем современных нефтегазовых районов является их высокая чувствительность к любым факторам загрязнения. Несмотря на принимаемые меры, разработка и эксплуатация месторождений нефти, её дальнейший транспорт и переработка тесным образом связаны с образованием отходов различного класса опасности. В настоящее время известны различные методы обезвреживания, переработки и утилизации загрязнённых нефтью и продуктами её переработки материалов и нефтяных шламов [6-10]. Одним из наиболее перспективных методов обезвреживания разливов нефти и её компонентов является технология реагентного капсулирования нефтяных шламов. В качестве реагента предложено использовать гидроксид кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Эта технология применима для обезвреживания загрязнённых нефтью отходов при добыче, транспорте, хранении и переработке жидких углеводородов, а так же при авариях с разливом нефти и нефтепродуктов [8]. Выполненные лабораторные и полевые испытания подтвердили возможность перевода нефтезагрязнённого материала, имеющего 3-й класс опасности, в мелкодисперсные, твёрдые биологически инертные капсулированные гидрофобизированные образования с высокой степенью иммобилизации загрязняющих веществ в отход 4-го и даже 5-го классов опасности [8]. Важными преимуществами данной технологии являются простота её реализации и свойство получаемого продукта понижать коррозионную активность металлов и прилегающих грунтов.

В то же время задача утилизации непосредственно самого капсулированного нефтяного шлама, образованного в результате обезвреживания разливов нефти и нефтепродуктов, решена не в полной мере. Принимая во внимание тот факт, что объекты нефтяной отрасли являются потенциальными источниками отходов и загрязнения грунтов оснований нефтью и нефтепродуктами, предлагается утилизацию так же производить на объектах отрасли. Помимо снижения экологической нагрузки на окружающую среду это позволило бы снизить затраты на утилизацию, например, за счёт исключения транспортных расходов на вывоз капсулированного нефтяного шлама на полигоны.

На базе студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» Омского государственного технического университета проводятся исследования, направленные на уточнение гранулометрического состава (см. рисунок 1), физических и механических характеристик капсулированного нефтяного шлама [1-5].



*Размер частиц: 1 – 2÷5 мм; 2 – 1÷2 мм; 3 – 0,5÷1 мм;
4 – 0,25÷0,5 мм; 5 – 0,1÷0,25 мм; 6 – менее 0,1 мм*

Рис. 2 *Навеска капсулированного нефтяного шлама, разделенная на фракции*

Согласно полученным данным гранулометрический состав капсулированного нефтяного шлама соответствует песчаному грунту средней крупности. При этом насыпная плотность капсулированного нефтяного

шлама составила $0,77 \text{ г/см}^3$. Компрессионные испытания смеси «песчаный грунт средней крупности - капсулированный нефтяной шлам» с содержанием 10% и 20% (по массе) капсулированного нефтяного шлама позволили установить, что величина деформации исследованных составов смесей практически не отличается от величины деформации исходного песчаного грунта средней крупности [1].

Очевидно, что структура и физико-механические характеристики получаемого в результате обезвреживания капсулированного нефтяного шлама создают предпосылки для применения его в качестве добавок в грунты оснований резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Это, в свою очередь, позволяет выдвинуть предположение о возможности снижения экологической нагрузки на окружающую среду путём реализации предлагаемой технологии утилизации нефтяного шлама в основании вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и продуктов её переработки (см. рисунок 2).

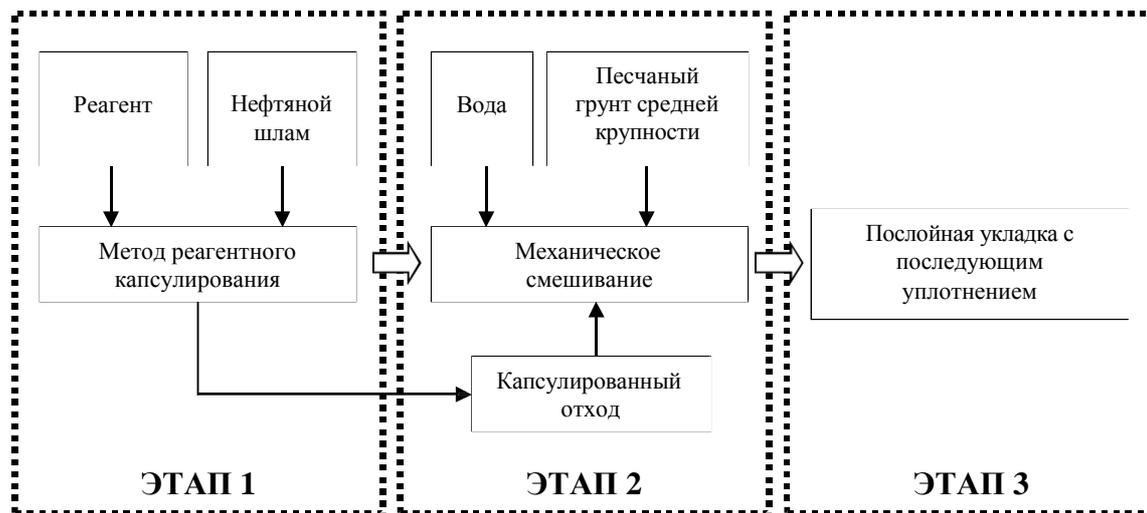


Рис. 2 Технология утилизации нефтяного шлама в основании вертикального стального резервуара для хранения нефти и продуктов её переработки

Таким образом, предварительные результаты, полученные в ходе лабораторных исследований физико-механических свойств капсулированных нефтяных шламов, позволяют рассматривать их в качестве перспективных добавок в грунты при устройстве оснований резервуаров для хранения нефти и продуктов её переработки. Вышеперечисленные достоинства позволят снизить негативную нагрузку на экологическую систему Крайнего Севера и, с учётом снижения транспортных расходов, достичь наибольшей экономической эффективности при использовании капсулированного материала вблизи места его производства.

Литература

1. Беляев, Н. М. Утилизация капсулированных нефтяных шламов / Н. М. Беляев, А. В. Грузин // Энергетика: Эффективность, надёжность, безопасность: материалы XXI Всерос. науч.-техн. конф., Томск, 2-4 дек. 2015 г. Томск: Изд-во «Скан». – 2015. – Т. 2. – С. 110-113.
2. Грузин, А. В. Перспективы снижения экологической нагрузки на окружающую среду при устройстве грунтовых оснований резервуаров для хранения нефти и продуктов её переработки / А. В. Грузин, В. В. Токарев, Н. М. Беляев, А. Д. Сиротин // Прогрессивные технологии и процессы : сб. науч. ст. 2-й Междунар. науч.-техн. конф., Курск, 24-25 сент. 2015 г. Курск: Юго-Зап. гос. ун-т, – 2015. – Т.1. – С.266–268.
3. Грузин, А. В. Подготовка компонентов композиционного материала «песчаный грунт - капсулированный нефтешлам» из нефтезагрязнённых материалов и нефтешламов / А. В. Грузин, В. В. Токарев, Н. М. Беляев // Современные материалы, техника и технологии. – 2015. – №2 (2). – С. 37-41.
4. Грузин, А. В. Перспективы снижения экологической нагрузки на окружающую среду при устройстве грунтовых оснований резервуаров для хранения нефти и продуктов её переработки / А. В. Грузин, В. В. Токарев, Н. М. Беляев, А. Д. Сиротин // Прогрессивные технологии и процессы : сб. науч. ст. 2-й Междунар. науч.-техн. конф., Курск, 24-25 сент. 2015 г. Курск: Юго-Зап. гос. ун-т, – 2015. – Т.1. – С.266–268.
5. Русанова, А. Д. Снижение экологической нагрузки на окружающую среду при устройстве грунтовых оснований резервуаров для хранения жидких углеводородов / А. Д. Русанова, Л. Б. Антропова, А. В. Грузин // Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы Всерос. с между. участ. науч.-практ. конф., Тюмень, 19-20 мая 2015 г. Тюмень: ТюмГНГУ. – 2015. – Т.3. – С.167–169.
6. Хайдаров, Л.Р. Разработка техники и технологии утилизации нефтяных отходов // Молодой ученый. – 2014. – №11. – С. 125–127.
7. Цхадая, Н.Д. Реагентное капсулирование нефтезагрязнённых отходов с полезным использованием конечных продуктов технологии / Н. Д. Цхадая, Ю. М. Гержберг, А. Н. Попов, С. Н. Беляев // Известия Коми научного центра УРО РАН. – 2010. – №1. – С. 72–75.
8. Штриплинг Л. О. и др. Переработка и утилизация нефтешламов и нефтезагрязнённых материалов, образующихся в местах добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья: монография / М-во обр. и науки РФ, Омский гос. техн. ун-т. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2013. – 176 с.

9. Iwakun, Olumide Fuel contamination characterization in permafrost fractured bedrock at the Colomac mine site / Olumide Iwakun, Kevin Biggar, Dale Van Stempvoort, Greg Bickerton, John Voralek // Cold Regions Science and Technology. – 2008. – №53. – P. 56-74.
10. Lazar, I. Microbial degradation of waste hydrocarbons in oily sludge from some Romanian oil fields / I. Lazar, S. Dobrota, A. Voicu, M. Stefanescu, L. Sandulescu, I. G. Petrisor // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1999. – №22. – P. 151-160.

БИОГЕОХИМИЧЕСКИЙ БАРЬЕР В ОРГАНИЗМЕ МЕЛКИХ МЛЕКОПИТАЮЩИХ НА ТЕРРИТОРИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ СРЕДНЕУРАЛЬСКОГО МЕДЕПЛАВИЛЬНОГО КОМБИНАТА

А.И. Беляновская

Научный руководитель профессор Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях техногенного влияния городской среды организм человека постоянно подвергается множественному воздействию со стороны различных факторов. Загрязнения тяжелыми металлами являются одним из видов экологически отрицательных воздействий на окружающую среду. С этой точки зрения, современные крупные индустриальные города представляют собой экстремальные зоны обитания [2]. Мелкие млекопитающие - это традиционный и наиболее информативный объект биоиндикационных исследований, позволяющий успешно решать задачи не только первого, но, и особенно, второго направления экотоксикологии, то есть изучать реакции биосистем на воздействие поллютантов на уровне популяций и сообществ (Безель, 1987) [3]. Репродуктивная система является маркером биологическим индикатором экологического состояния окружающей среды [1]. Воздействие неблагоприятных факторов внешней среды особенно сказывается на состоянии системы мать-плацента-плод, в которой центральное место занимает плацентарная ткань. Плацента с одной стороны реализует взаимоотношение матери и плода с другой выполняет исключительную роль в защите плода от негативных влияний [5].

Материалы и методы исследования:

В работе использованы материалы, полученные сотрудниками Института экологии растений и животных УрО РАН при изучении мелких млекопитающих в зоне действия крупного медеплавильного комбината (г. Ревда, Средний Урал) при участии автора. Основными загрязнителями являются сернистый ангидрид и пыль с абсорбированными частицами тяжелых металлов и металлоидов (Cu, Zn, Pb, Cd, As). На основании анализа содержания тяжелых металлов в природных депонирующих средах (почве, лесной подстилке, снежном покрове) были выделены фоновые или контрольные (условно «чистые», 20–30 км от завода), и импактные (сильно и умеренно загрязненные, 1–2 и 4–6 км соответственно) участки. Подробная характеристика территорий приведена ранее (Воробейчик и др., 1994; Мухачева, 2007). Животных отлавливали в течение бесснежного периода одновременно на всех участках. В качестве модельного объекта рассматривали рыжую полевку (*Clethrionomys glareolus*). В анализе использовали эмбрионы (и плаценты) только на поздних стадиях беременности (18-20 дней). Для анализа проб использовался метод инструментального нейтронно-активационного анализа, аналитик – с.н.с. Судыко А.Ф. Данный метод ИНАА обладает рядом преимуществ по сравнению с другими, в том числе дает возможность определять в широком диапазоне (от п.1 до п.10–6%) содержание химических элементов. При этом не используется химическая подготовка проб, что исключает погрешности за счет привноса или удаления элементов вместе с реактивами [4].

Результаты

Результаты, проведенных исследований биологического материала на территории действия Ревдинского медеплавильного комбината представлены в виде диаграммы (рис. 1,2).

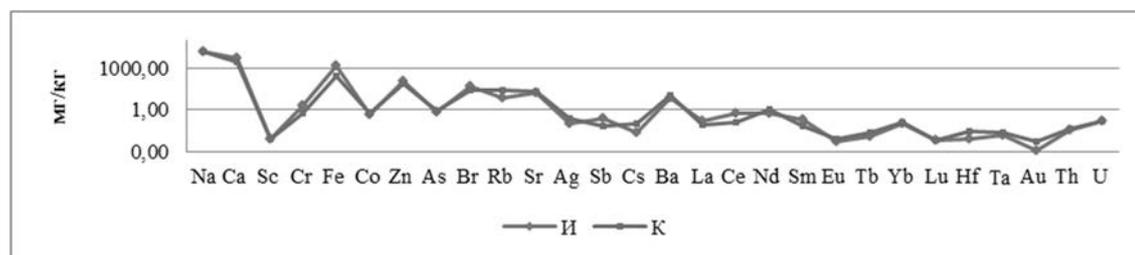


Рис.1 Содержание химических элементов в плаценте и эмбрионах мелких млекопитающих, отобранных на расстоянии от СУМЗа в 2-3 км (импактная зона).

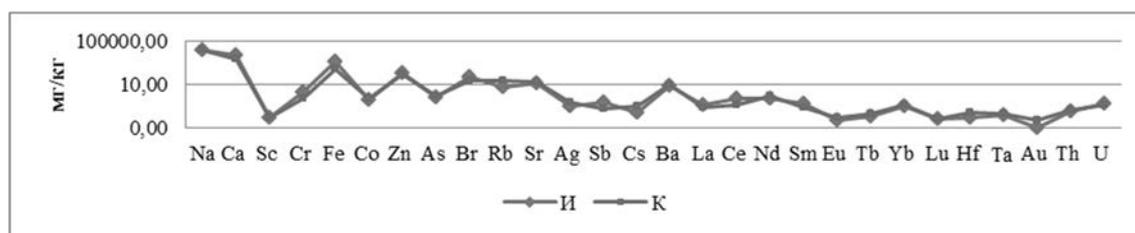


Рис.2- Содержание химических элементов в плаценте и эмбрионах мелких млекопитающих, отображенных на расстоянии от СУМЗа в 20-30 км (фоновая зона).

На территории импактной зоны в тканях эмбриона преимущественно накапливаются следующие группы элементов: эссенциальные или необходимые элементы - Ca, Na, Fe, Zn; элементы-примеси: Cr, Sb, Br; редкоземельные элементы: La, Ce, Nd, Sm; радиоактивные элементы: Th. На территории контрольной зоны содержание химических элементов в тканях эмбриона изменяется следующим образом: содержание таких элементов, как Na, Ca, Zn, Nd, Sm в эмбрионе по-прежнему превышает содержание этих же элементов в плаценте, дополнительно повышает содержание Ag, Yb. Металлы Na, Ca, Zn, Nd, Sm минуют плацентарный барьер, как на близкой к предприятию территории, так и на удаленной, Na, Ca являются жизненно необходимыми для развития нового организма, а содержание Zn может быть связано, как с его биологической функцией, так и со спецификой выбросов производства. Редкоземельные элементы (Sm, Nd, Yb) также не задерживаются плацентарным барьером и попадают в эмбрион.

Данные по содержанию химических элементов были статистически обработаны, и полученные результаты представлены в виде точечных диаграмм.

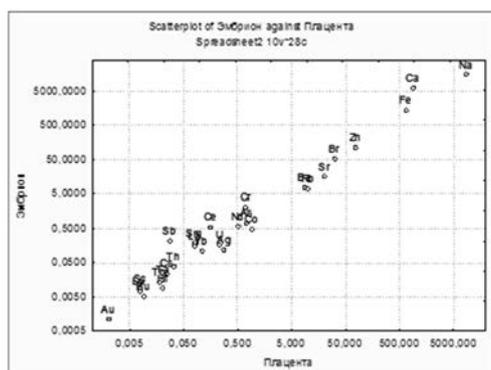


Рис. 3. Распределение химических элементов в пробах биологического материала на территории импактной зоны

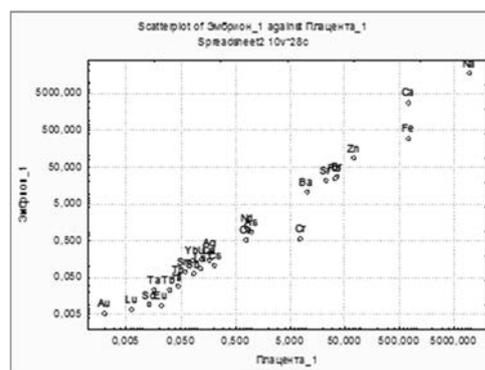


Рис. 4. Распределение химических элементов в пробах биологического материала на территории контрольной зоны

Суммируя полученные результаты, можно сделать следующие **выводы**:

1. Химические элементы по своему содержанию в пробах эмбрионов и плацент на исследуемых участках вне зависимости от территории классифицируются на три группы, так же, как и в организме человека. Рядом авторов было установлено, что такие элементы Na, Ca, Fe, наиболее концентрирующиеся в организме человека, и в случае с мелкими млекопитающими это подтверждается. В обоих случаях наблюдаются высокие концентрации макроэлементов (Na, Ca, Fe).

2. Барьерный механизм сохранения плода от влияний окружающей среды лучше срабатывает на фоновой территории, что связано с её удаленностью от источника воздействия на окружающую среду, на обоих исследуемых участках плацентарный барьер минуют макроэлементы элементы натрия и кальций, а также редкоземельные металлы самарий и неодим.

Литература

1. Elinder Cake - Gustaf, Friberg Lars. Antinomy: Handbook on the toxicology of metals // Edited by L. Fliberg et al. - Elsevier / O North - Holland; Biomedical Press, 1979. 226p.
2. Барановская Н.В. Закономерности накопления и распределения химических элементов в организмах природных и природно-антропогенных экосистем: автореф. дис. ... д-р. биол. наук: 03.02.08 - Экология. Томск, 2011. 46 с.
3. - Безель В. С. , Мухачева С. В. , Барановская Н. В. , Рихванов Л. П. , Беляновская А. И. Химические элементы в репродуктивной системе рыжей полевки в фоновых условиях и при загрязнении среды // Биогеохимия техногенеза и современные проблемы геохимической экологии: труды IX Международной биогеохимической школы: в 2-х т., Барнаул, 24-28 Августа 2015. - Барнаул: Пять плюс, 2015 - Т. 1 - С. 127-130

4. Рихванов Л.П., Языков Е.Г., Сухих Ю.И. и др. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения. Томск: Курсив, 2006. 216 с.
5. Савельева Г.М., Федорова М.В., Клименко П.А. и др. Плацентарная недостаточность. - М.: Медицина, 1991. - 276с.
6. Талипова С.С. Морфологическая характеристика плаценты рожениц, работающих на хромовом производстве и проживающих в территориальной близости: Автореф. Дисс. канд. мед. наук: 14.00.15. - Актобе., 2000. - 23с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАДИОАКТИВНОГО МУТАГЕНА НА ПРОЦЕСС ОНТОГЕНЕЗА *DROSOPHILA MELANOGASTER*

А.Г. Бирулина

Научный руководитель доцент С.В. Азарова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Радиоактивные вещества могут оказывать мутагенное и тератогенное воздействие на живые организмы посредством излучения (α β γ). Эквивалентная доза облучения от естественных источников радиации составляет 2мЗв/год (82,61 %), а от искусственных – 0,421 мЗв/год (17,39 %). Исходя из этих положений, все живые организмы, в том числе и человек получают от естественных источников радиации непрерывную радиацию. К таким источникам относятся: космическое излучение, радионуклиды, расположенные на поверхности Земли, в атмосфере, воде и живых организмах. Среди радионуклидов, находящихся в недрах и на поверхности Земли выделяют четыре радиоактивных семейства, обладающие α - радиоактивностью, которые представлены следующими семействами: ^{238}U , ^{235}U , ^{232}Th , к четвертому семейству относят нептуний, существующий в природе в малых количествах и получаемый искусственным путем – ^{241}Np , заканчиваются семейства ^{206}Pb , ^{207}Pb , ^{208}Pb , ^{209}Bi [1]. Воздействие облучения на организм может быть внешним и внутренним. Ионизирующее излучение, проходя через организм способно вызвать радио – химические изменения молекул и органов тканей(что приводит к цитологическим и другим показателям)

Цель работы – оценить возможное влияние радиоактивности от воздействия α -излучения на процесс развития и формирования внешних морфозов у плодовой мушки *Drosophila melanogaster*.

Изучение влияния проводилось на плодовой мушке *D. Melanogaster* с полным превращением: яйцо, личинка, куколка, имаго. Эксперимент проводился на дрозофилах линий *yellow* и *singed*. Мухи линии *yellow* имеют фенотипическое проявление, которое выражено желтым телом и прямыми щетинками, а линия *singed* – серое тело и опаленные щетинки. В качестве модели радиоактивного загрязнителя в опытах использовали урановый минерал – шрекингерит ($[\text{NaCa}_3 \times [\text{UO}_2\text{F}][\text{SO}_4[\text{CO}_3]_3] \cdot 10\text{H}_2\text{O}]$). LD50 (полулетальная доза) составила 10%.

Для исследования скрещивали две линии *yellow* и *singed*, отобрали одновозрастные особи (через 6-8 часов после вылета мух). Отобранных самок линии *yellow* помещали с самцами *singed* на заранее подготовленную среду, содержащую шрекингерит в концентрациях 0,05 %, 0,1 %, 0,5%, 1%, 5%, 10% (опыт), и контрольную – без радиоактивного вещества. Итогом скрещивания стало получение линии мух, в которой самки имели серое тело с прямыми щетинками, самцы – желтое тело с прямыми щетинками. В опыте и контроле фиксировали время появления личинок, их окукливание, высоту подъема куколок над средой, подсчитывали количество самок и самцов. Наличие морфозов у дрозофил выявляли при помощи микроскопа. Отмечали наличие или отсутствие щетинок, их внешний вид, деформацию крыльев.

Статистическую обработку результатов исследования проводили методом χ^2 (хи-квадрат): Метод позволяет определить соответствуют ли полученные результаты ожидаемым. Если подсчитанный результат не превышает критическое значение, то гипотеза принимается. Если больше, соответственно, на соотношение самок к самцам повлиял состав материала, помещенного в пробу. В качестве основного экологического критерия для определения качества среды выбиралось соотношение полов.

Таблица 1
Соотношение самцов и самок *Drosophila melanogaster*, выращенных на контрольной среде и среде, содержащей радиоактивный материал

Концентрация,%	Общее количество мух, шт	Соотношение самцов и самок,%	Процент мух с морфозами, %
0,05	288	54:46	4,17
0,1	135	40:60	0,10
0,5	331	54:46	5,14
1	402	46:54	5,47
5	465	44:56	6,24
10	421	46:54	3,33
Контроль	576	50:50	1,22

После скрещивания двух линий мух отмечалось появление личинок на третий день после скрещивания, в четвертый день – окукливание, на десятый день наблюдался вылет мух. Сроки развития дрозофилы в контроле и опыте происходили одновременно. Время полного развития составило 13 дней. Причем, с повышением концентрации действующего мутагена высота подъема куколок сокращалась. В среде с содержанием 10% шрекингерита личинки не смогли подняться выше 1,3 см. Под действием мутагена в концентрациях 0,1%, 1%, 5%, 10% происходил сдвиг половой пропорции в сторону самок. По мере увеличения концентрации мутагена в среде возрастало число мух с морфозами. У вылетевших мух отмечались недоразвитость и асимметрия крыльев, деформация щетинок.

Таким образом, естественная радиоактивность вызывает тератогенное действие, которое выразилось в изменении высоты подъема куколок мух, внешних морфозов половозрелых особей. Выявленные особенности действия радиоактивных веществ могут быть обусловлены воздействием не только излучения, содержащегося в среде, но и химическим составом изучаемого материала.

Литература

1. Вартанов А.З., Рубан А.Д., Шкуратник В.Л. Методы и приборы контроля окружающей среды и экологический мониторинг [Электронный ресурс] : учебник/ А.З. Вартанов, А.Д. Рубан, В.Л. Шкуратник. — Электрон. дан. — Горная книга, 2009. — 628 с. — Режим доступа: <http://ezgroxy.ha.tpu.ru:2071/view/book/1494/page28/>— Загл. с экрана.
2. Инге-Вечтомов С.Г. Генетика с основами селекции : учебник/ С.Г. Инге – Вечтомов – М.:Высшая школа, 1989 – 579 с.
3. Сидорская В.А. Изучение экологических и генетических эффектов ацетилсалициловой кислоты и аскорбиновой кислоты на *Drosophila melanogaster* [электронный ресурс] //Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук.2013.№10-1.Современные наукоемкие технологии. URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/izuchenie-ekologicheskikh-i-geneticheskikh-effektov-atsetilsalitsilovoy-kisloty-i-askorbinovoy-kisloty-na-drosophila-melanogaster>

БИОГЕОХИМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ В РАЙОНАХ ХВОСТОХРАНИЛИЩ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ (ПОСЕЛКОВ КОМСОМОЛЬСК И УРСК КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Е.А.Блюм

Научный руководитель профессор Н.В.Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что микроэлементы играют важную роль в правильном функционировании живых организмов. Избыток либо недостаток в организме одного из химических элементов или же их соединений способен приводить к возникновению патологических состояний в организме. Особой токсичностью при этом отличаются тяжелые металлы (ТМ) [3,4]. В настоящее время биомониторинг химических загрязнителей окружающей среды является наиболее популярным по сравнению с другими видами мониторинга и находит все большее применение в различных странах. Один из легкодоступных для таких исследований биосубстрат - волосы человека. Изучение их микроэлементного состава в последнее время широко применяется в экологических, гигиенических и клинических исследованиях [2,10].

Наиболее целесообразно изучение волос не взрослых, а детей. Организм ребенка представляет собой маркер повышенной чувствительности организма к состоянию влияющей на него окружающей среды [1,5]. Состояние здоровья детей – один из наиболее чувствительных показателей, отражающих изменения качества окружающей среды [6,7]. Неблагоприятные условия среды обитания в первую очередь, представляют большую опасность для детей, так как детский организм в силу морфофункциональной незрелости имеет ярко отличительные свойства к недостаточному или избыточному поступлению извне химических элементов [8,9].

В данной работе рассматривается биогеохимический мониторинг в районах хвостохранилищ горнодобывающих предприятий (поселков Комсомольск и Урск Кемеровская область). Хвостохранилище п.Комсомольск представляет собой естественную котловину, с 1964 г. заполнявшуюся общим стоком золотоизвлекательного завода. Площадь хвостохранилища 146 тыс. м², объем около 810 тыс. м³, количество накопленного материала около 1.1 млн м³. С трех сторон оно ограничено рельефом, с четвертой - насыпной дамбой. Урское хвостохранилище было сформировано 80 лет назад. Отходы цианизирования полиметаллических Cu-Zn серноколчеданных руд и руд зоны окисления Ново-Урского месторождения, для которых характерно содержание Hg, были складированы в виде двух куч высотой 10-12 м.

Пробы волос отбирались в населенных пунктах, расположенных непосредственно вблизи данных объектов по стандартной методике, рекомендованной МАГАТЭ (1980). Отбор материала производился у детей дошкольного и школьного возраста. В выборку включались дети, не имеющие отклонений по медицинским показателям, коренные жители. Волосы отбирались не менее чем с пяти точек головы (затылочной, височной, теменной, лобной областей). Пряди волос отрезались ножницами из нержавеющей стали в нескольких миллиметрах от корня. При взятии образцов фиксировался возраст, пол, полное имя, адрес проживания и место рождения. Масса пробы составляла 200-500 мг. Пробы помещались в полиэтиленовые пакеты.

Общее количество проб волос детей составило 19 шт. Для подготовки к аналитическим исследованиям проба волос измельчалась ножницами из нержавеющей стали до сегментов длиной около 0,5 см. Во всех пробах был определен элементный состав (более 60 химических элементов) методом ICP-MS в ООО "Химико-

аналитический центр "Плазма" (Томск). Данные по средним содержаниям химических элементов в составе волос жителей н.п. Комсомольск и Урск Кемеровской области вполне сопоставимы с литературными. Однако, можно выделить некоторые особенности в накоплении элементов на изученной территории. Такие элементы, как *Al, P, Ca, Mn, Fe, Co, Ni, As, Pt, W, Pb* содержатся в волосах населения в обоих поселках Кемеровской области в более высоких концентрациях по сравнению с данными для Швеции [12] и Польши [11]. При этом содержание *Fe* и *Co* в волосах детей из н.п. Комсомольск и Урск укладывается в интервал нормального (физиологического) содержания химических элементов в волосах, установленного для детей Томской области. За обозначенные границы нормы выходят содержания *Cr* и *Na*, если для первого элемента можно говорить о повышенном накоплении в волосах детей, то второй характеризуется несколько сниженными концентрациями, хотя с учетом ошибки определения они входят в интервал нормы.

Ранжирование химических элементов по КК относительно условного фона (н.п. Макарак, Кемеровской области), позволило установить в волосах детей пос. Урск те из них, которые накапливаются в значении более 1,5: *Ag*5,3 > *Au*4,4 > *Tl*3,7 > *Ba*2,9 > *B*2,8 > *Eu=Re*2,6 > *Li*2,5 > *Er*2,4 > *Na=K*2,2 > *Ca=Bi=U*2,0 > *Be*1,9 > *Mg=Sr=Pt*1,8 > *Sb*1,7 > *Lu*1,6 > *Ti=As* 1,5.

Следует отметить, что такие элементы как *Tl, Hg, Li, Ag* и некоторые другие характерны и для растительности на данной территории. Также обращает на себя внимание наличие в волосах детей н.п. Урск таких токсиантов, как *Hg* и *As*, концентрирующихся относительно фона в незначительной степени (коэффициенты 1,2 и 1,5 соответственно), требующие пристального внимания в силу высокой токсичности. Спектр химических элементов, находящихся в геохимическом ряду, достаточно широк, что свидетельствует о многокомпонентном и многофакторном воздействии на организм человека, проживающего на данной территории. Ранжирование химических элементов по коэффициенту концентрации, полученному относительно условного фона (н.п. Макарак) в волосах детей из пос. Комсомольск, позволило установить те из них, которые накапливаются в концентрациях с превышением фона в 1,5 и более раза: *Re*6,5 > *Au*5,6 > *Sb*5,2 > *Ag=Ta*5,0 > *Eu*4,3 > *Sn*4,2 > *Li*3,5 > *Be*3,4 > *U*3,3 > *Tl*3,0 > *Mg*2,7 > *Na*2,2 > *K=Ca*2,0 > *As*1,9 > *Sr*1,8 > *Ni*1,7 > *Pt*1,6 > *Er*1,5. Следует отметить такие специфичные химические элементы, как *Au, Sb, Ag, As* и ряд других, характеризующих геохимический фон данной техногенно-трансформированной территории. Работа была выполнена при поддержке гранта РФФИ № 15-17-10011.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют, что для волос детей характерно накопление специфичных химических элементов, характеризующих экологию – геохимическую ситуацию на территориях отработанных месторождений. При этом, в сравнении с фоновыми значениями спектр химических элементов с коэффициентом больше 1 весьма широк, что свидетельствует о поликомпонентном и полифакторном воздействии на организм человека, проживающего на данной территории.

Литература

1. Баранов, 1998 - Баранов А. А. Экология в педиатрической науке и практике. Экологические и гигиенические проблемы здоровья детей и подростков. / А. А. Баранов; под ред. А. А. Баранова, Л. А. Щеплягиной. - М., 1998. - 26с
2. Барановская Н.В. Региональная специфика элементного состава волос детей, проживающих на территории Томской области / Н.В. Барановская, Д.В. Швецова (Наркович), А.Ф. Судыко // Известия Томского политехнического университета. - 2011. - Т. 319. - № 1 - С. 212-220
3. Бондарев Л.Г. Микроэлементы - благо и зло// Знание. М. 1984.142 с.
4. Буштуева К.А., Случанко И.С. Методы и критерии оценок состояния здоровья населения в связи с загрязнением окружающей среды//М. Медицина. 1979.167с
5. Вельтищев, 1994 - Вельтищев Ю.Е. Концепция риска болезни и безопасности здоровья ребенка. Лекция 2 // Рос. вестн. перинат. и пед. Приложение к журналу. - 1994. -83с.
6. Одинаева и др., 2002 - Одинаева Н.Д., Яцык Г.В., Скальный А.В. Макро- и микроэлементы: анализ волос недоношенных новорожденных // Микроэлементы в медицине. -2002. Т.3. Вып.1. -С. 63-66.
7. Кучма, 2003 - Кучма В.Р. Гигиена детей и подростков: Учебник. - М.: Медицина, 2003-384 с.
8. Туркебаева, 2004 - Туркебаева Е.К. Эколого-физиологические особенности элементного статуса детей школьного возраста Республики Саха (Якутия). Автореф. дис. кандидата мед. наук. М., 2004. 20 с
9. Швецова (Наркович) Д.В. Эколого-геохимическая характеристика территории г.Томска на основе изучения природных и биологических компонентов / Д.В. Швецова // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XI Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых им. Академика М.А. Усова. - Томск, 2007. - С. 621-623
10. Яцык и др., 1998 - Яцык Г.В., Акоев Ю.С. Влияние окружающей среды на здоровье новорожденных // Экология и здоровье детей. / Под ред. М.Я. Студеникина, А.А. Ефимовой. М.: Медицина, 1998. С. 153-187.
11. Chojnacka, K., Gorecka, H., Chojnacki, A., Górecki, H., 2005. Inter-element interactions in human hair. Environ. Toxicol. Pharm. 20, 368.
12. Rodushkin, I & Axelsson, MD 2000, 'Application of double focusing sector field ICP-MS for multielemental characterization of human hair and nails: Part II: A study of the inhabitants of northern Sweden' Science of the Total Environment, vol 262, no. 1-2, pp. 21-36.

**ИЗУЧЕНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ КАТАСТРОФИЧЕСКИХ СИТУАЦИЙ ПРИРОДНОГО
ХАРАКТЕРА В РАЙОНЕ ОЗЕРА САРЕЗ**

Ш.Р. Бобокбаев

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

В Горно-Бадахшанской автономной области Таджикистана имеется много озер. Некоторые из них, например как, Каракуль, - соленые, бессточные и занимают тектонические котловины, другие, такие как Сарезкое озеро и Яшилкуль, имеют завальное происхождение, причинами которых является землетрясение.

Памир — типично горная страна с разнообразными и масштабными проявлениями современных экзогенных геологических процессов, нередко катастрофических и опасных.

Особо благоприятный фон для развития экзогенных геологических процессов создает высокая сейсмичность района, последствия от которой выражены массовым проявлением разрывных сейсмодислокаций, разнообразных крупных сейсмогенных оползней и обвалов и перекрытых ими речных долин. Типичным примером может служить 9 балльное землетрясение в феврале 1911 года, в результате которого произошел крупнейший Усойский оползень-обвал. Он полностью уничтожил населенный пункт Усой со всеми его жителями, перекрыл р.Мургаб и вызвал формирование вверх по долине запрудного озера, названного впоследствии Сарезским по имени затопленного населенного пункта Сарез.

Сейсмогенные оползни и запрудные озера типа Сарезского для Памира явление обычное, в течение длительного геологического времени этот процесс идет непрерывно. За последние несколько десятков тысяч лет в долинах рек этого региона (Бартанг, Гунт, Шохдара, Пяндж) произошло смещение десятков крупнейших и грандиозных оползней и обвалов с образованием запрудных озер.

Возможный размыв Усойского перекрытия и спуск значительного объема воды Сарезского озера может привести к наводнению или формированию катастрофического селевого потока, которые могут поразить территории трех государств Центральной Азии: Таджикистан, Афганистан и Узбекистан, с нанесением огромного ущерба в р. Мургаб. В 1967 г. участок с опасностью оползня (объем рыхлых отложений — 1.25 км³) обнаружен на правом берегу озера. [1-2].

В настоящее время существует реальная опасность прорыва естественной плотины, что является серьезной угрозой региону. В зоне возможного подтопления по среднему и нижнему течению Аму-Дарьи сегодня проживает около 6 млн. человек. Гидрологический режим возникшего водоема до настоящего времени не стабилизировался. Уровень озера продолжает постепенно повышаться, меняются фильтрационные характеристики плотины, в придонных слоях водоема увеличивается минерализация воды. В районе озера существует реальная угроза возникновения новых крупных оползней, обвалов[3-4].

В настоящей работе анализируется возникшая опасность с позиций современного научного подхода [5]. Сарезкое озеро и Аличурский айылный округ рассматриваются как единая термодинамическая эколого – экономическая система. Подход основан на комплексном исследовании возникновения и развития опасности и включает оценку действия законов сохранения массы веществ, энергии, силы действия и противодействия от угроз метеорологического, гидрологического, геологического и биологического характера; а также оценку угроз, рисков в развитии опасностей в термодинамической эколого – экономической системе Сарезского озера и Аличурского айылного округа. Основными этапами этого комплексного исследования являются

- распознавание эколого – экономической опасности;
- оценка эколого – экономической опасности;
- прогноз воздействия эколого – экономической опасности;
- обеспечение эколого – экономической безопасности жизнедеятельности.

Термодинамическое состояние эколого- экономической системы водосборного бассейна Аличурского айылного округа вследствие изменения температуры, давления, объемного веса и влажности формирует астрофизические и геодинимические явления, которые служат причинами различных видов естественных реакций сорбции и десорбции в различных компонентах биосферы (гидросфере, атмосфере, литосфере), таких как: реакции соединения, обратимые и необратимые, окислительно-восстановительные. Эти реакции являются источником происхождения опасностей, совокупного действия опасностей, зон их воздействия и влияния.[2]

В зависимости от интенсивности и степени реакций сорбции и десорбции возникают различные угрозы, риски возникновения опасностей в биосфере в виде изменения ее физического, химического и термодинамического состояния, провоцируя условия для возникновения различных природных явлений метеорологического, гидрографического, геологического характера.

Практические предложения по снижению риска прорыва озера Сарез сводятся к следующему: проведение комплексных исследований термического состояния озера, завала и природы фильтрации; оценка условий обеспечения безопасности от схода оползней завала, бортов; организация работ по снижению уровня воды в Сарезском озере на 100 метров, что позволит снизить фильтрацию через тело завала и условия схода оползней с бортов. Для этого необходимо установить несколько плавающих насосных станции с производительностью 1500 – 2000 л/сек и напором 90-100 метров.

Сарезское озеро обладает огромным природно-ресурсным потенциалом, рациональное и устойчивое использование которого позволит развивать энергетику, рекреацию, туризм. Уникальный водоем может явиться

центром сохранения биоразнообразия характерных ландшафтных зон, располагающихся на стыке физико-географических зон Восточного и Западного Памира.

Литература

1. Аслов С.М. Мониторинг водных ресурсов - важная задача в решении проблем бассейна Аральского моря // Вестник Кыргызско-Российского Славянского университета. - 2001. -Т.1. -№ 3. - С. 17-19.
2. Ш. Р. Бобокбаев Экологический риск прорыва озеро Сарез // Проблемы геоэкологии и устойчивого развития в XXI веке. Экология человека и планеты: VII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М. К. Коровина. – Томск, ТПУ, 2015.- 611 с.
3. Аслов С.М. Мониторинг водных ресурсов - важная задача в решении проблем бассейна Аральского моря // Вестник Кыргызско-Российского Славянского университета. - 2001. -Т.1. -№ 3. - С. 17-19.
4. К. Бозов. Ноксология, 2014. Изд-во Кыргызско - Российского Славянского университета.-235 с.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ (Zn, Ag, Cd, Sb, Pb) НА ТЕРРИТОРИИ УРСКОГО ХВОСТОХРАНИЛИЩА ПО ДАННЫМ ОПРОБОВАНИЯ ЛИСТЬЕВ БЕРЕЗЫ

Е.А. Богданович

Научный руководитель доцент Д.В. Юсупов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Выявление и изучение роли живых организмов в миграции химических элементов в условиях хвостохранилищ горно-обогатительных предприятий является актуальной проблемой в связи с загрязнением окружающей среды тяжелыми металлами. Большинство растений, произрастающих на урбанизированных территориях, в той или иной степени подвержены антропогенному влиянию. Элементный состав растений отражает геохимическую специализацию окружающей среды и может выступать индикатором её состояния [1].

Целью работы является оценка эколого-геохимического состояния территории Урского хвостохранилища по данным изучения элементного состава сухого вещества листьев березы.

Объектом исследования служили листья берёзы повислой (*Betula pendula*). Береза является эдификатором, формируя мелколиственные леса в зоне умеренного климата. При благоприятных условиях она достигает 25-30 м в высоту. Так же береза обладает высокой экологической пластичностью, высокими пыле- и газопоглощающими свойствами, устойчивостью к промышленному загрязнению территории [2].

Урское хвостохранилище находится в пос. Урск в Гурьевском районе Кемеровской области. Оно сформировано более 50 лет назад, содержит отходы цианирования полиметаллических первичных и окисленных руд Ново-Урского месторождения. Отходы первичных руд на 50-90% состоят из пирита [4]. При хранении сульфидсодержащих отходов образуются пыль, кислые дренажные растворы с высокими концентрациями тяжелых металлов, происходит их высвобождение, миграция и последующее концентрирование в различных объектах окружающей среды, в том числе в растительности [3].

Отходы складированы в заболоченном логу двумя сухими отвалами высотой 10-12 м. Ложе хвостохранилища не огорожено дамбами. В логу протекает ручей, воды которого имеют сильнокислую реакцию. В результате территория в 7,85 га ниже хвостохранилища под влиянием сернокислых растворов дождевых и поверхностных вод, дренирующих отвалы, выжжена, частично перекрыта снесенным материалом отходов, а растительность уничтожена. В непосредственной близости (50-250 м) от выжженной земли расположена селитебная зона с приусадебными участками и жилыми домами [2].

В июле 2015 г. в поселке Урск на территории по периферии хвостохранилища отобраны пробы листьев березы повислой по радиальной сети с шагом опробования 150-200 метров. Фоновая проба отобрана в районе озера Урское в 4 км к юго-востоку от хвостохранилища. Листья отбирали в сухую ясную погоду методом средней пробы с примерно одновозрастных деревьев на высоте 1,5-2 м от поверхности земли и помещали в крафт пакеты размером 150×250 мм. Всего отобрано 17 проб. Далее пробы высушивали, механически измельчали, брали навеску и разлагали в концентрированной азотной кислоте по стандартной методике [2].

Определение содержания тяжелых металлов в образцах сухого вещества листьев березы проводили методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой в аккредитованном химико-аналитическом центре «Плазма» (г. Томск). Для контроля точности анализа использовали стандартный образец состава листа березы (ГСО 8923-2007). Ошибка определения элементов не превысила 10 %. Статистические параметры содержания элементов в образцах листьев березы на территории Урского хвостохранилища представлены в таблице.

Таблица

Содержание тяжелых металлов в сухой массе листьев березы на территории Урского хвостохранилища

Элемент	Содержание, мг/кг				Стандартное отклонение	Коэффициент вариации, %
	фоновое	min	max	среднее		
Zn	87	>500	366	209,3±23,6	94	45
Ag	0,01	0,004	0,08	0,02±0,005	0,02	81
Cd	0,04	0,03	0,70	0,29±0,04	0,20	66
Sb	0,05	0,05	1,10	0,20±0,07	0,29	143
Pb	0,30	0,29	5,88	1,68±0,36	1,43	85

Анализ данных содержания тяжелых металлов в сухом веществе листьев березы на территории Урского хвостохранилища позволил выявить следующие особенности. По значению коэффициента вариации однородная выборка (< 50%) наблюдается у Zn, не дифференцированная выборка (50-70%) – у Cd, сильно неоднородные (70-100%) выборки – у Ag и Pb и крайне неоднородная (>100%) – у Sb. Среднее содержание тяжелых металлов в сухом веществе листьев березы отличается от фоновых в 2-6 раз. Максимальный коэффициент концентрации наблюдается у сурьмы (>20).

Пространственная локализация биогеохимических ореолов Sb, Pb, Cd и Ag на территории Урского хвостохранилища показана на рисунке. Всего выделено три конформных ядра ореолов, располагающихся на периферии хвостохранилища в южной (Sb, Pb), юго-западной (Sb, Pb, Ag) и юго-восточной (Cd) частях на расстоянии 50-225 м от отвалов хвостохранилища. По мере удаления от границы хвостохранилища в сторону жилой зоны поселка, концентрации Sb, Pb и Ag приближаются к фоновым. Сопряженный характер выявленных ореолов определяется близким расположением отвалов и господствующим направлением ветров в летний период времени, способствующим пылевому загрязнению данной территории. Также на формирование ореолов в южной части хвостохранилища оказывают влияние концентрированные воды дренажного ручья.

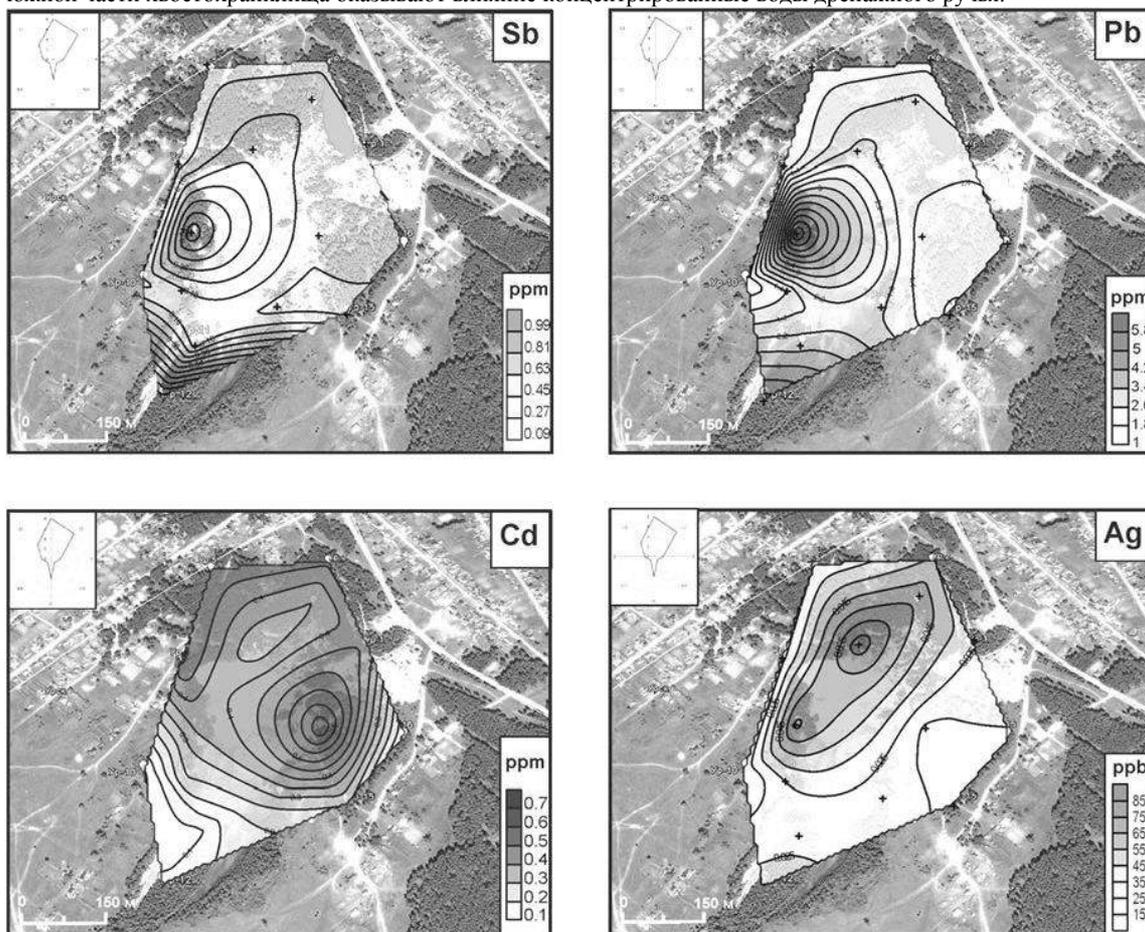


Рис. Ореолы сурьмы, свинца, кадмия и серебра на территории Урского хвостохранилища по данным опробования листьев березы (врезка – летняя роза ветров)

Таким образом, в данной работе произведена оценка содержания тяжелых элементов в сухом веществе листьев березы на территории, прилегающей к Урскому хвостохранилищу; выявлена пространственная структура биогеохимических ореолов сурьмы, свинца, кадмия и серебра; определены основные факторы, оказывающие влияние на их формирование; показана индикаторная роль листьев березы повислой. Результаты работы могут быть использованы для проведения мониторинга в районах хвостохранилищ.

Работа выполнена при финансовой поддержке: РФФ №15-17-100

Литература

1. Баргальи Р. Биогеохимия наземных растений. Пер. с англ. И.Н. Михайловой. – М.: ГЕОС, 2005. – 457 с.
2. Богданович Е.А., Юсупов Д.В. Ртуть и мышьяк в листьях березы Урского хвостохранилища (Кемеровская область) // Творчество юных – шаг в успешное будущее: Материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – Т. 286. – С. 208 – 209.

3. Густайтис М.А., Лазарева Е.В., Богуш А.А. и др. Распределение ртути и ее химических форм в зоне сульфидного хвостохранилища // Доклады Академии наук, 2010. – Т. 432. – № 5. – С. 655 – 659.
4. Щербаклова И.Н., Густайтис М.А., Лазарева Е.В., Богуш А.А. Миграция тяжелых металлов (Cu, Pb, Zn, Fe, Cd) в ореоле рассеяния Урского хвостохранилища (Кемеровская область) // Химия в интересах устойчивого развития, 2010. – Т. 18. – № 5. – С. 621 – 633.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАГРЯЗНЕННОСТИ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БЕНЗ(А)ПИРЕНОМ В РАЙОНЕ БЫВШЕГО БАЙКАЛЬСКОГО ЦЕЛЛЮЛОЗНО-БУМАЖНОГО КОМБИНАТА

И.В. Богуш^{1,2}, Р.А. Аджиев²

Научный руководитель доцент О.С. Решетняк^{1,2}

*Южный федеральный университет¹, Институт наук о земле, Гидрохимический институт²,
г. Ростов-на-Дону, Россия*

В настоящее время Росгидромету и Гидрохимическому институту (ГХИ) удалось сформировать научно обоснованную постоянно действующую систему гидрохимического, геохимического, микробиологического, гидробиологического контроля, которая по необходимым параметрам охватывает водную толщу озера, донные отложения, атмосферные выпадения и воды рек, впадающих в озеро, что позволяет регулярно давать достоверную информацию о качественном составе воды озера и донных отложений озера Байкала [1].

В настоящее время загрязнение полициклическими ароматическими углеводородами (ПАУ) носит глобальный характер. Поэтому одним из направлений системы мониторинга является изучение наиболее опасных для природной среды озера суммы концентраций ПАУ и наиболее токсичного среди полиаренов и индикаторного показателя - бенз(а)пирена (БП). Эти загрязнители поступают со сточными водами комбината и от других источников загрязнения в водную толщу озера и донные отложения в районе бывшего БЦБК (полигон). БП не является основным загрязняющим веществом в зоне антропогенного влияния сточных вод сульфатно-целлюлозного производства комбината на экосистему озера. Но он образуется непосредственно при термической обработке древесины при температуре 300- 400⁰С и во многом в мониторинге состояния донных отложений озера является важным индикатором их загрязнения [2].

Состояние донных отложений озера Байкал используется в качестве важнейшего критерия для оценки антропогенного загрязнения водоема. Загрязнение донных отложений озера отражает воздействие антропогенного фактора за длительный промежуток времени. ДО являются депонирующей средой для многих веществ естественного и антропогенного происхождения, поступающих в водоем и их количественные и качественные характеристики стабильны во времени.

Материалом для работы послужили данные комплексных экспедиционных исследований Гидрохимического института за период 2011-2015 гг.

В работе рассматривается содержание суммы ПАУ в донных отложениях озера, а в качестве индикаторного представителя полиаренов принимается суперэкоотоксикант первого класса опасности бенз(а)пирен [3].

Непосредственно на полигоне анализ полиароматических углеводородов впервые был проведен ещё в 1981- 1989 гг. Информация о содержании в донных отложениях озера ПАУ и БП крайне необходима при мониторинге состояния экосистемы Байкала.

Оценка загрязненности донных отложений озера БП проводилась согласно разработанной в Институте химии АН Эстонии шкале сравнительной оценки загрязненности донных отложений внутриконтинентальных водоемов бенз(а)пиреном. Это единственная в своем роде шкала, разработанная с учетом литологического типа донных отложений, согласно которой его фоновая концентрация для песков не должна превышать 2 мкг/кг с.о., для глинистых илов – 5 мкг/кг с.о.; умеренная концентрация - 2 - 5 и 5-30 мкг/кг с.о., соответственно; на сильно загрязненных участках – соответственно, более 5 и более 30 мкг/кг с. о. [4].

Общая картина расположения литологических типов донных отложений, представляет собой сложную мозаичную структуру, где грубозернистые отложения могут располагаться среди тонкозернистых илов в виде пятен, что приводит к отсутствию упорядоченности в концентрировании веществ в литологическом профиле полигона. Глубина волнового (гидродинамического) воздействия на донные отложения может достигать 30 метров [1, 2].

Отбор проб донных отложений проводился на полигоне – район бывшего Байкальского целлюлозно-бумажный комбинат (с 25 декабря 2013 года комбинат закрыт).

Как показали предыдущие исследования, проведенные ГХИ [1, 2], концентрирование загрязняющих веществ таких как полиароматические углеводороды, хлорорганические пестициды, бенз(а)пирен в донных отложениях полигона происходит в основном в восточной части полигона, морфологически ограниченном Хара-Муринской банкой, что способствует перманентному повышению степени техногенной нагрузки на донные отложения этой части озера. Данная закономерность обусловлена течением озерной массы воды, которое прослеживается вдоль южного побережья Байкала и направленно с юго-запада на северо-восток. Вследствие этого происходит перераспределение, как седиментационного материала, так и адсорбируемых им загрязняющих веществ.

В данном исследовании вопрос о происхождении БП на полигоне не рассматривался, так как непосредственно на полигоне один из основных источников поступления данного полиарена до декабря 2013

года известен: это сточные воды комбината. Образование ПАУ происходит в результате сульфат-целлюлозного производства при термической обработке древесины. Вследствие слабой растворимости ПАУ в воде, арены могут накапливаться в донных отложениях, а также в гидробионтах [1].

В 2014 г. отмечен рост в 1,2 раза среднего содержания бенз(а)пирена, в донных отложениях в районе сбросов сточных вод бывшего комбината; по сравнению с данными 2012 г., концентрация БП составило 12,8 нг/г с.о. с интервал значений 0,2-29,6 нг/г с.о. По представлено выше шкале оценки загрязненности донных отложений внутренних водоемов бенз(а)пиреном песчаные отложения (глубины до 100 м) в районе сброса городских коммунальных вод следует отнести к сильно загрязненным (13,01-29,3 нг/г), так как содержание в них БП превышает значение 5 нг/г. В илистых отложениях на глубинах более 100 м загрязненность БП соответствует градации умеренное загрязнение: 5-30 нг/г. В таблице 1 представлено содержание суммы ПАУ и БП в донных отложениях оз. Байкал в районе бывшего БЦБК за последние годы. В 2013 г. наблюдений за ПАУ в донных отложениях на полигоне не проводилось.

Таблица 1

Содержание ПАУ и БП в донных отложениях оз. Байкал в районе бывшего БЦБК за период с 2011 по 2014 г., в нг/г (числитель – диапазон концентраций, знаменатель – средние значения)

Полиарены	Годы наблюдений				
	2011	2012	2013	2014	2015
Бенз(а)пирен	<u>0,3-17,1</u> 8,2	<u>0,4-24,2</u> 10,3	Не опр	<u>0,2-29,6</u> 12,8	<u>1,1-27,4</u> 13,9
ПАУ	<u>23,6-269,2</u> 144,8	<u>13,0-326,3</u> 160,9	Не опр.	<u>4,0 - 481,8</u> 235,2	<u>12,4 - 446</u> 218,9

В 2012 г. среднее содержание суммы ПАУ составляло 160,9 нг/г, размах величин 13,0-326,3 нг/г. За период исследований среднее суммарное содержание ПАУ в донных отложениях увеличилось в 1,5 раза и достигло значений 235, 2 и 218,9 нг/г с.о. [3].

По некоторым классификациям считается [5], что содержание суммы ПАУ в пределах 100 мкг/кг с.о. уже является слабым загрязнением донных отложений водоема. Среди ПАУ были идентифицированы 18 незамещенных аренов. Сильное загрязнение ПАУ донных отложений озера отмечено в 2014-15 гг. в районе сбросов бывшего комбината – более 200 нг/г с.о. (табл.1). В пределах исследуемого полигона наиболее сильно загрязнен участок донных отложений, как отмечается и в предыдущих наблюдениях, расположенный в зоне развития песков (глубины до 100 м) [3].

Приведенные данные по загрязненности донных отложений свидетельствуют о том, что в районе сбросов сточных вод бывшего комбината, а ныне городских коммунальных стоков, проявляется относительный рост загрязненности за счет нахождения повышенных содержаний ПАУ и БП в донных отложениях.

Несмотря на закрытие БЦБК 25 декабря 2013 г. улучшение в экосистеме озера в данном полигоне пока не отмечается. Влияние на природную среду оз. Байкал, воздействия бывшего БЦБК будет проявляться еще долгие годы, поэтому крайне важно сохранить и оптимизировать систему наблюдений на полигоне в районе бывшего комбината. Это позволит в определенной мере определить во времени динамику восстановления водной среды и донных отложений до уровня естественного состояния озера.

Литература

1. Никаноров А.М. Загрязнение донных отложений оз. Байкал полициклическими ароматическими углеводородами / Никаноров А.М., Резников С.А., Матвеев А.А., Аракелян В.С., Ихра Н., Курсо У., Пальме Л. // Известия РАН. Серия географическая, 2013, №1, с. 105-117.
2. Никаноров А.М. Многолетняя динамика загрязнения озера Байкал полициклическими ароматическими углеводородами в районе сброса сточных вод Байкальского целлюлозно-бумажного комбината (БЦБК) / Никаноров А.М., Матвеев А.А., Резников С.А., Аракелян В.С., Лукьянова Н.Н. // Доклады академии наук, 2012, том 443, № 1, с 116-119.
3. Резников С.А. Новые данные о содержании полициклических ароматических углеводородов в донных отложениях и зообентосе озера Байкал / Лукьянова Н.Н., Аджиев Р.А., Богуш И.В. // Материалы научной конференции с международным участием «Современные проблемы гидрохимии и мониторинга качества поверхностных вод». Часть 1. Ростов-на-Дону, 8-10 сентября 2015г. – Ростов-на-Дону, 2015. – 341с.
4. Трапидо М.А. Распределение канцерогенных ПАУ и мониторинг водной среды (на примере водоемов Прибалтийского региона) Автореф. Дис. Канд. Биол.наук. Л., 1985. 20 с.
5. Tolosa I., Mora S., Sheikholeslami M.R., Villeneuve J., Bartocci J., Cattini C. Aliphatic and Aromatic Hydrocarbons in coastal Caspian Sea sediments // Mar. Poll/Bull/2004.V.48.P 44-60.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИКРО- И МАКРОЭЛЕМЕНТОВ В ПОЧВАХ ТЮМЕНСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКАЗНИКА

В. В. Боев

Научный руководитель профессор Н.В. Барановская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Одной из функций литосферы является геохимическая, которая отражает неоднородности геохимических полей. Установление содержания химических элементов в почвах имеет как теоретическое, так и практическое значение. В теоретическом аспекте важное значение имеет установление химического состава и свойств почв, а в практическом отношении — установление фоновых концентраций элементов, которые можно использовать для экологического мониторинга.

Целью наших исследований являлось определение содержания макро- и микроэлементов в почвенных горизонтах на территории Тюменского федерального заказника.

Отбор почв был осуществлен у восточной границы заказника на территории, представленной смешанными хвойно-лиственными лесами. Был сделан разрез глубиной более 1,5 м в лесу березово-сосновом с липой.

В разрезе почва отбиралась по горизонтам, начиная от нижнего горизонта, и упаковывалась в полиэтиленовые пакеты. Почва высушивалась при комнатной температуре, просеивалась через сито размером ячеек 1 мм, истиралась до однородного состава.

Анализ проводился в лаборатории Института почвоведения и агрохимии СО РАН методом атомной абсорбции. Обработка результатов анализа проводилась с использованием современных пакетов программ EXEL и STATISTIKA 6.0.

Полученные по разрезу результаты приведены в таблице 1 и на рисунках 1, 2, 3, 4.

Таблица 1

Валовое содержание в почвах площадки № 1

Элемент	Валовое содержание, мг/кг					Среднее содержание, мг/кг
	A1 (4 — 12 см)	A1A2 (14 — 24 см)	A2 (24 — 52 см)	A2B (52 — 60 см)	B (60 — 90 см)	
Zn	34,31	7,21	18,23	26,79	30,12	23,3
Cu	14,14	23,5	16,32	13,55	12,26	15,9
Mn	250	640	380	80	120	294
Ca	290	256	170	146	50	182,4

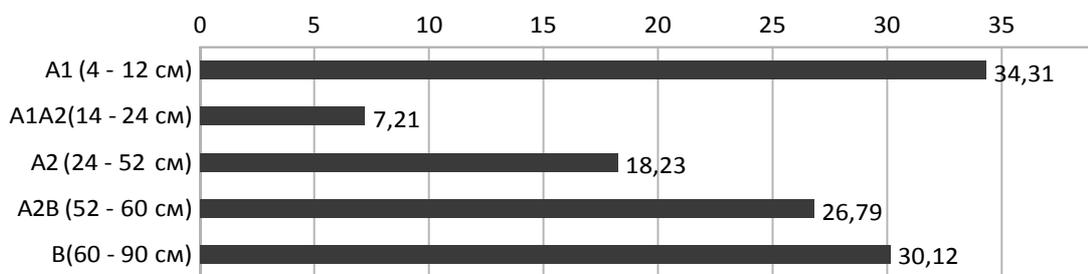


Рис. 1 Валовое содержание Zn в почвах (в мг/кг)

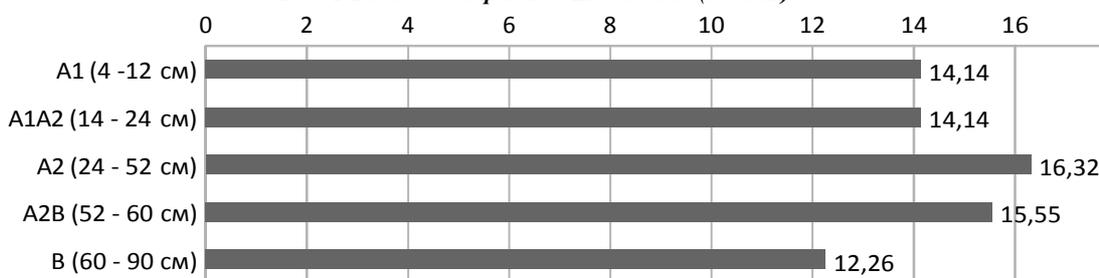


Рис. 2 Валовое содержание Cu в почвах (в мг/кг)

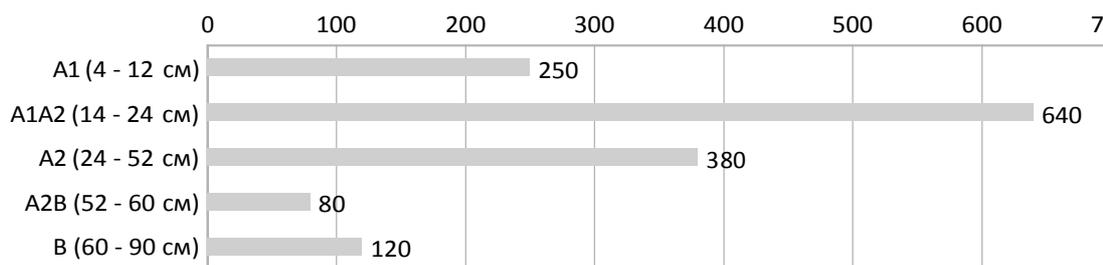


Рис. 3 Валовое содержание Mn в почвах (в мг/кг)

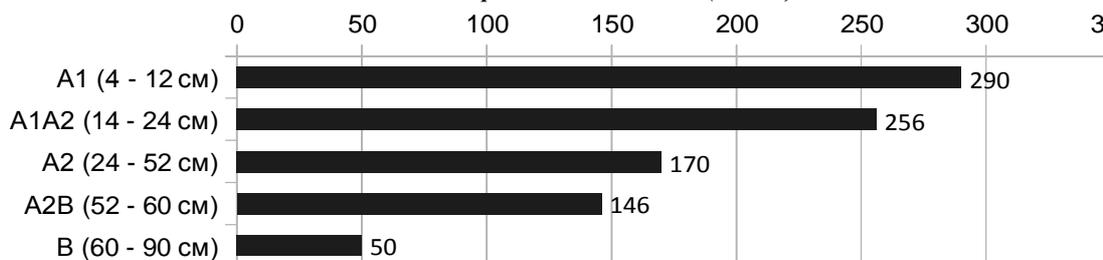


Рис. 4 Валовое содержание Ca в почвах (мг/кг)

Содержание в почве Zn колеблется по профилю. При этом наибольшее валовое содержание в верхнем горизонте, а наименьшее в A1A2. Высокое содержание Zn в высших горизонтах может объясняться тем, что органическое вещество способно связывать его в устойчивые формы [1]. К тому же Zn адсорбируется и минеральными компонентами, поэтому для многих почв характерно его высокое содержание у поверхности [2]. Накопление его в нижних горизонтах, представленных тяжелыми суглинками, может объясняться удержанием глинами [1]. Содержание Zn в дерново-подзолистых почвах Московской области составляет 50 мг/кг [2]. Полученный результаты значительно ниже.

Валовое содержание Cu в почве понижается с глубиной с A1A2. Относительно равномерное распределение Cu соответствует правилам, так как она характеризуется невысокой подвижностью [1]. Повышенное содержание в среднем горизонте может объясняться наличием Fe-Mn конкреций, так как наибольшее содержание Cu наблюдается в присутствии их оксидов, либо снижением проницаемости в связи с присутствием глины. В подзолистых почвах района р. Москвы содержание Cu составляет 14 мг/кг [2], что близко к полученным значениям.

Наибольшее валовое содержание Mn в A1A2. Далее оно понижается до BC. Высокое содержание Mn в горизонтах A1A2 и A2 может объясняться режимом промывания. Это обусловлено высокой его подвижностью в присутствии гуминовых кислот, чем характеризуется приповерхностная часть почвы. Среднее содержание Mn в подзолистых почвах составляет 715 мг/кг, а в дерново-подзолистых (Московской области) — 590 мг/кг [2]. Средние показатели по данному элементу, полученные в этой работе, ниже.

Валовое содержание Ca снижается с глубиной. В подзолистых почвах европейской части бывшего СССР содержание Ca составляет 0,65 — 1,15% [2].

Валовое содержание микроэлементов в почвах не превышает предельно установленных концентраций для всех исследованных элементов, следовательно, не наблюдается загрязнения. Это связано с отсутствием антропогенных источников загрязнения.

Анализ статистических показателей позволил установить, что среднее арифметическое содержание Zn по 5 пробам почв составляет 23,33 мг/кг; стандартная ошибка — 4,82; максимум — 34,31 мг/кг; минимум — 7,21 мг/кг; V — 46,3%. Среднее арифметическое содержание Cu по 5 пробам почв составляет 15,95 мг/кг; стандартная ошибка — 2; максимум — 23,5 мг/кг; минимум — 12,26 мг/кг; V — 28,2%. Среднее арифметическое содержание Mn по 5 пробам почв составляет 294 мг/кг; стандартная ошибка — 101,27; максимум — 640 мг/кг; минимум — 80 мг/кг; V — 243,5%. Среднее арифметическое содержание Ca по 5 пробам почв составляет 182,4 мг/кг; стандартная ошибка — 42,43; максимум — 290 мг/кг; минимум — 50 мг/кг; V — 52%.

Литература

1. Кабата-Пендиас А. Пендиас Х., «Микроэлементы в почвах и растениях» // «Мир», Москва, 1989, 439 с.
2. Иванов В. В. Экологическая геохимия элементов: Справочник: В 6 кн./Под ред. Э. К. Буренкова. - М.: Недра, 1994.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СФАГНОВЫХ МХОВ И ТОРФА ВЕРХОВОГО БОЛОТА НА ВОЗВЫШЕННОСТИ ФОГЕЛЬСБЕРГ, ГЕРМАНИЯ

Н.П. Боженко

Научный руководитель доцент А.М. Межибор

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что растительность применяется в эколого-геохимических исследованиях как индикатор атмосферного загрязнения, а также в геологических исследованиях как индикатор при поисках месторождений полезных ископаемых. В частности, мхи как активные аккумуляторы химических элементов применяются при геохимических (биогеохимических и биогеохимических) исследованиях. Накапливая в себе различные элементы, мхи не только показывают степень загрязненности атмосферы. Они служат также великолепными индикаторами наличия или отсутствия каких-либо аномалий на территории произрастания. Это открывает широкие возможности использования их в биогеохимических исследованиях природных аномалий [1].

Советским геологом Лапаевым Г.П. во второй половине 20-го столетия был разработан метод использования водных мхов для поисков полезных ископаемых, и назвал он этот метод биогеохимическим [1]. Данный метод основан на способности организмов отражать в химическом составе, в видовых ассоциациях и в морфологии организмов особенности среды обитания.

Используя биогеохимический метод поиска полезных ископаемых, геологами Якутии были обнаружены несколько рудопроявлений и аномальных участков, где наблюдалась резко повышенная концентрация некоторых элементов в сравнении с фоновыми показаниями ряда ценнейших полезных ископаемых, в том числе олова, вольфрама, золота [1].

В 2015 году Б. С. Зеликсоном были опубликованы результаты многолетних исследований на территории севера Красноярского края на Олимпиадинском золоторудном месторождении. В ходе этих исследований было установлено, что рудоносные зоны отчетливо фиксируются аномальными содержаниями золота, при этом наиболее высокие содержания золота, в 10–15 раз превышающие его концентрации в почвах, установлены в сфагновых мхах, которые характеризуются практически повсеместным распространением и легко отбираются в пробу. Сфагновые мхи очень гигроскопичны и способны активно накапливать и удерживать воду и растворенные в ней соединения, в 30–40 раз превышающую массу самого мха [2].

Существуют также запатентованные методики биогеохимических методов поиска месторождений полезных ископаемых. К примеру, существует патент на изобретение Чипизубова В.В., Баландина А.В. [5], суть которого заключается в исследовании проб водных мхов для разведки месторождений нефти и газа. Схожий по методу отбора проб патент на изобретение Загоскина С.В., но в данном патенте разработана методика поиска золоторудных месторождений [6].

Цель настоящих исследований – оценить содержания химических элементов в сфагновых мхах и торфе верхового болота, расположенного на возвышенности Фогельсберг, являющейся бывшим вулканом и характеризующейся геохимическими аномалиями.

В 2014 году в регионе Хессен в центральной части Германии, на вершине возвышенности Фогельсберг (Der Vogelsberg, нем.) были отобраны пробы сфагнового мха и верхового торфа. В качестве фонового показателя использовались данные по верховому болоту Красному (Das Rotes Moog, нем.) в долине плато Рён (Die Rhön, нем.), находящемуся в 85 км от места отбора проб [9].

При анализе полученных проб был использован метод атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой (ИСП-АЭС) в Сетевом центре коллективного пользования Томского политехнического университета. Результаты аналитических исследований представлены в таблице.

Таблица

Содержание химических элементов (мг/кг) во мхах и торфе возвышенности Фогельсберг в сравнении с данными по верховому болоту Красному

№ п/п	Элемент	Мох		Торф	
		Vg 1	R 1	Vg 2	R 2
2	Li	19,81	0,43	17,45	0,23
6	Ti	3279,5	42,7	3056	21,8
8	V	41,56	1,9	44,2	1,24
9	Cr	82,1	6,7	89,6	5,35
10	Mn	345,5	40	251	50
12	Fe	8949	70	11410	40
14	Ni	45,51	2,34	60,1	2,19
19	Zn	61,2	54	89,55	46,8
21	Sr	24,3	-	44,55	-
22	Zr	89,25	0,89	81,3	0,69
24	Ba	112	50,6	158,5	32
25	Pb	36,42	9,91	85,75	9,2

*Vg1, Vg 2 – болото Фогельсберг, Германия; R 1, R 2 – долина плато Рён, Германия.

В ходе анализа результатов было выявлено, что содержания элементов в пробах болота Фогельсберг значительно превышают содержания в фоновых точках. Стоит также отметить, что в торфе концентрации значительно выше, чем во мхах, это связано с тем, что в торфе мох спрессован и, по сути, содержит в себе многолетние поступления элементов, тогда как во мхах - поступление элементов только за время жизни мхов (в среднем 2 года). Превышений концентраций не наблюдается только для Zn. Но в общей картине, почти во всех пробах превышена фоновая концентрация элементов в несколько десятков раз, к примеру, концентрация Mn в пробах мха болота Фогельсберг составила 345,5 мг/кг, тогда как концентрация в фоновой точке составила лишь 40 мг/кг. Самые значительные превышения наблюдаются для Fe, Ti, Zr. Соответственно, концентрация Zr превышена почти в 100 раз, а превышение концентраций Fe и Ti наблюдается в тысячи раз (рис.).

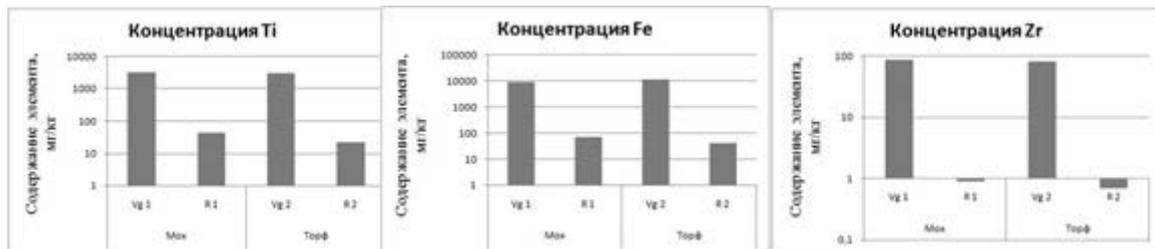


Рис. Содержание химических элементов (Ti, Fe, Zr) (мг/кг) во мхах и торфе в сравнении с фоновыми данными по болоту Красному

Такое огромное расхождение в результатах можно объяснить тем, что на исследуемой территории возвышенности Фогельсберг находится природная геохимическая аномалия, которая в свою очередь, объясняется особенностями геологического строения территории. Возвышенность Фогельсберг представляет собой территорию вулканической деятельности Миоцена [3, 8]. Для вулканических пород основного состава характерны высокие содержания Ti, Al, Sc, V, Zr [6, 7].

В результате проведенных исследований можно с уверенностью утверждать, что мхи, являясь идеальными аккумуляторами широкого спектра химических элементов, оптимально подходят для определения геохимических особенностей различных территории, в том числе для установления природных геохимических аномалий.

Литература:

1. Бардунов Л. В. Древнейшие на суше. — Новосибирск: Наука, 1984.
2. Зеликсон Б. С. Биогеохимические ореолы золоторудных месторождений и их поисковое значение // Сборник тезисов и докладов, Федеральное государственное унитарное предприятие Центральный научно-исследовательский геологоразведочный институт цветных и благородных металлов, Москва. – 2015. – С. 21-22.
3. Ог Э. Геология / Пер. с франц. Проф. А. Павлова. Т.1. Геологические явления. – Изд. 4-е. – Ленинград, 1932. – 407 с.
4. Пат. 2184385. Бриогеохимический способ поисков золоторудных месторождений. G01V9 - Разведка или обнаружение способами, не отнесенными к группам G01V 1/00-G01V 8/00. Владелец патента: Загошкин Валерий Александрович. БИ: 17/2005
5. Пат. 2363021. Способ поиска месторождений нефти и газа. G01V11 - Разведка или обнаружение с использованием комбинированных способов, представляющих собой сочетание двух и более способов, отнесенных к группам G01V – 1/00 G01V – 9/00. Владелец патента: Загошкин Станислав Валерьевич, Чипизубов Виталий Викторович, Баландин Андрей Владимирович.
6. Bogaard P. J. F., Wörner G. Petrogenesis of basaltic to tholeiitic volcanic rocks from the Miocene Vogelsberg, Central Germany // Journal of Petrology. – V. 44, Issue 3. - Pp. 569-602.
7. Jung S., Masberg P. Major- and trace-element systematics and isotope geochemistry of Cenozoic mafic volcanic rocks from the Vogelsberg (central Germany): Constraints on the origin of continental alkaline and tholeiitic basalts and their mantle sources // Journal of Volcanology and Geothermal Research. – 1998. – V. 86, Issues 1-4. – P. 151-177.
8. McCann (Ed.). The Geology of Central Europe. V. 2: Mesozoic and Cenozoic. – London: The Geological Society, 2008.
9. Mezhibor A.M., Podkozlin I. Comparative characteristic of the sphagnum moss and peat of upland bogs in Siberia, Russia and central part of Germany // Abstracts of the European Geosciences Union General Assembly 2013 (Vienna, Austria, 07-12 April 2013). URL: <http://meetingorganizer.copernicus.org/EGU2013/posters/11590>.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ПОЧВАХ НА ТЕРРИТОРИИ Г. СТРЕЖЕВОЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А. А. Бондарчук

Научный руководитель ассистент Е.А. Филимоненко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Город Стрежевой расположен в северо-западной части Томской области, на левобережье р. Оби в пределах Александровского района, в 970 км от областного центра – города Томска. Территория города приравнена к местностям Крайнего Севера. Город располагается в основном районе нефтедобычи в Томской области [3].

Территорию г. Стрежевой условно можно разделить на три части: промышленный и жилой районы, а также места индивидуальной застройки.

Промышленный район расположен в северной части города. Основную часть промышленной зоны составляют базы, склады, автобазы, строительные и монтажные управления нефте- и газодобывающих предприятий, автозаправочная станция, тепличной хозяйство и ряд котельных.

Жилой район города состоит из двух частей, в одну из которых входит частный сектор, а другая часть представлена микрорайонами с многоэтажными современными зданиями.

Район индивидуальной застройки представлен дачными участками.

Нефтепродукт – готовый продукт, полученный при переработке нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья [1].

В окружающую среду нефтепродукты попадают при работе автотранспорта и предприятий нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, при газообразных выбросах и через сточные воды промышленных предприятий, источниками также являются разливы нефти и нефтепродуктов в результате аварий на магистральных нефтепроводах и нефтеналивных судах (танкерах) и вредные отходы химических предприятий, скапливающиеся на свалках.

Почва является долговременной (многолетней) депонирующей средой, позволяющей оценить загрязнение территории в течении длительного времени. Почва – поверхностный слой литосферы Земли, обладающий только ему присущим свойством – плодородием, который является важной составляющей жизнедеятельности живых организмов и растений. Поэтому актуально исследовать уровни содержания нефтепродуктов в почвенном покрове, так как пропитывание нефтепродуктами и нефтью почвенной массы приводит к активным изменениям структуры, свойств и химического состава почвы. Это сказывается прежде всего на гумусовом горизонте: количество углерода и нерастворимого углеродного осадка в нем резко увеличивается, тем самым ухудшая свойства почв как питательного субстрата для растений, увеличивается количество углеводородсодержащих и нефтеокисляющих микроорганизмов, что приводит к резкому нарушению в почвенном микробиоценозе, гидрофобные частицы нефти и ее продуктов затрудняют поступление влаги к корням растений, приводя к их физиологическим изменениям, также подавляется фотосинтетическая активность растений.

С целью оценки уровня содержания в почвах на территории г. Стрежевой нефтепродуктов в июле-августе 2015 г. Производился отбор проб почв. Все работы по отбору, подготовке и анализу проб почв проводились в соответствии с ГОСТом 17.4.4.02–84 [2]. Нефтепродукты в почве определяли по методике ПНД Ф 16.1: 2.21-98 по методу А – экстракция нефтепродуктов гексаном на приборе Флюорат-02-3М «Люмекс» [4]. Результаты определения нефтепродуктов представлены на карте.

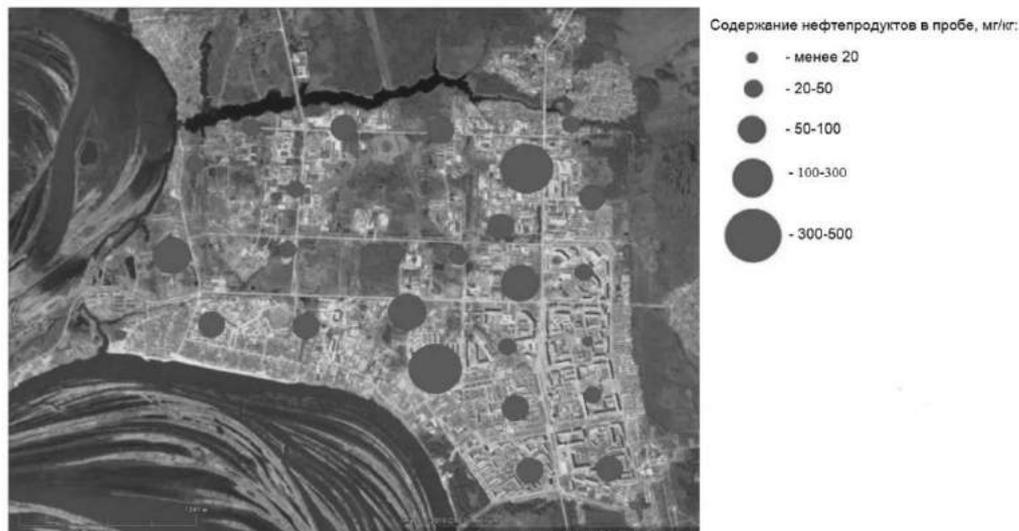


Рис.1. Карта содержания нефтепродуктов в почвах г. Стрежевой

По результатам проведенных работ, нами установлено, что на территории города Стрежевой содержание нефтепродуктов в почве изменяется в пределах от 9 ± 4 мг/кг до 456 ± 114 мг/кг, при среднем значении – мг/кг. Все установленные значения содержания нефтепродуктов не превышают 1000 мг/кг. Однако отмечается высокая дифференцированность значений содержания нефтепродуктов в почвах по территории города. Наибольшее содержание нефтепродуктов среди всех исследуемых проб наблюдается в промзоне около ремонтных баз Нефтегазодобывающего управления (НГДУ) (456 ± 114 мг/кг) и в микрорайоне ЗГГ – третий гостиничный городок (346 ± 87 мг/кг). Наименьшее содержание наблюдается в микрорайоне Новом, около бетонного завода (9 ± 4 мг/кг) и в 4 микрорайоне (17 ± 7 мг/кг). Содержание нефтепродуктов на территории центрального товарного парка (ЦТП) – 22 мг/кг. Основные селитебные районы города характеризуются

содержаниями в почвах нефтепродуктов на уровне – 79 мг/кг, а среднее содержание по всем исследуемым пробам – 84 мг/кг.

Таким образом, проведенные исследования позволили установить уровни содержания и особенности распределения нефтепродуктов в почвах на территории г. Стрежевой.

Литература

1. ГОСТ 26098 – 84 «Нефтепродукты. Термины и определения».
2. ГОСТ 17.4.4.02 – 84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».
3. Евсеева Н.С. География Томской области. (Природные условия и ресурсы.). – Томск: Изд-во Томского ун-та, 2001. – 223 с.
4. ПНД Ф 16.1: 2.21 – 98 Количественный химический анализ почв. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в пробах почв и грунтов флуориметрическим методом с использованием анализатора жидкости «Флюорат – 02».

ЖЕЛЕЗНОВОДСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И ЕГО ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ

И.А. Бондин

Научный руководитель профессор Т.А. Кондюрина

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени
М.И. Платова, г. Новочеркасск, Россия*

Железноводское месторождение углекислых минеральных вод расположено в центральной части региона Кавказских Минеральных Вод, на склонах горы Железная. В геологическом строении месторождения принимает участие комплекс осадочных пород от титонских до палеогеновых, в разрезе которого выделены олигоценно-нижнемиоценовый (майкопский) водоупорный, эоценовый и танетский относительно водоупорные, датско-зеландский (эльбурганский) и верхнемеловой водоносные, верхнеальбский водоупорный, аптско-нижнеальбский, готеривско-барремский и титонско-валанжинский водоносные горизонты, а также миоценовая интрузивная водоносная зона разломов нижнемиоценового лакколита горы Железная. При внедрении интрузии магматических пород отложения горизонтов были разбиты многочисленными разломами и приподняты на значительную высоту, образуя при этом куполовидные складки. Миоценовая интрузия на горах-лакколитах Железная и Развалка выходит на дневную поверхность.

В настоящее время Железноводское месторождение состоит из 2 участков: Центрального, в границах которого находятся все скважины и источники в районе г. Железная, и Развалкинского, расположенного у северного подножья г. Развалка.

Разрез Железноводского месторождения начинается с олигоценно-нижнемиоценового (майкопского) водоупорного горизонта ($4(P_3-N_1)$), распространенного практически на всей площади месторождения, исключая г. Железная и западную часть месторождения.

Эоценовый относительно водоупорный горизонт ($3P_2$) выходит на дневную поверхность на западе месторождения и вокруг г. Железная, опоясывая ее полосой в 500-700 м. Не имеет практического значения в связи с его незначительной водоносностью. Удельные дебиты скважин 56-я и 61-я при опробовании горизонта составили 0,00006-0,0076 л/с·м.

Танетский относительно водоупорный ($3P_1t$) и датско-зеландский (эльбурганский) водоносный ($2P_1d-sl$) горизонты распространены на всей площади Железноводского месторождения, исключая выходы интрузий на горах-лакколитах Железная и Развалка. На Развалкинском участке характеризуются неравномерной трещиноватостью водовмещающих отложений и в целом слабой водоносностью. Удельные дебиты скважин, в которых были опробованы эти горизонты, изменяются от сотых до тысячных долей литра в секунду. Только по скважине 65-я при совместном опробовании танетского и эоценового горизонтов при понижении уровня на 80 м получен приток воды с дебитом 9,3 л/с (удельный дебит 0,116 л/с·м.). Воды горизонтов безуглекислые или содержащие в них CO_2 ниже кондиций для углекислых вод.

На Центральном участке месторождения танетский горизонт выходит на дневную поверхность, опоясывая миоценовую интрузию полосой шириной от 100 до 500 м. Сложен горизонт сильнотрещиноватой нижней толщей аргиллитов карапагинской свиты. На погружении в разрезе горизонта появляются песчаники, а затем и верхняя толща аргиллитов. Горизонт сравнительно водообилен. Все родники (источники), дренирующие горизонт, каптированы неглубокими (5-35 м) скважинами, дебиты которых первоначально составляли 0,2-0,9 л/с. В полосе выхода горизонта на дневную поверхность воды горячие ($32-51^\circ C$) сульфатно-гидрокарбонатные кальциево-натриевые с минерализацией 3,2-3,6 г/дм³ и содержанием углекислоты 0,8-1,2 г/дм³ (ист. Смирновский 1 и 2-я, Нелюбинский горячий и скв. 18 – ист. «Франсуа» Мариинский). В 300-500 м восточнее горячих источников аналогичные по химическому составу и содержанию углекислоты воды горизонта имеют температуру всего $16-20^\circ C$ (ист. Незлобинский, Гаазовский, Завадовский, Нелюбинский холодный и скв. 54-я). На погружении горизонта под эоценовые отложения, где в разрезе появляются песчаники, в скважинах 56-я на восточном, 63-я на западном и 61-я на юго-западном склонах г. Железная, подземные воды горизонта гидрокарбонатно-хлоридные или хлоридно-гидрокарбонатные натриевые с минерализацией 3-6,2 г/дм³, температурой $30-33^\circ C$ и практически безуглекислые (содержание CO_2 0,1-0,3 г/дм³).

Подземные воды датско-зеландского (эльбурганского) водоносного горизонта на Центральном участке месторождения имеют сульфатно-гидрокарбонатный кальциево-натриевый состав, минерализацию 3,2-3,8 г/дм³, температуру 26-55°С. Содержание углекислоты в них от 0,6 до 1,1 г/дм³ (ист. Владимирский, Семашко, Славяновский, скв. 1-Южная, 69-бис-1 и 3-Северо-западная. Таким образом, воды горизонта практически аналогичны водам танетского горизонта на площади его открытого залегания. Удельные дебиты скважин при опробовании эльбурганского горизонта составляли 0,005-0,33 л/с·м. Максимальный дебит 6,7 л/с при понижении 20 м получен при опробовании подземных вод горизонта по скважине 1-Южная(115).

Подземные воды верхнемелового водоносного горизонта (2К₂) на Центральном участке Железноводского месторождения вскрыты скважинами 69-я, 69-бис, 59-я, 64-я, 1-Бештаугорская, 1-Северо-западная 2-Северо-западная, которыми была выведена горячая углекислая умеренносоленоватая сульфатно-гидрокарбонатная кальциево-натриевая вода, по составу аналогичная водам палеоценовых горизонтов. На склонах г. Развалка катионный состав вод изменяется на натриевый (скв. 75-п, 74-В). Максимальные удельные водоприитоки верхнемеловых вод 0,5-0,7 л/с·м получены при опробовании скважин 69-я на Центральном и 74-В на Развалкинском участках.

Скважины на Железноводском месторождении, оборудованные на верхнемеловой горизонт, будучи расположенными в меридиональной Бештаугорской тектонической зоне, тесно взаимодействуют между собой. Опытами работами на скважинах 65-я в 1967 г., 68-я в 1975 г. и 74-В в 1986 г. доказано, что при выпусках с дебитом около 300 м³/сутки происходит быстрое и значительное снижение напоров по всем наблюдательным скважинам.

Аптско-нижнеальбский водоносный горизонт (2К_{1a}-a₁) на месторождении отделен от верхнемелового горизонта *нижне-среднеальбским водоупорным горизонтом (4К_{1a12,3})*, сложенным аргиллитами. На Центральном участке скважиной 70-я в аптско-нижнеальб-ском горизонте были вскрыты высоконапорные (+160 м) сульфатно-гидрокарбонатные (гидрокарбонатно-сульфатные) кальциево-натриевые воды с минерализацией до 5 г/дм³ и пластовой температурой 70°С, изливавшие с дебитом 2 л/с. На Развалкинском участке высокотермальные (62°С) гидрокарбонатно-сульфатные натриевые воды горизонта с минерализацией 3,9-4,6 г/дм³. Дебиты скважин 65-я и 74-Н составляли при выпусках 0,44 и 8,7 л/с, а удельные дебиты – 0,0016 и 0,029 л/с·м соответственно.

Готеривско-барремский (2К_{1g}-br) и титонско-валанжинский (2J_{3tt}-K_{1v}) водоносные горизонты на месторождении практически не изучены. При совместном опробовании готеривско-барремского и аптско-нижнеальбского горизонтов в скважине 70(97) был получен приток хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатных кальциево-натриевых вод с дебитом 17,36 л/с, а при совместном опробовании этих горизонтов с водами титонско-валанжинского горизонта в скважине 75(208) приток хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатных натриевых вод при полном снижении напора (255 м) составил 0,21 л/с. При опробовании титонско- валанжинского горизонта по скважине 65(75) получен незначительный приток гидрокарбонатно-сульфатных натриевых вод с удельным дебитом 0,00001 л/с·м, а в скважине 74(99) горизонт оказался практически безводным.

Подземные воды *миоценовой интрузивной водоносной зоны разломов (14intN₁)*, приуроченной к горам-лакколлитам Железная и Развалка, вскрыты двумя скважинами ист. 1(115), пробуренными в штольне на юго-западном склоне г. Железная. Воды горячие (44°С), углекислые, сульфатно-гидрокарбонатные кальциево-натриевые с минерализацией 3,1 г/дм³. Первоначально дебит источника составлял 600,5 м³/сутки. В настоящее время источник не используется, штольня находится в аварийном состоянии и закрыта, а дебит источника снизился и на сбросе у устья штольни в 2003 г. составил всего 5 м³/сутки.

Учитывая преобладающий трещинно-жильный тип проницаемости всех мезо-кайнозойских отложений на Железноводском месторождении, характерный и для других складчато-инъекционных куполов Кавминводского интрузивно-купольного поднятия, все водоносные горизонты гидравлически взаимосвязаны между собой по зонам разломов в осадочном чехле и нижнемиоценовой интрузии, по которым происходит субвертикальная разгрузка подземных вод нижнемеловых, возможно, и верхнеюрских отложений, характеризующихся наиболее высокими напорами (пьезометрические уровни 795-861,3 м в абсолютных отметках), в верхнемеловой и палеоценовые водоносные горизонты, напоры в которых снижаются, а пьезометрические уровни устанавливаются на отметках от 663,6 м до 571,1 м.

На Центральном участке месторождения формируются три типа минеральных вод:

- углекислые слабо- и умеренноминерализованные сульфатно-гидрокарбонатные кальциево-натриевые минеральные воды основного Железноводского типа, горячие (от 37 до 62°С), теплые (20-37°С) и холодные (до 20°С), распространенные в верхнемеловом и датско-зеландском водоносных и танетском относительно водоупорном горизонтах;
- углекислые, горячие (термальные), умеренносоленоватые гидрокарбонатно-сульфатные (хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатные) кальциево-натриевые воды, выведенные скважиной из аптско-нижнеальбского и готеривско-барремского водоносных горизонтов с глубины 1090 и более метров;
- холодные, умеренносоленоватые и соленоватые гидрокарбонатно-хлоридные натриевые (соляно-щелочные) воды датско-зеландского водоносного и танетского относительно водоупорного горизонтов.

В начале 60-х годов были проведены работы по оценке эксплуатационных запасов Железноводского месторождения, в количестве 940 м³/сутки, в том числе углекислых термальных, теплых и холодных минеральных вод 930 м³/сутки и соляно-щелочных вод – 10 м³/сутки.

Отбор минеральной воды на месторождении в 2003 г. составил: по Центральному участку – 486,11 м³/сутки (23,5% от количества утвержденных запасов), из них 387,54 м³/сутки было использовано для бальнеолечения и розлива лечебно-питьевых вод; по Развалкинскому участку – 37,28 м³/сутки, практически вся

вода использована для промышленного розлива. В целом по месторождению отбор минеральных вод в 2003 г. составил 24,6% от общего количества утвержденных по нему запасов.

С 1991 г. на участке не используются соляно-щелочные воды палеоценовых горизонтов. Невостребованная минеральная вода источников Нелюбинский горячий, Нелюбинский холодный, Незлобинский, Гаазовский, Завадовский, Владимирский, Смирновский и источника 1 сбрасывается в городскую канализационную сеть. В 2003 г. их суммарный среднегодовой дебит составил 77,15 м³/сутки, при этом по 5-ти первым из перечисленных источникам в 1983 г. были утверждены эксплуатационные запасы минеральных вод в количестве 57 м³/сутки для бальнеолечения.

В связи с небольшим отбором минеральных вод в течение около 15 лет, эксплуатация месторождения происходит при установившемся гидродинамическом и газогидрохимическом режиме.

При обследовании месторождения установлено, что на Центральном участке существует ряд организационно-технических проблем, требующих скорейшего разрешения. В том числе ревизия состояния и при необходимости ремонт эксплуатационной колонны и устьевого оборудования эксплуатирующейся более 20 лет в прерывистом режиме Славяновского источника, ликвидация грифонов у его устья и скважине источника Смирновский, ремонт находящейся в аварийном состоянии штольни источника, ремонт или замена большинства оголовков скважин, которыми каптированы естественные выходы минеральных вод.

Наблюдательная сеть объекта мониторинга подземных вод на Центральном участке Железноводского месторождения включает 6 скважин и 7 источников.

Для оценки современного экологического состояния Железноводского месторождения углекислых минеральных вод в 2002 г. во II поясе его зоны санитарной охраны был разбурен субширотный профиль из 4-х скважин, вскрывших грунтовые воды четвертичных отложений. Скважинами 19-я, 20-я и 21-я были вскрыты воды с чрезвычайно опасными концентрациями марганца (до 68 ПДК) и лития (до 22,8 ПДК).

В связи с этим в южной части Железноводского месторождения выделяется два участка с весьма неблагоприятным экологическим состоянием грунтовых вод: участок в юго-западной части II пояса зоны санитарной охраны, являющийся северным окончанием загрязненной зоны Бештаугорского месторождения, и участок в долине р. Джемуха восточнее г. Железной.

Экологическое состояние почв на изученной указанными скважинами площади изменяется от благоприятного у восточной границы II пояса и условно-благоприятного (скв. 19) до неблагоприятного у западной границы зоны (скв. 18), в связи с их загрязнением барием (10 ПДК) и в меньшей степени никелем, ванадием, свинцом и марганцем, и весьма неблагоприятного состояния в центральной части месторождения (скв. 21) из-за чрезвычайно опасных концентраций в почве бария (15 ПДК) и кобальта (20 ПДК) и опасной концентрации свинца (4 ПДК), а также умеренного опасного содержания никеля, марганца, хрома и скандия.

По данным предшествующих исследований экологическое состояние геологической среды на остальной части территории Железноводского месторождения, включая его Развалкинский участок, в целом условно благоприятное, но с повышенным содержанием бария и хрома в почвах в северо-западной части месторождения.

В настоящее время месторождение требует ремонта и реконструкций. Необходима также постройка каптажных сооружений, дабы продолжить процветание бальнеологического курорта России.

Литература

1. Государственный доклад: «О состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия населения в Ставропольском крае в 2013 году».
2. Овчинников А. М. «Минеральные воды» госгеоиздат, 1947г.
3. Принц Е. и Кампе Р. «Гидрогеология. Источники (Пресные и минеральные источники)» Пер. с нем. Ред. А.Н. Семихатов и А.И. Казаринов. Сельхозгиз, 1937.

СОСТАВ, СОДЕРЖАНИЯ И ФОРМЫ ВХОЖДЕНИЯ ТОКСИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В СУЛЬФОСОЛЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДАЛЬНЕГОРСКОГО РУДНОГО РАЙОНА

А.А. Борисенко, Р.А. Кемкина, И.В. Кемкин

Научный руководитель доцент Р.А. Кемкина

Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

Руды полиметаллических месторождений Дальнегорского рудного района включают широкий спектр рудных минералов, как из числа сульфидов и оксидов, так и группы сульфосолей. Последние представлены, главным образом, сульфосолями меди (блеклые руды), серебра (пираргиррит, миаргирит) и свинца (жемсонит, буланжерит), а также сульфоантимонитами свинца и серебра - диафоритом, андоритом и овихитом. Минералы группы сульфосолей находятся в тесных сростаниях с другими рудными минералами, в том числе и с главными промышленными минералами Дальнегорских скарново-полиметаллических месторождений – галенитом и сфалеритом. Сульфосоли это группа минералов сложного химического состава. С одной стороны они являются носителем ряда ценных в промышленном отношении химических элементов (при соответствующих содержаниях этих минералов в рудах) и, в то же время, экологически опасных токсичных металлов, таких, как мышьяк, сурьма, висмут, цинк, свинец, медь, железо.

Специфика же разработки рудных месторождений на сегодняшний день такова, что в конечный продукт при извлечении трех-четырёх полезных компонентов уходит всего 10-20% от добытой рудной массы [2].

Большая же часть рудного вещества, со значительными концентрациями различных рудогенных химических элементов, в том числе и токсичных, накапливается в виде отходов обогащения руд (так называемых "хвостов"), размещаемых в специальных сооружениях, называемых хвостохранилищами.

Очевидно, что невостребованная часть рудного вещества, будучи извлеченной и складированной на поверхности земли, в условиях повышенного воздействия природных окислителей, подвергается окислению, растворению, преобразованию в другие минеральные формы и водные растворы, что существенно влияет на экологическую обстановку в прилегающих к месторождениям территориях [3].

Как показали результаты проведенных исследований, сульфосоли месторождений Дальнегорского рудного района содержат до девяти химических элементов, семь из которых (мышьяк, сурьма, висмут, цинк, свинец, медь, железо) токсичны и относятся к 1 и 2 классам опасности, согласно ГОСТ 17.4.1.02-83 [1]. При этом, уровень концентрации этих элементов в различных минеральных видах существенно варьирует, изменяясь от десятков процентов до десятых и тысячных долей процентов. Ниже приводятся результаты изучения распространенности и содержания токсичных химических элементов в сульфосолях скарново-полиметаллических месторождений (см. табл. 1), а также формы их вхождения в кристаллические структуры минералов (см. табл. 2).

Таблица 1

*Пределы колебаний содержаний (в мас. %) токсичных элементов
в сульфосолях руд месторождений Дальнегорского района*

Элементы	Сульфосоли Cu	Сульфосоли Ag	Сульфосоли Pb	Сульфоантимониты Pb и Ag
As	$\frac{0,02-19,83}{2,12}$	$\frac{0,01-0,33}{0,08}$	$\frac{0,1-0,53}{0,17}$	$\frac{0,1-0,72}{0,32}$
Pb	$\frac{0,37-2,76}{0,47}$	$\frac{0,14-1,83}{0,58}$	$\frac{42,42-59,49}{48,31}$	$\frac{19,5-42,64}{28,82}$
Cu	$\frac{13,39-48,58}{25,96}$	$\frac{0,01-0,1}{0,08}$	$\frac{0,03-0,06}{0,05}$	$\frac{0,05-0,61}{0,17}$
Fe	$\frac{0,07-6,08}{4,27}$	-	$\frac{0,04-3,84}{0,78}$	$\frac{0,06-0,7}{0,19}$
Sb	$\frac{20,27-28,33}{24,11}$	$\frac{18,11-42,11}{27,28}$	$\frac{20,76-35,29}{27,74}$	$\frac{26,33-44,82}{31,57}$
Bi	$\frac{0,01-6,77}{1,28}$	$\frac{0,15-0,32}{0,19}$	$\frac{0,16-0,88}{0,49}$	$\frac{0,001-0,05}{0,01}$
Zn	$\frac{0,2-6,26}{2,25}$	-	$\frac{0,01-0,05}{0,03}$	-

Примечание: данные в числителе - пределы изменения содержаний, в знаменателе – среднее значение. Прочерк – элемент отсутствует

Мышьяк в значительном количестве (до 19,83 %) присутствует в блеклых рудах, образуя такую разновидность, как теннантит. В целом же, примесь мышьяка отмечается в сульфосолях всех металлов в количестве не превышающем 0,72 %.

Свинец представлен в рудах, в основном, в виде минералообразующего компонента таких минералов, как джемсонит, буланжерит и сульфоантимонитов свинца и серебра. Вместе с тем, его достаточно высокие концентрации отмечаются в блеклых рудах (до 2,76 %), пираргирите (до 1,83%) и незначительные в миаргирите (до 0,11 %).

Медь как минералообразующий элемент присутствует в блеклых рудах, где ее количество изменяется от 13,39 до 48,58 %, что напрямую связано с изоморфизмом этого элемента с серебром. Наибольшие ее значения отмечены в теннантите и тетраэдрите и наименьшие - в фрейбергите. В виде элемента-примеси в значительных количествах (до 0,61 %) медь распространена в андорите, что вероятно также обусловлено изоморфизмом медь-серебро. В количествах, не превышающих 0,1 % она присутствует в пираргирите, в остальных же минералах ее содержание составляет сотые доли процента.

Железо. Существенные содержания железа отмечаются в джемсоните (3,84 %) и блеклых рудах (6,08 %), преимущественно фрейбергитового состава. В небольшом количестве, в среднем от 0,01 до 0,7 % железо присутствует в ондорите и буланжерите.

Сурьма, как основной минералообразующий элемент, присутствует во всех сульфосолях, в которых ее содержание изменяется от 18,11 (в пираргирите) до 44,82 % (в андорите).

Висмут. Существенные значения висмута (до 6,77 %) обнаружены в блеклых рудах тетраэдритового состава (висмутсодержащий тетраэдрит). Кроме этого, достаточно высокие содержания до 0,8 % отмечаются в пираргирите и буланжерите. Сотые доли процента висмута обнаружены в овихиите.

Цинк в значительных количествах от 0,2 до 6,26 % присутствует в блеклых рудах. Сотые доли процентов его обнаружены в джемсоните.

Анализ исследования форм вхождения токсичных элементов показывает, что они присутствуют в сульфосолях как в качестве основных минералообразующих компонентов (табл. 2), так и в виде изоморфных примесей. В частности, собственными (минералообразующими) формами вхождения токсичных элементов являются: для As - теннантит; Pb – диафорит, андорит, овихиит, джемсонит, буланжерит; Cu – блеклые руды; Fe - джемсонит; Sb – тетраэдрит, диафорит, андорит, овихиит, джемсонит, буланжерит, пираргирит, миаргирит.

Изоморфными формами токсичных элементов являются: для As – диафорит, андорит, овихиит, джемсонит, буланжерит, пираргирит, миаргирит; Pb – блеклые руды, пираргирит, миаргирит; Cu - диафорит, андорит, овихиит, джемсонит, буланжерит, пираргирит, миаргирит; Fe – блеклые руды, диафорит, андорит, овихиит, буланжерит; Bi - блеклые руды, овихиит, пираргирит, джемсонит, буланжерит; Zn – блеклые руды, джемсонит.

Таблица 2

Формы вхождения экологически опасных элементов в минералах

Элементы	Форма	
	Собственная минеральная	Изоморфная и микропримесная
As	теннантит	диафорит, андорит, овихиит, джемсонит, буланжерит, пираргирит, миаргирит
Pb	диафорит, андорит, овихиит, джемсонит, буланжерит	блеклые руды, пираргирит, миаргирит
Cu	блеклые руды	диафорит, андорит, овихиит, джемсонит, буланжерит, пираргирит, миаргирит
Fe	джемсонит	блеклые руды, диафорит, андорит, овихиит, буланжерит,
Sb	тетраэдрит, диафорит, андорит, овихиит, джемсонит, буланжерит, пираргирит, миаргирит	
Bi		блеклые руды, овихиит, пираргирит, джемсонит, буланжерит
Zn		блеклые руды, джемсонит

Литература

1. ГОСТ 17.4.1.02-83. Охрана природы. Почвы. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 383 с.
2. Трубецкой К.Н., Галченко Ю.П. Природа и человек: противоречие и пути их преодоления // Вестник РАН. – 2002. – № 2.
3. Юшкин Н.П., Павлишин В.И. Минералогические проблемы экологии//Минералогический журнал. – 1991. – № 2. – С. 36 – 45.

**ДЕСКРИПТИВНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ В СИСТЕМЕ ПЕРСОНИФИЦИРОВАННОГО УЧЕТА
ЛИКВИДАТОРОВ И ИХ ПОТОМКОВ, ПРОЖИВАЮЩИХ НА ТЕРРИТОРИИ АЛМАТИНСКОЙ
ОБЛАСТИ В РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

Ю.Ю.Брайт, Д.Ж.Жаскайрат, А.К. Жармухамбетова

Научный руководитель ведущий научный сотрудник А.В. Липихина
*Научно-исследовательский институт радиационной медицины и экологии,
г. Семей, Казахстан*

В современных условиях одним из основных приоритетов государственной политики в области обеспечения национальной безопасности является охрана здоровья населения[1]. Воздействие радиационного излучения на живой организм вызывает в нем различные обратимые и необратимые биологические изменения. Авария на Чернобыльской атомной электростанции явилась наглядным примером необходимости знаний о радиации и её воздействии. При выполнении аварийно-спасательных работ ликвидаторы в разной степени подверглись воздействию вредных факторов и, прежде всего, ионизирующего излучения.

Специалистами Научно-исследовательского института радиационной медицины и экологии Министерства здравоохранения и социального развития Республики Казахстан с 2014 по 2016 гг. проводится

сбор регистрационной, медицинской и дозиметрической информации на ликвидаторов Чернобыльской аварии на территории Республики Казахстан.

Вышеуказанная информация позволяет сделать вывод об актуальности данных исследований, высокой информативности и достоверности результатов медико-демографических исследований, а также в дальнейшем использовать эти результаты для научно-практического сопровождения, выбора, реализации методов биологической дозиметрии и лабораторно-инструментальной индикации радиационных повреждений у ликвидаторов аварии на ЧАЭС из числа граждан Республики Казахстан.

Проведен анализ полученной информации на ликвидаторов, а также на детей, рожденных от родителей, которые принимали участие в ликвидации последствий аварии на Чернобыльской атомной электростанции в 1986–1990 гг., и третьего поколения (внуки) проживающих на территории Алматинской области Республики Казахстан.

Статистическая обработка, дисперсионный и факторный анализ полученных данных проводился с помощью автоматизированного регистра «Система персонифицированного учета ликвидаторов последствий аварии на Чернобыльской атомной электростанции и их потомков».

Общая численность ликвидаторов по области составляет 375 человек. Наибольшее количество ликвидаторов проживает в городе Талдыкорган - 29,1% от списочного состава ликвидаторов по области. В городе Есик Енбекшиказахского района проживает 15,7% от списочного состава ликвидаторов по области. На территориях четырех районов области (Жамбылский, Карасайский, Каратальский, Панфиловский) проживает от 6,1-8,8%. В остальных районах области число проживающих ликвидаторов зарегистрировано от 1 человека до 20 человек, и в среднем составляет 9 человек на район.

Количество потомков ликвидаторов последствий аварии на ЧАЭС, проживающих на территории Алматинской области, составило 193 человека, из них детей – 177 (1 человек умер), внуков – 16 человек. Из них 50,28% мужчин и 49,72% женщин.

При объективной оценке собранной информации по всем областям Казахстана, можно сделать вывод об очень низкой рождаемости после пребывания на ликвидации аварии.

Согласно базам данных системы персонифицированного учёта, среди ликвидаторов последствий аварии на ЧАЭС 1,33% составляет женский контингент, остальные 98,67% - мужской.

Наибольшее количество ликвидаторов, ныне проживающих в Алматинской области, были привлечены для работ по ликвидации аварии на ЧАЭС в возрасте 20–24 лет (89 человек – 23,73%). Учитывая, что авария на Чернобыльской атомной электростанции произошла в 1986 г., средний возраст представленных контингентов, на момент аварии составлял, в среднем – 29,2 лет. Такое возрастное распределение, изучаемых контингентов, на момент аварии и на период регистрации в базе данных, позволяло предполагать, практически полную реализацию естественных биологических эффектов, а так же возможных последствий радиационного воздействия.

Удельный вес возрастной группы ликвидаторов старше 45 лет составляет 1,07%, тогда как лиц старше 50 и вовсе не зарегистрировано.

По национальному составу ликвидаторы, зарегистрированные в системе персонифицированного учёта ликвидаторов, распределены следующим образом: казахи составляют 51,73%, русские - 29,60%, уйгуры – 7,47%, оставшиеся 11,26% ликвидаторов представлены лицами других национальностей (татары, корейцы, немцы, азербайджанцы и т.д.).

В системе персонифицированного учёта имеются данные по роду выполняемых работ для четверти ликвидаторов, ныне проживающих в Алматинской области. Среди них основную массу от общего числа ликвидаторов составляли военнослужащие (12,27%) и рабочие (7,20%). На долю прочих родов деятельности приходилось 5,33% от общего числа ликвидаторов (или 21,5% от того количества ликвидаторов, чья занятость обозначена в системе).

Из числа зарегистрированных в персонифицированной системе ликвидаторов по Алматинской области только у 48,27% лиц зарегистрирована зона пребывания, и все они находились в 30-километровой зоне отчуждения.

Период пребывания на ЧАЭС наибольшего количества ликвидаторов приходится на 1987–1988 гг (62,57% по доступной информации за период 1986–1990 гг. и 31,2% от общего числа ликвидаторов по Алматинской области). Необходимо отметить, что у 49,87% ликвидаторов, внесённых в систему персонифицированного учета, не указан период пребывания, у 70,67% лиц не зарегистрирована дозовая нагрузка.

Крайне актуальным является вопрос о факторе неопределенности в дозиметрических данных [2–4].

Экспозиционные дозы зарегистрированы у 20% ликвидаторов от общего количества ликвидаторов с зарегистрированной дозой по Алматинской области.

Дозы внешнего облучения ликвидаторов варьируют в широких пределах: эквивалентная доза от 0,14 до 26 бэр (с одним аномальным значением в 430 бэр), экспозиционная – от 0,41 до 47 рентген.

От общего числа ликвидаторов с зарегистрированной эквивалентной дозой (88 человек) по Алматинской области, большинство (66,29%) получили дозу в пределах 1 бэр. 6,74% и 15,73% ликвидаторов соответственно получили эквивалентную дозу в 1–5 и 5–10 бэр. 11,24% ликвидаторов получили дозу облучения свыше 10 бэр.

От общего числа ликвидаторов с зарегистрированной экспозиционной дозой (22 человека) наибольшее количество ликвидаторов (31,82%) получили дозу от 5 до 10 рентген. Дозы облучения менее 1 Р и 1–5 Р получили по 18,18% ликвидаторов. На долю тех, чей уровень облучения составил более 10 Р приходится 31,82 % ликвидаторов.

Прогноз отдаленных радиологических эффектов по когорте ликвидаторов был сделан впервые ведущими экспертами на международной конференции в Вене (1996 г.), приуроченной к 10-й годовщине Чернобыля [5].

Мировой и отечественный опыт преодоления радиационных катастроф свидетельствует о том, что помимо генетических, онкологических и соматических эффектов они сопровождаются возникновением значительного психоэмоционального напряжения и стресса у населения, имеющее патогенетическое значение для развития ряда психосоматических состояний у облученных людей. Во многих случаях вследствие неадекватного восприятия риска последствий облучения (как недооценка, так и переоценка) возникают различные нарушения состояния здоровья облученного населения. Как правило, переоценка риска, в том числе и в результате недооценки оценок в источниках информации являются причиной развития хронического ситуационного стресса у населения и формирования невротических и психогенных расстройств.

В среднегодовой структуре отдельных классов заболеваний первое ранговое место среди ликвидаторов последствий аварии, внесенных в базу данных, занимали болезни системы кровообращения (34,8%), второе ранговое место – болезни органов пищеварения (24,9%), третье – болезни костно-мышечной системы и соединительной ткани (13,0%). Удельный вес остальных классов заболеваний колебался от 0,03% (врожденные аномалии) до 4,2% (болезни эндокринной системы, нарушения питания, болезни обмена веществ).

Таким образом, анализ данных по численному, возрастно-половому составу, данным медицинских наблюдений за состоянием здоровья и данным эффективных эквивалентных доз облучения ликвидаторов и их потомков, может быть положен в основу разработок социальных и медико-организационных мероприятий на государственном уровне по сохранению и укреплению здоровья и социальной поддержке пострадавших лиц и их потомков.

Литература

1. Ионова О. М. Динамика здоровья детей, родившихся от ликвидаторов аварии на Чернобыльской АЭС, и профилактика его нарушений : автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. мед. наук. - Иваново, 2004. - 24 с.
2. Питкевич В.А., Иванов В.К., Чекин С.Ю., Цыб А.Ф. К вопросу о лучевых нагрузках на участников ликвидации последствий аварии на Чернобыльской АЭС, занесенных в Российский государственный медико-дозиметрический регистр //Радиационная биология. Радиозкология. 1996. Т. 36, Вып. 5. С. 747-757. 26
3. Питкевич В.А., Иванов В.К., Цыб А.Ф., Максютов М.А., Матяш В.А., Щукина Н.В. Дозиметрические данные Российского государственного медико-дозиметрического регистра для ликвидаторов //Радиация и риск. 1995. Спецвыпуск 2. С. 3-44.
4. Pitkevitch V.A., Ivanov V.K., Tsyb A.F., Maksyoutov M.A., Matiash V.A., Shchukina N.V. Exposure levels for persons involved in recovery operations after the Chernobyl accident. Statistical analysis based on the data of the Russian National Medical and Dosimetric Registry (RNMDR) //Radiat. Environ. Biophys. 1997. V. 36, N 3. P. 149-160.
5. Cardis E., Anspaugh L., Ivanov V.K., Likthariev I., Mabuchi K., Okeanov A.E., Prisyazhniuk A. Estimated long term health effects of the Chernobyl accident //One decade after Chernobyl: summing up the consequences of the accident: International Conference. Background paper, session 3. Vienna, 1996.

ТЯЖЕЛЫЕ МЕТАЛЛЫ В ПОЧВЕННОМ ПОКРОВЕ ТЕРРИТОРИИ СОРСКОГО ГОРНО-ОБОГАТИТЕЛЬНОГО КОМБИНАТА (РЕСПУБЛИКА ХАКАСИЯ)

А.В. Бутенко¹, А.В. Таловская²

Научный руководитель профессор Е.Г. Язиков

¹ ООО «ХАКАСТИСИЗ», г. Абакан

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Основными видами воздействия горно-обогатительного комбината на окружающую среду являются: нарушение земной поверхности горными работами; выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников, выбросы при ведении горных работ; сбросы сточных вод в водные объекты; размещение на земной поверхности вскрышных пород и вырубка леса [7]. Разрабатываемое месторождение полезного ископаемого и другие, связанные с его разработкой объекты хозяйственной деятельности, представляют собой сложную природно-техногенную систему, содержащую ряд источников антропогенного воздействия на окружающую среду. В связи с этим возникает необходимость изучения воздействия антропогенных загрязнителей на компоненты природной среды.

Целью работы являлось определение уровня загрязнения почвенного покрова тяжелыми металлами на территории деятельности ООО «Сорский ГОК». Предприятие расположено на территории Усть-Абаканского района Республики Хакасия, в 105 км к северо-западу от ее центра - города Абакан [6]. На территории комбината было выбрано 6 ключевых участков для эколого-геохимической оценки состояния почвенного покрова (табл. 1).

Расстояние между точками на каждом участке – около 200 м (между первой и последней точками – около 1 км).

В каждой точке для определения химических показателей почв проводили отбор проб на глубину 0-5 см. В каждом пункте отбор почвы проводится методом конверта со сторонами 1*1 м². Из 5 точечных проб, каждая из которых 0,5 кг формировали объединенную пробу, что достигается смешиванием точечных проб, масса объединенной пробы должна быть не менее 2,5 кг. Пробы отбирали инструментом, не содержащим металлов (пластмассовый совок). Всего было отобрано 28 проб почв. Для получения данных о региональных фоновых значениях должны быть отобраны фоновые пробы почв вне сферы локального антропогенного

воздействия. В данном случае фоновая точка располагалась на расстоянии 5 км в юго-западном направлении от месторождения. Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществлялась по ГОСТ 17.4.4.02-84 и ГОСТ 17.4.3.01-83 [3,4]. Лабораторно-аналитические исследования проб проводили в ООО «Химико-аналитический центр «Плазма» (г. Томск).

Таблица 1

Характеристика ключевых участков

Номер ключевого участка	Характеристика участка	Количество точек отбора
1	промплощадка	3
2	северо-восточная часть от отвала № 7	5
3	восточная часть от отвала № 8	5
4	территория г. Сорска и близи него	5
5	юго-западная часть от хвостохранилища	5
6	северо-западная часть от хвостохранилища	5

Основным критерием гигиенической оценки загрязнения почв химическими веществами является предельно допустимая концентрация (ПДК), химических веществ в почве [1,2]. Опасность загрязнения тем больше, чем больше фактические уровни содержания контролируемых веществ в почве превышают ПДК [5].

То есть, опасность загрязнения почвы тем выше, чем больше значение коэффициента опасности (K_0) превышает 1, т.е. $K_0 = C/ПДК$

Оценка уровня химического загрязнения почв как индикатора неблагоприятного воздействия на здоровье населения проводится по следующим показателям [5,8]. Коэффициент концентрации химического элемента (K_k) определяется отношением фактического содержания определяемого вещества в почве (C_i) в мг/кг почвы к фоновому (C_f): $K_k = C_i / C_f$. Суммарный показатель загрязнения (Z_c) равен сумме коэффициентов концентрации химических элементов-загрязнителей: $Z_c = \sum K_k - (n-1)$, где n - число определяемых суммируемых элементов; K_k - коэффициент концентрации i -го компонента загрязнения со значением больше 1.

Ориентировочная оценочная шкала опасности загрязнения почв по суммарному показателю загрязнения Z_c выглядит следующим образом: $Z_c < 16$ – низкая степень загрязнения, $Z_c = \text{«от 16 до 32»}$ - средняя степень загрязнения, $Z_c = \text{«от 32 до 128»}$ - высокая степень загрязнения, $Z_c \geq 128$ – очень высокая степень загрязнения [5,8].

Анализ данных по содержанию химических элементов в почвах с ключевого участка №1 показал следующее. Содержание As превышает ПДК от 2 до 8 раза на территории промплощадки комбината, а также в фоновом районе отмечается превышение над ПДК в 3 раза, что вероятно свидетельствует о едином источнике As на изучаемой территории, может быть связано и с геологическими условиями территории. Сравнение как с ПДК, так и с фоновой величиной показывает, что наиболее загрязнена точка № 3, расположенная между отвалом № 7 и карьером. Содержание V, Mn, Pb и Sb в почвах не превышает ПДК. Относительно фоновых концентраций в почвах происходит накопление Pb и Sb.

Содержание V, Mn, Pb и Sb в почвах во всех точках ключевого участка №2 не превышает ПДК, тогда как содержание As в почве с точки № 11 (200 м от границы земельного отвода, глубина 5-20 см) превышает ПДК в 3,5 раза, а в точке № 12 (на границе земельного отвода, на глубине 0-5 и 5-20 см) – в 5 раз. Анализ данных по содержанию химических элементов в почвах с ключевого участка №3 показал, что содержание V, Mn, Pb и Sb в почвах во всех точках не превышает ПДК, тогда как во всех точках содержание As в почве превышает ПДК, за исключением точки № 16.

Содержание V, Mn, Pb и Sb в почвах во всех точках ключевого участка №4 не превышает ПДК, тогда как во всех точках содержание As в почве превышает ПДК. Анализ данных по содержанию химических элементов в почвах с ключевого участка №5 показал, что содержание Mn, Pb и Sb в почвах во всех точках не превышает ПДК, тогда как во всех точках содержание As в почве превышает ПДК, а содержание V незначительно превышает ПДК в почвах с точки № 26 и 28. В почвах во всех точках с ключевого участка №6 содержание V, Mn, Pb и Sb не превышает ПДК, тогда как во всех точках содержание As в почве превышает ПДК. Сравнение среднего значения величины суммарного показателя загрязнения (с учетом Mo и Cu) на изученных профилях показало, что почвы (0-5 см) с территории ключевого участка № 1 (промышленная площадка) соответствуют очень высокой степени загрязнения; ключевого участка № 4 (вблизи и на территории г. Сорска) – высокой степени загрязнения; ключевого участка № 2 (северо-восточная часть отвала № 7) – средняя степень загрязнения. Почвы из ключевого участка 3 (восточная часть от отвала № 8), участка № 5 и 6 (северо- западная и юго-западная части от хвостохранилища) характеризуются низким уровнем загрязнения. Сравнение среднего значения величины суммарного показателя загрязнения без учета Mo и Cu показало, что почвы (0-5 см) с территории промышленной площадки соответствуют средней степени загрязнения, тогда как почвы с других участков исследования - низкой степени загрязнения.

Таблица 2

Коэффициент концентрации тяжелых металлов и суммарный показатель загрязнения (Zспз)

Ключ. участ ки	Cd	As	Pb	Zn	Co	Ni	Mo	Cu	Sb	Cr	V	Mn	Sr	Zспз
№1	4.97	1.36	2.03	1.47	0.83	1.50	125.9	5.37	1.33	0.93	0.63	0.67	0.93	135.92
№2	1.07	0.61	1.04	0.91	0.89	1.99	1.64	1.52	0.63	1.21	0.89	1.02	0.92	2.34
№3	1.12	1.18	1.06	0.68	0.58	0.96	5.95	1.15	1.29	1.12	0.66	0.74	0.84	5.33
№4	2.16	1.14	1.75	1.07	0.73	1.26	32.63	2.85	1.41	1.27	0.72	0.74	0.84	36.57
№5	0.38	0.71	0.95	0.89	1.05	1.71	1.87	1.10	0.57	1.23	1.10	0.98	1.12	1.66
№6	0.98	0.82	1.47	0.80	0.80	1.58	1.93	0.87	0.90	1.17	0.80	0.84	0.92	1.88

Следует отметить, что высокое содержание в почве таких элементов, как медь и молибден может носить природный характер, то есть может быть обусловлено типом почв в точках отбора проб, а также геологическими условиями района.

В итоге, по результатам анализа можно предложить следующий перечень элементов для производственного экологического контроля почв - Mo, Cu, W, Cd, Pb, Ni, As, Zn. Выбор данных элементов обусловлен тем, что их содержание в почвах превышает фоновые значения в большинстве точек отбора проб.

Литература

1. ГН 2.1.7.2041-06. «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве». - Госстандарт, М., 2006.
2. ГН 2.1.7.2042-06. «Ориентировочно-допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве». - Госстандарт, М., 2006.
3. ГОСТ 17.4.3.01-83. «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб». - Госстандарт, М., 1983.
4. ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического и гельминтологического анализа». - Госстандарт, М., 1984.
5. Методические указания по оценке степени опасности загрязнения почвы химическими веществами, Москва, 1987 г.
6. Отчет по анализу соответствия деятельности предприятия требованиям в области охраны окружающей среды. ЗАО «Группа компаний ШАНЭКО». - М., 2011
7. Певзнер М.Е., Костовецкий В.П. Экология горного производства. - М.: Недра, 1990. - 230 с.
8. Саев Ю. Е., Ревич Б. А., Янин Е. П. Геохимия окружающей среды и др. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
9. Язиков Е.Г., Шатилов А.Ю. Геоэкологический мониторинг: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 276 с.

ХАРАКТЕРИСТИКА МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ОТХОДОВ ТЕЙСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.С. Бучельников

Научный руководитель доцент С.В. Азарова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Загрязнение окружающей среды отходами производства является одной из важнейших проблем современности, и предприятия горнодобывающей промышленности, в частности предприятия по добыче железной руды, занимают лидирующие позиции в этом [1]. На их примере можно продемонстрировать все этапы техногенного воздействия на окружающую среду, к которому относится использование природных ресурсов, техногенная трансформация ландшафтов, а также большое количество отходов, образующееся в процессе добычи, переработки и транспортировки руды [2].

Техногенные массивы являются источниками загрязнения всех природных сред за счет пыления и вымывания из них загрязняющих веществ. С течением времени в отвалах, хвостохранилищах и шламохранилищах предприятий, деятельность которых связана с отработкой железной руды, накапливается большое количество именно железосодержащих. Часто это токсичные компоненты, оказывающие негативное воздействие на окружающую среду

Изучаемое предприятие расположено на территории Республики Хакасия, для которой добыча полезных ископаемых открытым способом является важной отраслью экономики и в то же время – ключевым источником негативного воздействия на окружающую среду.

Объект исследований – пробы с хвостохранилища, шламоотстойника, отвалов «Южный – 2», «Северный», «Южный», «Южный-1», склада промпродукта отходов Тейского железорудного месторождения. Отбор проводился горстевым, точечным способами и вычерпыванием [6].

Общим для всех хвостохранилищ является то, что они являются приземными источниками неорганизованного поступления радиоактивных и токсических загрязнений в окружающую среду. Отвалы пустой породы оказывают значительное влияние на загрязнение атмосферы.

Изучение отходов необходимо как для определения их негативного воздействия, так и для возможного дальнейшего применения. Отвалы также интересны как перспективные источники сырья для различных областей индустрии [1].

Согласно ранее проведенной геохимической характеристике отходов, в пробах с отвала «Северный» были обнаружены повышенные концентрации As, Cr, Cu, Zn, Pb; в отвалах «Южный» и «Южный-2» – повышенные концентрации As, Zn, Ni, Co; для хвостохранилища характерны повышенные концентрации As, F, Cr, Cu, Cd, Co, Ni, Mo, B, U; в пробах шламоотстойника повышенные концентрации As, V, F, Ni, Cu, Co, Cr, B, U; для промпродукта характерно повышенное содержание As, Zn, B, Co, Ni, V. относительно фона и ПДК. [6].

Минералогический состав определялся методом рентгеноструктурного анализа, основанном на установлении соответствия между атомной структурой исследуемого образца и пространственным распределением рентгеновского излучения, рассеянного образцом. Исследование выполнено на кафедре геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета в лаборатории электронно-оптической диагностики МИНОЦ «Урановая геология».

В ходе исследования были получены следующие результаты: для проб хвостохранилища породообразующими минералами являются: доломит, микроклин, иллит, кальцит, тальк, карлинит, кварц, клинохлор, мусковит. Отвал «Северный» имеет схожий состав. В пробах отвала «Южный» породообразующими минералами являются: доломит, кальцит, карлинит, кварц, клинохлор, флогопит, тальк. В отвале «Южный-2» породообразующими минералами являются: кальцит, альбит, кварц, клинохлор, мусковит, хлорит. В пробе отвала «Южный-1» обнаружены: кальцит – 74,5%, микроклин – 9,4%, эпидот – 6,3%, кварц – 6,2%, клинохлор – 3,5%. В пробе шламоотстойника обнаружены: микроклин – 25,9%, мусковит – 24,6%, кварц – 21,5%, клинохлор – 18%, альбит – 10%. В пробе промпродукта присутствуют: доломит – 23,3, магнетит – 17,6, клинохлор – 53,3, хризотил – 1,2, флогопит – 3,9, карлинит – 0,7.

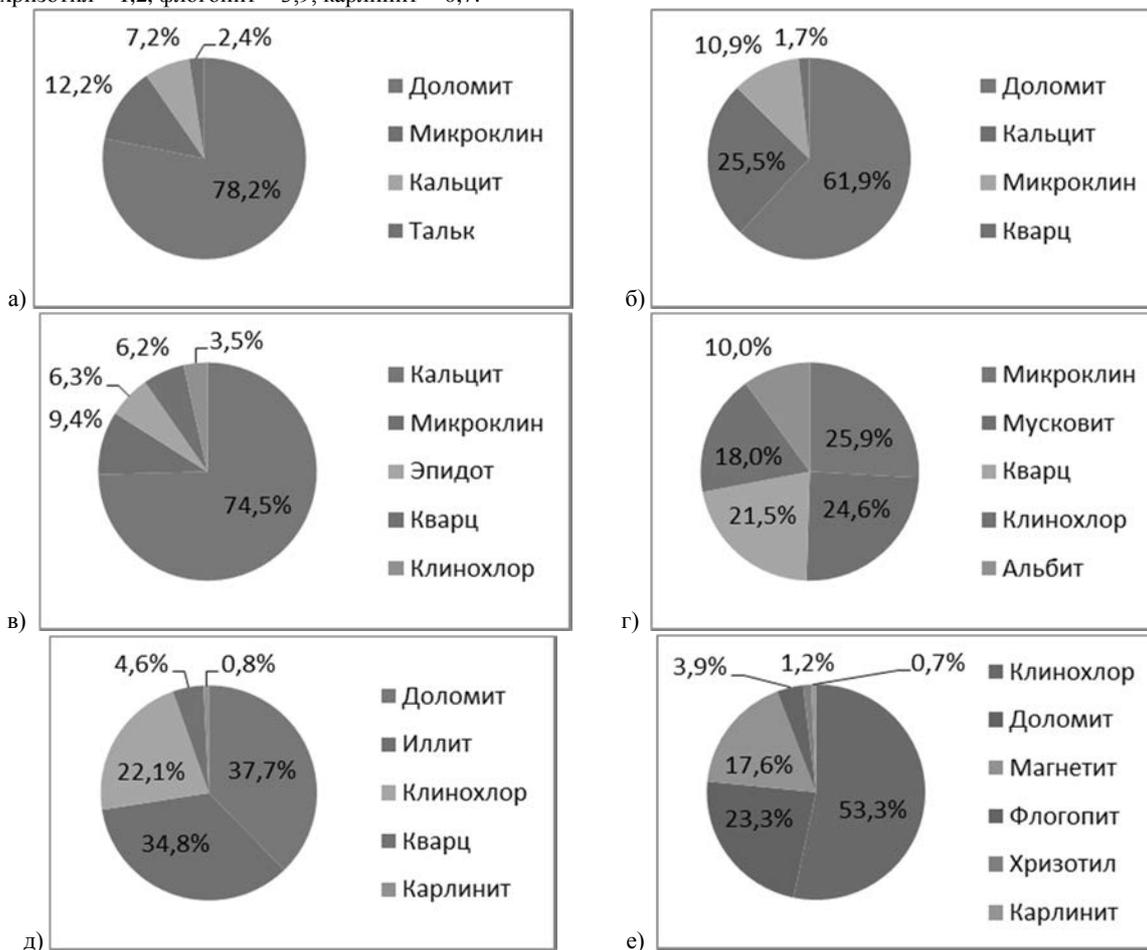


Рис.1 Минералогический состав отходов (а – отвал «Северный», б – отвал «Южный», в – отвал «Южный-1», г – шламоотстойник, д – хвостохранилище, е- промпродукт)

Видно, что каждый тип отходов характеризуется своим минеральным составом. Предположительно, это может быть связано с процессами обогащения и извлечения полезных компонентов. Каждый тип отходов характеризуется собственным списком элементов, подверженных миграции, например, для хвостохранилищ месторождений данного типа характерна миграция Ba, Co, Cr, Cu, Li, Mn, Mo, Ni, Pb, Sb, Ti, V, Zn, а жидкая составляющая пульпы характеризуется высокими содержаниями кальция, железа, магния, натрия и алюминия. [4].

В ходе исследования были определены основные, породообразующие минералы в составе отходов, что позволяет предположить возможное негативное воздействие на окружающую среду.

Литература

1. Умнов В.А. Управление отходами в горной промышленности // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 1995. - №5. – С.99-106.
2. Петин А.Н., Уколова Е.В., Фурманова Т.Н. Влияние техногенно-минеральных образований на состояние окружающей природной среды и динамика добычи вскрышных пород Лебединского ГОКа Старооскольско-Губкинского горнопромышленного узла // роблемы рекультивации отходов быта, промышленного и сельскохозяйственного производства. Материалы III Международной научной экологической конференции, 2013
3. Баркан М.Ш., Кабанов Е.И. Перспективы утилизации отходов горно-металлургических предприятий при добыче и переработке железорудного сырья. / Материалы межвузовской интернет-конференции «Экологические проблемы минерально-сырьевого комплекса». – СПб.: СПГГИ (ТУ), 2011.
4. Целюк Д.И., Целюк И.Н. Комплексная оценка техногенного воздействия намывных хвостохранилищ железорудных объектов Восточной Сибири на окружающую среду // Вестник Красноярского государственного педагогического университета им. В.П. Астафьева. – 2012. №3. С. 328-331
5. Язиков Е.Г., Азарова С.В. Эколого-геохимическая характеристика отходов горнодобывающего предприятия, их токсичность и воздействие на почвы // Горный журнал. – 2003. №11. С.61-64

ОЦЕНКА НАКОПЛЕННОГО ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОТРАБОТАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОБЛАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

М.В.Быкова

Научный руководитель профессор М.А.Пашкевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция расположена в пределах Республики Коми и Ненецкого автономного округа Архангельской области РФ. Её площадь составляет 350 тысяч км². Включает Ижма-Печорскую, Печоро-Колвинскую, Хорейвер-Мореюскую, Северно-Предуральскую нефтегазоносные области и Ухта-Ижемский нефтегазоносный район. Наиболее значительными месторождениями являются: Ярегское, Верхнеомринское, Пашнинское, Лаявожское, Усинское, Вуктыльское, Интинское, Южно-Шапкинское, Харьягинское, Варандейское, Сарембойское. Кустарная добыча и переработка ухтинской нефти началась с 1745. Разведочно бурение ведётся с 1890. Первое месторождения лёгкой нефти (Чибьюское) было открыто в 1930, тяжёлой (Ярегское) — в 1932. Уже к 1987 в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции было выявлено свыше 75 месторождений нефти и газа (свыше 230 залежей).

В тектоническом отношении провинция приурочена к северо-восточной части Восточно-Европейской платформы и прилегающим с востока Предуральскому и Предпайхойскому краевым прогибам. Ограничена на западе и юго-западе поднятиями Тимана, на востоке и северо-востоке — Уралом и Пай-Хоем, на севере открывается в Баренцево море. Фундамент сложен верхнепротерозойскими породами. Осадочное выполнение представлено палеозойскими и мезозойскими отложениями с максимальной мощностью от нескольких сотен метров (Тиман) до 6-8 км (платформенные прогибы) и до 10-12 км (Предуральский прогиб). Залежи большей частью сводовые (пластовые или массивные), часто с литологическим или стратиграфическим экранированием, реже тектонически экранированные. В южной части Ижма-Печорской впадины, на Колвинском мегавалу, в Хорейверской впадине и на Варандейском валу выявлены преимущественно нефтяные месторождения; в Верхнепечорской впадине Предуральского прогиба — большей частью газовые и газоконденсатные. Нефти в основном метанонафтенового состава, парафинистые (2-5%), реже высокопарафинистые (6-23,4%), очень редко малопарафинистые (2%). Плотность нефтей составляет в среднем 807-981 кг/м³. Свободные газы метановые, из углеводородных компонентов, содержат N₂ и CO₂. Некоторые попутные газы — углеводородно-азотного состава. Конденсат обладает плотностью 672-790 кг/м³ и содержится во многих газовых залежах в количествах 10-415 г/ м³.

На данный момент в области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции помимо ныне разрабатываемых месторождений находится большое количество отработанных, законсервированных и числящихся на балансе запасов.

Отработанные и законсервированные месторождения углеводородного сырья представляют наибольший интерес с точки зрения оценки накопленного техногенного воздействия, в частности таким является Кумжинское, ныне расположенное на территории государственного Ненецкого заповедника, образованного в 1997 году постановлением Правительства РФ №1579 и нижнепечорского заказника, присоединенного в 2010 году приказом МПР РФ в ведомства заповедника.

Кумжинское газоконденсатное месторождение расположено в северо-западной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП), на территории Ненецкого автономного округа примерно в 90 км к северо-востоку от центра округа – города Нарьян-Мара. Впервые юго-восточная часть Кумжинской структуры была выявлена в 1968 году и уже в 1970 году подготовлена к глубокому поисковому бурению детальными сейсморазведочными работами.

В 1974 году Кумжинская площадь была введена в глубокое поисковое бурение и в этом же году на площади была пробурена первая структурно-поисковая скважина. В ходе проведения поисковых работ пробурено более 130 скважин, была установлена промышленная газоносность и выявлены скважины с промышленным притоком нефти. Месторождение по запасам является крупным, второе в пределах НАО после Лаявожского.

В 1980 году на скважине Кумжа-9 произошёл выброс газа во время бурения, после чего начался пожар. 25 мая 1981 года на месторождении на глубине порядка 1,5 тыс. м был взорван ядерный заряд, мощность которого составила 37,6 килотонны тротилового эквивалента, целью взрыва был сдвиг геологических пластов. Операция носила название «Пирит». Взрыв оказался неудачным, месторождение пришлось законсервировать, вокруг аварийной скважины была возведена дамба, которая со временем стала разрушаться. Внутри дамбы образовались грифоны, через которые наружу продолжали выходить нефтепродукты.

На данный момент вопросами экологии на данной территории занимаются специалисты ОАО «Ненецкая нефтяная компания» (ННК) совместно с сотрудниками государственного Ненецкого заповедника.

В последние десять лет был проведен комплекс мероприятий, включивший в себя консервацию скважин при помощи бетона, вывоз строительного и производственного мусора, рекультивация нефтезагрязненных грунтов, буровых площадок, мест для хранения химикатов. Новых буровых площадок на территории Кумжи не появится, так как на территории заповедника скважины делать запрещено законом.

Но, не смотря на это, последствия аварии на скважине №9 до сих пор не устранены, на полную ликвидацию последствий аварии на Кумже по подсчетам специалистов требуется не менее 50 миллионов рублей. В июле 2015 года автором была проведена визуальная оценка накопленного техногенного воздействия.

В районе расположения скважины №9 наблюдаются участки почв с характерным запахом нефтепродуктов и не имеющих растительности т.к. загрязнение углеводородами сказывается на биологической продуктивности растительного покрова. Были отобраны пробы для последующего проведения анализа.

В стоячих болотных водах в радиусе более 500 метров отмечалось присутствие нефтепродуктов в виде пленки, что может свидетельствовать о наличии утечки и выхода на поверхность углеводородного сырья после уже проведенной консервации скважины и рекультивации земель.

В месте аварийного участка (грифона) еще в 1981 году была сооружена дамба из песка на притоке Малый Гусинец. В 2014 году северная часть дамбы разрушилась в результате высокого паводка и нефтепродукты свободно попадали в Коровинскую губу Баренцева моря. На момент проведения собственной оценки дамба была частично восстановлена, но на западном берегу был отмечен накопившийся слой нефтепродуктов. Так же при отборе проб донных отложений наблюдается появление «радужной» пленки при нарушении целостности поверхности дна.

В районе расположения скважин №1 и №2 на смежной площадке так же были обнаружены почвы, загрязненные нефтепродуктами в виде потрескавшейся корки и лишённые растительности.

Всего на территории Кумжинского месторождения в окрестности скважин №1, 2 и 9 было отобрано 6 проб, представляющих собой соответственно: корка с поверхности грунта берега притока Малый Гусинец, донные отложения, намывтый грунт на берегу, грунт в области металлической конструкции скважины №9, насыпной грунт буровой площадки скважины №9 и корка с поверхности грунта буровой площадки скважин №1 и 2.

Отобранные пробы нефтезагрязненного грунта и донных отложений были проанализированы на ИК-Фурье спектрометре IRAffinity-1 в Научно-образовательном центре коллективного пользования Горного университета. Пробы предварительно были переведены в состояние раствора смеси нефтепродуктов в четыреххлористом углероде.

Полученные значения общего содержания нефтепродуктов, пересчитанные в концентрацию в почве, представлены в таблице.

Таблица

Общее содержание нефтепродуктов в пробах

№ пробы	1	2	3	4	5	6
Общее содержание нефтепродуктов, г/кг	372,5	16,5	41,5	0,65	4,8	311

Сопоставляя полученные результаты с градацией степени загрязнения почв и грунтов химическими веществами, можно говорить об очень высоком уровне загрязнения нефтепродуктами подавляющего количества проб.

Данная оценка позволяет сделать выводы о неэффективности проведенной ранее рекультивации, возможном выходе нефтепродуктов на поверхность путем просачивания вместе с водой по трещинам, а так же во время половодья. В дальнейшем, полученные результаты позволят выбрать способ повторной рекультивации нарушенных земель.

Разработка месторождений углеводородного сырья требует особого внимания к охране недр и решению вопросов по объемам, видам и организации рекультивации еще на этапе планирования. Природно-климатические особенности в районе Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции создают дополнительные проблемы при добыче полезного ископаемого. Преобладающая часть месторождений расположена к северу от Полярного круга, что подразумевает низкую температуру, наличие вечной мерзлоты, значительную высоту снежного покрова зимой и заболоченность местности в теплое время года. В частности, дельта реки Печора, где расположено отработанное месторождение углеводородного сырья Кумжинское, представляет собой равнину с

большим количеством крупных и небольших островов с многочисленными озёрами, разнообразных по глубине, площади и степени зарастания водного зеркала.

Накопленное техногенное воздействие может привести к изменению гидрологических режимов водных объектов и качественного состава вод, что может привести к изменению мест массового гнездования водных и околоводных птиц, изменению русла миграции на нерест семги, проходных и полупроходных рыб, места нагула и нереста местных рыб.

К сожалению, проблема нерекультивированных нарушенных земель наблюдается на многих участках месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции из-за ограниченного доступа к местам нарушений и загрязнений после их отработки, вследствие отсутствия дорог и особенностей климатических зон Республики Коми и Ненецкого Автономного Округа.

Оценка накопленного техногенного воздействия позволяет проследить общие закономерности формирования и изменений экологической ситуации под влиянием антропогенных факторов, а так же найти возможные пути решения проблем в данной непростой сложившейся ситуации.

Литература

1. Моргунова Н.А. Атлас Архангельской области. – М.: ГУГК, 1976. – 72 с.
2. Вечная мерзлота и освоение нефтегазоносных районов / Под ред. Е.С Мельников – М.: ГЕОС, 2002. – 402 с.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ И КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАНОМАТЕРИАЛОВ В ВОДНЫХ ОБЪЕКТАХ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Е.А. Быковская

Научный руководитель доцент М.А. Кустикова
Университет ИТМО, г. Санкт-Петербург, Россия

Целью работы является идентификация и количественное определение наноматериалов в водных объектах.

В задачи работы входит:

- количественная оценка антропогенных и природных факторов, определяющих источник поступления наноматериалов в водные объекты;
- изучение влияния морфометрических характеристик водных объектов, гидрологических гидробиологических и физико-химических показателей на межфазовое распределение веществ в системе вода – донные отложения;
- метрологическое обеспечение контроля содержания наноматериалов в природных и сточных водах;
- выбор метода получения количественных данных сравнительной характеристики и оценки степени загрязнения наноматериалами различных компонентов экосистем.

В настоящее время в мире уделяется большое внимание перспективам развития нанотехнологий, которые направлены на широкое использование и главное получение веществ и материалов с диапазоном размеров 100 нм. Исследование каким образом ведут себя частицы такого размера, предоставляет широкие перспективы для целенаправленного получения материалов с новыми свойствами, такими как уникальная механическая прочность, особые магнитные, электрические, спектральные, биологические и химические характеристики. Подобные материалы могут найти применение во многих областях промышленности и научных исследованиях. Применение нанотехнологий и наноматериалов одно из самых перспективных направлений науки и техники. Важной задачей является изучение потенциальных рисков вследствие использования наноматериалов, так как в дальнейшем возможно их тесное взаимодействие с человеком и другими биологическими объектами. Проблема безопасности наноматериалов в настоящее время выдвигается на первый план во всем мире.

В настоящее время зарегистрировано около 2000 наименований наноматериалов. Основываясь на данных о форме и химическом составе, можно выделить следующие основные виды наноматериалов:

- наночастицы простых веществ (не углерода);
- углеродные наночастицы (фуллерены, нанотрубки, графен, углеродные нанопены);
- наночастицы бинарных соединений;
- препараты наночастиц сложных веществ.

Безусловно, в результате производства и использования наноматериалов, возможно их попадание в объекты окружающей среды, в том числе и водные.

Загрязнение водных объектов это одна из актуальных проблем Санкт-Петербурга. При этом экологическое состояние водотоков определяется не только качеством толщ воды, но и в значительной мере процессами массопереноса на границе вода – дно. Такие процессы для водотоков, испытывающих постоянную антропогенную нагрузку, могут приводить не только к ускоренному накоплению загрязняющих веществ в донных отложениях, но и к вторичному загрязнению водных объектов [2]. Важно заметить, что наноматериалы обладают высокой способностью к аккумуляции.

В результате длительного антропогенного воздействия внутренняя нагрузка может достичь величин соизмеримых с внешним поступлением и стать значимой составляющей в формировании суммарной нагрузки. И даже если внешний источник загрязнения устранен, в дальнейшем становится возможна обратная миграция

поллютанта из донных отложений в воды. Исключение влияния токсичных донных отложений является одной из первоначальных задач для обеспечения экологической безопасности водоемов Санкт-Петербурга [2].

Наноматериалы используются в мире более 10 лет, однако до сих пор ни один из них не изучен в полном объеме на безопасность ни в одной из стран мира. Характер переноса наночастиц в окружающей среде (воздушные и водные потоки), накопление в почве, донных отложениях могут значительно отличаться от поведения частиц веществ более крупного размера. Это подтверждает необходимость изучения данного вопроса.

Имеющиеся на данный момент исследования, в этом направлении, указывают на то, что наноматериалы могут быть токсичными, тогда как их эквивалент в обычной форме в этой же концентрации безопасен.

В настоящее время существуют серьезные пробелы в знаниях о воздействии наноматериалов на здоровье, окружающую среду и безопасность. В основном это связано с отсутствием эталонов и стандартизации методологии тестирования.

Таким образом, задача разработки необходимых методов тестирования и полного определения характеристик наноматериалов является актуальной.

В результате теоретического анализа было определено, что на безопасность и токсичность наноматериалов для организма могут влиять такие их характеристики как размер, химия поверхности, морфология, кристаллическая структура и другие. Влияние наночастиц на организм человека двояко. Например, возможность использования наночастиц в качестве транспортного средства для лекарственных препаратов, в том числе при лечении раковых опухолей [3]. Однако взвешенные частицы могут представлять и потенциальную угрозу здоровью людей. Например, в высоко полидисперсных природных водах опасность частиц связана с их высоким сорбирующим потенциалом в силу большой совокупной площади активной поверхности, а также в связи с наличием характерных дополнительных физических эффектов, способствующих более активной сорбции материалов [4]. Частицы наномасштабного диапазона обладают высокой проникающей способностью, как через существующие фильтры стандартных очистных установок, так и через ткани организма человека. В этой связи, увеличивается потенциальная опасность для здоровья при высоком содержании частиц наномасштабного диапазона в сильно загрязненных водных объектах, особенно в районах, непосредственно соседствующих с водозаборами питьевого водоснабжения населенных пунктов.

Естественные водные объекты в своей толще содержат частицы разной природы и широкого размерного диапазона, включая частицы наномасштабных размеров, для которых характерны весьма низкие значения гидравлической крупности. Они способны оставаться во взвешенном состоянии неопределенно долгое время, поддерживаясь в толще воды за счет броуновского движения [5]. Считается, что распределение частиц по размеру в природных водах происходит следующим образом: с уменьшением размера частиц их количество возрастает экспоненциально [6].

При анализе природных вод, важно учитывать закономерности распространения водных масс, подверженных сезонным изменениям.

В мире разрабатываются методы определения наноматериалов, основанные на использовании масс-спектрометрии матрично-активированной лазерной десорбции/ионизации, атомно-силовой микроскопии, рентгеновской эмиссионной спектрометрии, радиоактивных, стабильноизотопных и спиновых меток, электрических и белковых биосенсоров, электронной микроскопии, квазиупругого лазерного светорассеяния, высокоэффективной обращеннофазовой жидкостной хроматографии, аналитического центрифугирования.

Стандартные методы измерения крупности, применяемые в классической гидрологии для частиц размером более 1 мкм (с помощью стандартного фракциометра или пипеточной установки), оказываются неприемлемыми из-за малой гидравлической крупности наночастиц.

Уже сейчас для оценки размеров частиц наномасштабного диапазона в природных водных объектах начали применяться методики, используемые в других областях исследований. Каждая из них имеет как преимущества, так и недостатки. На основе проведенного анализа был выбран метод, основанный на принципе оценки различной подвижности частиц в электрическом поле в зависимости от их размера. Анализ планируется проводить при помощи сканирующего анализатора подвижности частиц. Подвижность аэрозольной частицы определяется ее электростатическим зарядом и массой, то есть частицы одного размера и заряда будут вести себя в электромагнитном поле одинаково [1]. Исходя из возможностей используемого прибора, анализ можно будет провести в узком спектре размеров от 2 до 300 нм. Измерения на указанном устройстве позволяют определить количество частиц, полученных из исследуемого образца воды, в кубическом сантиметре воздуха. Несмотря на то, что подобный анализ не позволяет получить абсолютные значения напрямую, он даст возможность сравнить результаты между собой и сделать выводы об относительном содержании частиц интересующего размера.

Долговременные перспективы комплексного использования водоемов и водотоков требуют изучения их современного экологического состояния и оценку уровней загрязнения, с целью прогнозирования качества воды.

Недостаточное количество экспериментальных работ в этом направлении и значимость описанной ранее проблемы определили цель исследований. Полученная в дальнейшем информация о природе и динамике наночастиц может обеспечить более глубокое понимание процессов, связанных с формированием экологического состояния водных объектов. Она будет представлять помимо практического значения большой научно-исследовательский интерес, поскольку в настоящее время изучение механизма появления, транспорта и трансформации частиц наномасштабного диапазона в условиях естественных водных объектов находится в стадии накопления фактического материала.

Литература

1. Калечиц В. Нанотехнология: измерение параметров частиц, научно-технический журнал Nanoindustry, выпуск 5, 2010 г. – с. 70-75.
2. Быковская Е.А. Обоснование необходимости очистки рек и каналов Санкт-Петербурга от донных отложений. Сборник работ студентов НИУ ИТМО, победителей конкурса грантов правительства Санкт-Петербурга / Под ред. В.О. Никифорова. - СПб.: НИУ ИТМО, 2013. - 239 с. – С. 25 – 36.
3. Конопляников А.Г. Использование SP3-наночастиц в терапии рака и для стимуляции репаративных процессов в поврежденных нормальных тканях. Медицинский радиологический научный центр МЗИСР РФ, Обнинск, Россия. Сборник материалов VIII Национального конгресса по онкологии с международным участием, 10-13.2011, Болгария. –С.38-40.
4. Поздняков Ш.Р. Проблемы расчета и измерения характеристик наночастиц в водных объектах. СПб., Изд. «Лема», 2012. – 226 с.
5. Румянцев В.А., Крюков Л.Н., Поздняков Ш.Р., Рыбакин В.Н. Природные и техногенные наночастицы Ладужского озера. СПб, «Общество. Среда. Развитие», 2010. - № 3. – С. 229 – 232.
6. Peternej Andreja. Size and Charge of Particles in Surface Waters. Master Thesis, Water and Environmental Engineering Department of Chemical Engineering, Lunds University, Sweden, 2009. - 73 P.

**К ВОПРОСУ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ ГОРОДА БАЛЕЙ (ЗАБАЙКАЛЬСКИЙ
КРАЙ)**

Н.Н. Веневская

Научный руководитель доцент Е.Е. Барабашева
Забайкальский государственный университет, г.Чита, Россия

Добыча золота из россыпей в районе современного г. Балей ведется с 1858 года. До 1929 года россыпное золото добывалось драгами. В 1929 году в окрестностях села Новотроицкое открыто Балейское коренное месторождение золота. В 1948 начата разработка Тасеевского золоторудного месторождения. В пределах Балейского рудного района находятся три горных предприятия - рудник «Балей», рудник «Тасеево», Ундинский прииск, участки Явленка, Каменка, Казаковский, Алия, Средний Голготай, две золотоизвлекательные фабрики, ГРЭ и др. вспомогательные производства. Балейское и Тасеевское месторождения отрабатывались подземными горными выработками и карьерами. Отработка россыпных месторождений велась 7 крупнолитражными драгами. В 1995 г. рудная добыча золота прекращена.

В настоящее время город окружен отработанными карьерами, шахтами, отвалами, остатками зданий, цехов огромных золотоизвлекательных фабрик, русло реки Унда перекопано до неузнаваемости. Отвалы карьеров и шахт изменяют гидрогеологический режим прилегающих территорий, оказывают химическую и радиологическую токсикацию грунтов и вод. Поллютанты вымываются из отвалов в окрестные грунты и почвы, поверхностные водоемы, попадают в приусадебные хозяйства населения, оказывают экологически опасное воздействие на флору и фауну. Среднегодовые концентрации ртути, свинца, мышьяка и марганца в атмосферном воздухе превысили ПДК в 1,3–3,3 раза. В настоящее время происходит выделение капельной ртути с поверхности хвостохранилищ бывшей золотоизвлекательной фабрики. Хвостохранилища загрязняют воздушный бассейн и создают высокую агрессивность техногенных вод.

В результате разработки черных монацитовых песков возникла природная аномалия, вызывающая повышенный радиационный фон. Реальную угрозу представляет возможность разноса монацитовых песков, их пыли и аэрозолей воздушными массами. Кроме того, строительство жилых домов и нежилых комплексов на территории г. Балей велось с использованием песков, включающих монацит. По результатам радиологических исследований, определены аномалии с повышенным содержанием радона в воздухе жилых помещений и общественных зданий, а также в водоисточниках, снабжающих центральную часть города. На месте разработок предприятия выявлена техногенная аномалия площадью 3 км, а в пределах жилой застройки города выявлена зона диаметром до 11 км с концентрацией радона, превышающей фоновую почти в 30 раз.

При дражной разработке россыпных месторождений золота по р. Унда использовались семь крупнолитражных драг. В итоге речная долина значительно преобразилась и превратилась в систему ям и отвалов. В результате размыва глинистых осадков речная вода обогатилась тонким илистым материалом, что пагубно сказалось на населяющую реку флору и фауну. Рыбы практически уже нет, животные остерегаются подходить близко к воде. После прекращения работы драг необходимо не менее сотни лет для полного природного восстановления речной биоты.

В районе действующего Каменского карьера, по данным гидрогеологов, в подземных водах, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения, обнаружено большое количество железа (до 31 ПДК), марганца (до 3,8 ПДК) и нефтепродуктов (до 3 ПДК). В настоящее время ООО «Каменский карьер» планирует расширение участка работ, в результате чего необходим перенос автомобильной трассы, жилых кварталов поселка Каменка и русла р. Унда.

Еще одной проблемой г. Балей является то, что строения находятся непосредственно над шахтами. В разных частях города постоянно происходят огромные и глубокие провалы почвы, «земля уходит из-под ног». Архивных данных о расположении и глубине отработанных шахт, находящихся под городской территорией, как оказалось, не существует. Остается насущной проблема непредсказуемости очередных провалов.

Возникшие на протяжении многих лет экологические проблемы г. Балей необходимо решать в ближайшее время, так как ситуация может полностью выйти из-под контроля. В первую очередь требуется

проведение технической и биологической рекультивации отвалов, отработанных горных выработок, хвостохранилищ. Необходимо провести мероприятия по созданию лесных насаждений на территории бывших карьеров и хвостохранилищ. Зеленые насаждения за счет задерживающей и поглощающей способности оздоравливают окружающую среду. Для успешного результата необходимо использовать несколько видов древесных растений: иву белую, тополь канадский, крушину ломкую, казацкий и виргинский можжевельник, бузину красную [2].

Для восстановления режима реки Унда необходимо выполнить очистку дна от илистых отложений, укрепить берега устойчивыми от ветровой и водной эрозии дамбами, сформировать за счет извлеченных донных отложений прибрежный ландшафт. Эти комплексные мероприятия обеспечат восстановление естественной береговой линии и рельефа дна русла реки, создадут устойчивый техно-природный ландшафт. Для ускорения процессов восстановления водной фауны необходимо после оседания взвеси и осветления воды не только обеспечить связь карьеров с рекой, но и попытаться создать в них мелководную литоральную зону, которая в летнее время будет быстро прогреваться и способствовать развитию водной растительности, зоопланктона и зообентоса.

В дальнейшем, при строительстве жилых и нежилых зданий, применять современные методы строительства на пустотах (уплотнение грунтов путем взрывов, устройство набивных грунтовых свай, возможное обрушение провалов малоустойчивых и неустойчивых кровель сейсмическими волнами и др.).

Отвалы, образующиеся после работ в Каменском карьере, необходимо складировать в определенном месте подальше от поселения, во избежание накопления загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и подземных водах.

В целях улучшения радиационной обстановки обеспечить население доброкачественной питьевой водой; переселить жителей из жилых домов с повышенным радиационным фоном, вследствие использования загрязнённого строительного материала (ул. Шилкинская, 2-1, ул. Шилкинская, 12-2, ул. Новая, 10.) Выбор земельных участков для строительства зданий и сооружений проводить с учётом уровня выделения радона из почвы и гамма-излучения [1].

Литература

1. Ревич Б.А. «Горячие точки» химического загрязнения окружающей среды и здоровье населения России / под ред. В.М. Захарова. — М.: Акрополь, Общественная палата РФ, 2007. 325 с.
2. Сметанин В.И. Рекультивация нарушенных земель. — М.: КолоС, 2009. - 134 с.

НАХОЖДЕНИЕ ПЛУТОНИЯ В ПОЧВАХ И РАСТИТЕЛЬНОСТИ ИЗ ПРИЛЕГАЮЩИХ РАЙОНОВ БЫВШЕГО СЕМИПАЛАТИНСКОГО ИСПЫТАТЕЛЬНОГО ПОЛИГОНА (СИП)

М.К.Воротило

Научный руководитель профессор Л.П.Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Плутоний – химический элемент, открытый в 1940 г. Г.Т.Сиборгом, А.Валем и Дж.У.Кеннеди (г.Беркли, Калифорния, США), которые получили его при облучении урана ядрами тяжелого водорода [3]. Это был второй, искусственно полученный элемент, после нептуния (1940г.), который дал начало так называемым «трансурановым элементам», обладающим радиоактивностью, и наряду с ^{235}U начало эре ядерного оружия [8].

Плутоний в окружающей среде является огромной экологической проблемой из-за наличия его долгоживущих изотопов (^{244}Pu , ^{242}Pu , ^{239}Pu , ^{238}Pu , ^{241}Pu), что делает его высоко радиотоксичным [8, 9]. Металлический плутоний (изотоп ^{239}Pu с периодом полураспада ~ 24000 лет) используется в ядерном оружии и служит в качестве ядерного топлива энергетических реакторов, работающих на тепловых и особенно на быстрых нейтронах. Изотоп ^{239}Pu является исходным веществом для получения в ядерных реакторах трансплутониевых элементов. Токсичность типичного реакторного плутония в 8-10 раз токсичнее чистого ^{239}Pu , так как в нем преобладают нуклиды ^{240}Pu , который является мощным источником альфа-излучения [3].

Самое большое количество плутония, поступившее в окружающую среду, связано с радиоактивными выпадениями в результате проведения наземных испытаний ядерного оружия. Основным источником поступления плутония в окружающую среду территорий, прилегающих к Семипалатинскому испытательному полигону, были испытания ядерного оружия в атмосфере в 1945–1970 гг. на СИП [4].

Семипалатинский испытательный полигон – один из крупнейших полигонов для проведения ядерных испытаний, его площадь составляет около 18500 км², расположенный на пересечении границ Восточно-Казахстанской, Павлодарской и Карагандинской областей, на каждую из которых приходится соответственно 54%, 39% и 7% от общей площади. Всего за период функционирования на территории СИП проведено 340 подземных испытаний (площадки «Дегелен», «Балапан», «Сары-Узень», площадки испытания боевых радиоактивных веществ (БРВ) «4А» и «4»), 30 наземных и 86 воздушных (площадка «Опытное поле») [10].

Каждый вид испытаний характеризовался определённым количеством и составом радионуклидов, образованных в процессе ядерного взрыва, площадью их распространения и локализацией на территории его проведения. В дальнейшем отличия в специфике испытаний привели к различным формам нахождения радионуклидов в почвах отдельных участков СИП.

Наземные взрывы сформировали радиоактивное загрязнение в виде длинных полос, так называемых «радиоактивных следов». Пространственное распределение радиоактивности определялось скоростью и направлением ветра, а также атмосферными осадками, которые способствовали ускоренному выпадению радиоактивных частиц на местность.

Территория Карагандинской области в пределах полигона расположена в непосредственной близости к бывшей испытательной площадке СИП «Опытное поле», где проводились наземные и воздушные взрывы, которые внесли основной вклад в радиоактивное загрязнение исследуемой территории [2].

Было зафиксировано прохождение радиоактивных облаков от 73 взрывов. Кроме того, имело место радиационное загрязнение, обусловленное глобальными радиоактивными выпадениями. Исследования показали, что выпавшие радиоактивные вещества осели на почвенный покров и включились в миграционные процессы [6].

Данные о поверхностном загрязнении почвы техногенными радионуклидами, такими как $^{239,240}\text{Pu}$, ^{238}Pu позволяют оценить уровень воздействия радиоактивности на обследуемую территорию.

Цель исследования: провести оценку удельной активности изотопов плутония $^{239,240}\text{Pu}$ в почвах и листьях тополя черного (*Populus nigra L.*).

В августе 2015г. на территории Карагандинской области, прилегающей к СИП был осуществлен пробоотбор почв и листьев тополя черного (*Populus nigra L.*) для оценки уровня удельной активности $^{239,240}\text{Pu}$. В пробоотборе использованы стандартные методики [7]. Образцы почвы отбирали цилиндрическим пробоотборником площадью 113 см² на глубину 15 см. После отделения слоя лесной подстилки пробы почвы высушивали на открытом воздухе в летнее время и измельчали, корни и камни, диаметром более 2 мм, исключали из пробы [1].

Исследования проводились в лаборатории изотопного анализа Международного инновационного научно-образовательного центра (МИНОЦ) «Урановая геология» Национального исследовательского Томского политехнического университета (ТПУ) с использованием аттестованной методики определения концентрации изотопов плутония [7].

Стандартные методики определения сравнительно невысоких концентраций «трансурановых элементов», таких как ^{238}Pu , $^{239,240}\text{Pu}$ в пробах почвы и растительного материала, заключаются в выделении радиоактивных элементов из вещества образца, их радиохимическом разделении, осаждении на металлическую подложку, и последующей альфа-спектрометрией приготовленного препарата [5]. Навеску почвы массой 10 г после озоления и добавки индикаторов ^{242}Pu и растворяли в азотной кислоте. Изотопы плутония разделяли методом ионообменной хроматографии с использованием анионита АВ-17-8. После очистки препаратов от мешающих радионуклидов естественного, искусственного происхождения и других химических элементов, определяемые изотопы электролитически осаждали на диск.

Таблица 1

Результаты анализа удельной активности изотопов плутония $\text{Pu}^{239\pm 240}$ (Бк/кг) в почвах Карагандинской области, прилегающей к СИП

№	Место отбора проб	$\text{Pu}^{239\pm 240}$, Бк/кг
1	Егиндыбулак т.1	<0,21
2	Егиндыбулак т.2	2,1±0,5
3	Егиндыбулак т.3	<0,12
4	Егиндыбулак т.4	<0,05
5	Айнабулак т.3	<0,1
6	Айнабулак т.2	<0,05
7	Айнабулак т.1	<0,06
8	Мыржык т.1	1,8±1,0
9	Мыржык т.2	<0,1
10	Найманжал	<0,12
11	Полигон т.1	<0,6
12	Полигон т.2	<0,07

Таблица 2

Результаты анализа удельной активности изотопов плутония $\text{Pu}^{239\pm 240}$ (Бк/кг сухой массы) в растительных пробах (листьях) Карагандинской области, прилегающей к СИП

№	Место отбора проб	$\text{Pu}^{239\pm 240}$, Бк/кг
1	Егиндыбулак т.2	<0,011
2	Егиндыбулак т.3	<0,013
3	Егиндыбулак т.4	0,027±0,016
4	Егиндыбулак т.1	<0,008
5	Мыржык т.1	<0,02

Содержание изотопов $^{239,240}\text{Pu}$ в почве определено на автоматизированном альфа-спектрометре фирмы EG&G Ortec 576A с кремниевым детектором, легированным имплантированными атомами бора [5]. Для проверки достоверности полученных результатов были проведены измерения одних и тех же проб несколько раз с помощью разных методик разложения и выщелачивания проб.

Результаты анализа удельной активности изотопов плутония $Pu^{239+240}$ (Бк/кг) в почвах и листьях Карагандинской области, прилегающей к СИП представлены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Максимальная активность $^{239+240}Pu$ была зафиксирована в точке $+49^{\circ}78'78.95''$ с.ш. и $+76^{\circ}37'56.12''$ в.д. на территории п.Егиндыбулак и в точке $+50^{\circ}08'66.98''$ с.ш. и $+77^{\circ}12'06.55''$ в.д. на территории п.Мыржык, что находится выше предела фона глобальных выпадений 0,56 Бк/кг.

По результатам исследования, наиболее значимая удельная активность изотопов $^{239,240}Pu$ равная $0,027 \pm 0,016$ Бк/кг сухой массы, зарегистрирована в точке $+49^{\circ}77'95.55''$ с.ш. и $+76^{\circ}40'17.90''$ в.д. на территории п.Егиндыбулак.

Таким образом, на основании проведенного исследования территории районов Карагандинской области, прилегающей к СИП, определена удельная активность изотопов $^{239,240}Pu$, одного из наиболее опасных техногенных радионуклидов.

Литература

1. ГОСТ 17.4.3.01-83. Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб.
2. «Завершение 1 этапа радио-эколого-геохимического обследования территории Карагандинской области, возвращаемой Семипалатинским ядерным полигоном» / Отчет по договору № 8 от 29.07. 2002 г. - Курчатова, ИРБЭ НЯЦ РК, 2002. – 48 с.
3. Плутоний. Фундаментальные проблемы. Т. 1. Перевод с английского языка. Изд-во: ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ», 2003. – 304 с.
4. Рихванов Л. П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии. - Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.
5. Сравнительная оценка выпадения радионуклидов на территории Томского района (Россия) и национального парка Меркантур (Франция) / Л. П. Шура [и др.] // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309, N 3. – с. 76-81.
6. Стагнер П., Шоу П., Мартинчич Р. Предварительная оценка радиоэкологической ситуации на Семипалатинском испытательном полигоне Республики Казахстан: основа для дальнейших исследований. Отчет экспертной группы МАГАТЭ, Вена, 1996. – 38 с.
7. СТП 17.66-92 плутоний-238, 239, 240 Радиохимическая методика выделения почвы и приготовления препаратов для альфа-спектрометрических измерений. Стандарт предприятия. Комплексная система управления качеством разработок. - Введ. 1993-01-02. – СПб.: НПО «Радиовый институт им.В.Г.Хлопина», 1993. – 10 с.
8. Трансурановые элементы в окружающей среде: пер. с англ. / под ред. У.С. Хэнсона. - М.: Энергоатомиздат, 1985. – 344 с.
9. Эмсли Дж. Элементы: пер. с англ. - М.: Мир, 1993. – 256 с.
10. Ядерные испытания СССР. Семипалатинский полигон / под ред. В.А. Логачева. - М.: Изд АТ, 1997. – 319 с.

ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ АГЛОМЕРАЦИИ Г. ГОРНО-АЛТАЙСКА Р.В. Габитов

Научный руководитель ассистент Е.В. Перегудина, ассистент Б.Р. Соктоев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Агломерация Горно-Алтайска – наиболее крупная урбанизированная территория Республики Алтай, где проживает 40 % ее населения. Горно-Алтайск расположен в северо-западной части Республики Алтай, в месте слияния рек Улалушка и Маймы, впадающих в р. Катунь, к которой относятся все реки Майминского района [3].

Целью данной работы является изучение особенностей химического состава вод рек и ручьев, протекающих на территории агломерации г. Горно-Алтайска: р. Майма и ее притоков – Улалушка, Каяса, Вахты, а также других мелких водотоков на территории агломерации республиканского центра – р. Татарья и руч. Бочеркушка (притоки р. Улалушка), руч. Алгаир (приток р. Катунь). Работы по отбору проб поверхностных вод проводились в пределах агломерации Горно-Алтайска, состоящей из г. Горно-Алтайска, с. Майма, п. Карлушка, п. Афганцев, с. Алферово и с. Кызыл-Озек.

Автором совместно со специалистами АУ РА «АРИ Экология» (к.г.-м.н. Робертус Ю.В.), с учетом требований к отбору проб воды [1], в июне 2015 года были отобраны пробы поверхностных вод в реках и ручьях на территории агломерации. Всего отобрано 46 проб, на месте отбора производились измерения быстро меняющихся показателей (рН, температура, Eh). Далее был проведен лабораторный анализ химического состава отобранных проб поверхностных вод с использованием потенциометрического, титриметрического и фотокolorиметрического методов (лаборатория СФ «Березовгеология» ФГУП «Урангеологоразведка»).

Полученные результаты приведены в таблице 1.

В катионном составе преобладает Ca^{2+} – 69,0%, в меньшем количестве присутствует Mg^{2+} – 15,7% и $Na+K$ – 15,3%. В составе анионов преобладает гидрокарбонат-ион – 90,2%. Полученные данные позволяют классифицировать тип поверхностных вод опробованных рек и ручьев как гидрокарбонатно-кальциевый, характерный для северной части Горного Алтая. Согласно существующим гидрохимическим классификациям, опробованные поверхностные воды относятся к пресным, нейтральным или слабощелочным водам.

Таблица 1

Основные гидрохимические показатели поверхностных вод в районе агломерации

Водный объект	pH	Минерализация, мг/л	Ca ²⁺ , мг/л	Mg ²⁺ , мг/л	Na+K, мг/л	HCO ₃ ⁻ , мг/л	SO ₄ ²⁻ , мг/л	Cl, мг/ л
р. Майма (выше села)	8,02	163	60,1	5,3	11,7	221,2	10,6	2,7
р. Вахта (устье)	7,57	177	63,1	9,5	14,3	254,8	10,6	2,2
руч. Бочкаревский (устье)	8,11	164	58,2	8,6	10,6	228,8	10,6	1,9
руч. Плодовоягодный (устье)	7,96	266	90,0	15,4	19,3	343,2	20,0	11,6
руч. 1-я Еланда (ниже пруда)	8,1	116	37,2	6,2	11,0	158,7	9,4	1,6
руч. Партизанский лог (устье)	7,94	220	64,5	10,4	16,0	245,6	16,1	8,1
р. Суремейка (устье)	7,78	288	78,7	9,8	21,0	276,1	20,3	18,3
р. Бочеркушка (устье)	7,88	281	75,3	8,6	19,8	296,0	14,2	3,5
р. Каянча (устье)	7,87	179	59,2	8,0	13,1	238,0	10,4	1,9
руч. Малиновка (устье)	8,04	244	88,0	10,7	22,0	334,1	16,4	9,4
р. Улалушка (устье)	7,06	249	52,8	7,7	15,8	202,9	16,7	5,9
р. Каяс (устье)	6,81	191	61,1	8,9	16,1	244,1	13,0	4,3
р. Майма (устье)	8,06	192	62,1	6,8	14,9	227,3	14,2	5,4
р. Катунь (ниже села)	7,71	182	21,5	4,2	8,0	87,0	11,8	1,9
руч. Алгаир (устье)	8,03	223	79,2	12,5	19,4	335,6	12,1	1,6
руч. Безымянный (устье около СЭС)	8,16	192	67,0	8,9	18,8	277,6	11,2	1,6
руч. Мотькин лог (устье)	7,85	125	34,2	5,9	11,4	137,3	14,2	1,9
руч. 3-я Еланда (устье)	7,79	95	42,1	6,2	9,0	167,8	10,0	1,4
руч. Бакалинский (устье)	7,93	225	73,4	9,2	16,8	289,9	11,8	2,2
руч. Безымянный (устье)	7,84	408	76,8	9,5	26,5	294,4	16,9	19,9

Основные гидрохимические показатели, приведенные в таблице 1, не превышают предельно допустимые концентрации для рыбохозяйственных водных объектов [2].

Имеющиеся данные, а также результаты ранее проведенных исследований [3, 4] позволяют охарактеризовать экологическое состояние воды бассейна реки Майма в пределах агломерации г. Горно-Алтайска как удовлетворительное.

Литература

1. ГОСТ Р 51592-2000. Вода. Общие требования к отбору проб. Дата введения 2001-07-01. – М.: Госстандарт России, 2000. – 31 с.
2. ГОСТ 17.1.2.04-77. Показатели состояния и правила таксации рыбохозяйственных водных объектов. Дата введения 1977-07-27. – М.: Изд-во стандартов, 1977. – 17 с.
3. Доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Республики Алтай в 2014 году» / под ред. Ю.В. Робертуса. – Горно-Алтайск, 2015 – 122 с.
4. Петрова Н.В. Гидроресурсы и здоровье населения Республики Алтай // Интерэкспо Гео-Сибирь, 2010. – № -1 / Том 3. – С. 1-6.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА СНЕГОВОГО ПОКРОВА Г. КАЗАНИ

Р. Р. Галлямов, К. Э. Зотина, Н. А. Курлянов

Научный руководитель доцент Р. Х. Мусин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Одним из основных методов изучения геоэкологического состояния территорий является анализ особенностей состава их снегового покрова.

Авторами в феврале 2016 г. проведено опробование снегового покрова части микрорайонов г. Казани. Пробы отбирались в тщательно промытые и высушенные 5 л пластиковые бутылки с помощью пластиковой трубы диаметром 110 мм на полную мощность снегового покрова. Талая вода профильтровывалась через фильтр “синяя лента”, далее фильтрат направлялся на ионный хроматограф Dionex-1600 для выявления концентраций макрокомпонентов (основных анионов и катионов) и атомно-абсорбционный спектрометр ContrAA-700 для анализа микрокомпонентов (в первую очередь тяжёлых металлов). Масса взвеси, остающейся на фильтрах, использовалась для расчета количества пылевых атмосферных выпадений на единицу площади. Химико-аналитические исследования проводились по действующим нормативным документам (ПНД Ф 14.2:4.176-2000, ПНД Ф 14.1:2:4.131-98, ГОСТ 31870-2012).

В данной статье приводятся лишь предварительные данные по макрокомпонентному составу талой снеговой воды, т.к. химико-аналитические исследования и само опробование снегового покрова на момент составления статьи ещё не были завершены.

Казань расположена на левобережье р. Волга (Куйбышевского водохранилища) в пределах Восточно-Европейской равнины. Площадь города составляет ~650 км², численность населения ~1,3 млн. человек. Промышленный потенциал Казани определяется в настоящее время предприятиями, в основном, химической, нефтехимической и авиастроительной промышленности (ОАО “Оргсинтез” и “Нэфис”, “Казанский вертолетный завод” и др.). Норма осадков в окрестностях Казани составляет ~500 мм/год, из них около 50 % выпадает в зимний период [5]. Геоэкологическая ситуация в пределах города определяется, в целом, как удовлетворительная [3].

Особенности состава талой воды уже проанализированных проб удобно представить по отдельным районам (зонам), отличающимся уровнем техногенного воздействия. На данный момент можно выделить четыре типа таких зон (номера зон соответствуют таковым в таблице):

- 1) с крайне низким уровнем воздействия (в их качестве приняты центральные части крупных парковых (лесопарковых) массивов);
- 2) с относительно низким уровнем воздействия (небольшие скверы, дворы и др., расположенные на удалении от крупных автотрасс и промышленных предприятий);
- 3) со средним уровнем техногенного воздействия (участки на удалении 30-80 м от основных автотрасс и на удалении 100-200 м от крупных промышленных предприятий);
- 4) с относительно высоким уровнем воздействия (ближайшее окружение крупных предприятий, развязки крупных автомагистралей, 10-15 м оторочка основных автодорог).

Таблица

Основные данные химико-аналитических исследований

№ районов (зон)	Кол-во проб	pH	Минерализация (мг/дм ³)	Жесткость общая (ммоль/дм ³)	Преобладающий тип воды
1	5	6,01-6,19	34-49	0,03-0,06	Cl-HCO ₃ /NH ₄ -Na-Ca
2	4	5,97-6,52	44-55	0,07-0,13	Cl-HCO ₃ /NH ₄ -Na-Ca
3	3	6,47-6,65	66-76	0,10-0,17	Cl-HCO ₃ /Na-Ca
4	7	6,54-7,48	114-546	0,21-0,69	HCO ₃ - Cl/Ca-Na; Cl/Ca-Na

Примечание. Преобладающий тип воды приведен символическими обозначениями, при этом компоненты выстроены в порядке увеличения их процент-мольных концентраций при их значении не менее 20 %-моль (согласно [6]).

Некоторые предварительные выводы.

- 1) Полученные результаты довольно хорошо согласуются с ранее полученными данными по изучению химического состава снегового покрова г. Казани [1].
- 2) Обращают внимание довольно высокие относительные и абсолютные концентрации хлоридов, которые в основном и определяют повышенные (более 100 мг/дм³) значения минерализации, а также слабо варьирующие сравнительно невысокие содержания сульфатов (1,0-3,35 мг/дм³).
- 3) Несколько повышенными концентрациями (24,4-61,02 мг/дм³) отличается гидрокарбонат-ион.
- 4) Количество растворённых солей в парковых зонах Казани примерно соответствует минерализации снеговой воды в бассейне р. Солзан, расположенной в окрестностях Байкальского целлюлозно-бумажного комбината [7], тогда как в чистых районах Российской Федерации, вне пределов промышленно-гражданских зон, минерализация талой снеговой воды обычно не превышает 10 мг/дм³ [2].
- 5) Минерализация снеговой воды вдоль крупных автотрасс и транспортных развязок г. Казани близка к солесодержанию снегового покрова в наиболее “напряжённых” участках таких промышленных уральских городов, как Карабаш и Кыштым [4].
- 6) Уровень pH зимних атмосферных осадков возрастает по мере увеличения их минерализации, что вероятно связано с максимальным накоплением здесь сажистых соединений.
- 7) На данный момент основным фактором, определяющим геохимию снеговых вод Казани, является степень удалённости от крупных транспортных магистралей и промышленных предприятий, при этом минерализация снеговой воды в казанских парках в 3-10 раз превышает её фоновые значения.

Литература

1. Вазиев Р.Ф., Крылова Е.М. Геоэкология крупных городов европейской части России (на примере г. Казани) //Геолого-археологические исследования в Тимано-Североуральском регионе. Сыктывкар, 2012. С. 55 – 59.
2. Гольдберг В. М. Взаимосвязь загрязнения подземных вод и природной среды. Л.: Гидрометеоздат, 1987. 248 с.
3. Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан в 2013 г. Казань, 2014. URL:<http://eco.tatarstan.ru/rus/gosdoklad/2013.htm> (дата обращения: 03.09.2015 г.)
4. Грачёва И. В. Минерализация и кислотно-щелочные свойства снегового покрова промышленных городов Челябинской области //Известия Российского государственного педагогического университета им. А.И. Герцена. 2010. Вып. 135. С. 112 – 117.

5. Малышева О. Н., Нелидов Н. Н., Соколов М. Н. Геология района г. Казани. Казань: Изд-во Казан. Ун-та, 1965. 175 с.
6. 6. Отраслевой стандарт. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. М.: ВСЕГИНГЕО, 1986. 12 с.
7. 7. Химический состав снеговых и речных вод юго-восточного побережья оз. Байкал / Соровикова Л. М., Синюкович В. Н., Нецветаева О. Г. и др. //Метеорология и гидрология. 2015. №5. С. 71 – 83.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИРОДНЫХ ВОД БАРГУЗИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРИРОДНОГО БИОСФЕРНОГО ЗАПОВЕДНИКА

Д.Н. Галушкина

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определение содержаний химических элементов в поверхностных водах остается актуальной задачей исследований в области экологической геохимии. Микроэлементный состав природных вод является важнейшим показателем состояния окружающей среды. Проведение геохимических исследований требует сопоставления полученных результатов с аналогичными данными фоновых объектов. Оценить в межрегиональном плане геохимический фон можно, сравнивая его с гипотетическим эталоном чистой воды [3] или аналогичными фоновыми данными других регионов. Озеро Байкал вместе с прилегающей территорией до настоящего времени относится к незагрязненным участкам Земли и является фоновым районом биосферы.

Озеро Байкал расположено в южной части Восточной Сибири. Озеро является одним из крупнейших озер планеты и самым глубоким континентальным водоемом. Его площадь составляет 31,5 тыс. км², длина — 636 км, средняя и наибольшая ширина соответственно: 48 км и 79,4 км, средняя и наибольшая глубина — 730 м и 1642 м.

По разным данным в Байкал впадает от 336 до 400 и более рек и речек, формирующих 82–87 % приходной части водного баланса озера. В питании озера и большинства его притоков значительную долю (13–18 %) составляют атмосферные осадки, что определяет крайне низкую минерализацию его вод.

Химический состав вод в реках бассейна Байкала формируется в основном под влиянием слабо выщелачиваемых изверженных и метаморфических пород архея и протерозоя. Это определяет сходство гидрохимического состава поверхностных вод бассейна озера по соотношению ионов — их принадлежность к первому типу гидро-карбонатно-кальциевых вод [1] и низкую общую минерализацию (до 150 мг/л). Лишь немногие реки бассейна, протекающие в районах распространения осадочных карбонатных пород, относятся ко второму типу гидрокарбонатно-кальциевых вод, и минерализация их несколько выше - до 400 мг/л.

В данной работе изучен элементный состав природных вод на территории Баргузинского государственного природного биосферного заповедника. Заповедник расположен на северо-восточном побережье Байкала, занимая западные склоны Баргузинского хребта (Северобайкальский район Республики Бурятия). Были взяты пробы поверхностных вод рек Давше, Урбикан, Кабанья, Большая, Южный Бирикан, Керма (правый приток р. Большая). Также были отобраны и проанализированы воды Баргузинского и Чивыркуйского заливов, воды Большереченского горячего источника. Пробы проанализированы в лаборатории Научно-образовательный центр «Вода» кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой.

Химический состав воды Байкала сравнительно однороден из-за интенсивного перемешивания. В большей степени в исследуемых водах концентрируются Li, Na, Mg, Ca, Fe, Sr, Mo, Ba, W, U. Как правило, эти элементы имеют одинаковую и неизменную во времени и пространстве концентрацию, отнесенной к общей солености. Исследованиями Ветрова В.А., Кузнецовой А.И., Склярской О.А. [3] установлено, что данная группа элементов характеризуется равномерным распределением по всей толщине байкальской воды. В меньшей степени в исследуемых водах накапливаются Be, Co, Ge, Cs, Sc. Co и Sc имеют литогенный характер концентрирования и практически полностью выводятся в осадок. Be, как и P, вероятно, вовлечен в биологический круговорот и уменьшается по мере потребления живыми организмами. Стоит отметить, что содержание Cr и Se в водах заливов и в байкальской воде в целом в разы меньше, чем в речных водах, что говорит об участии микроорганизмов в накоплении этих элементов в воде.

Общее содержание растворенных редкоземельных элементов в исследуемых пробах невелико и колеблется от 0,01 до 0,7 мкг/л. Речные воды и воды Большереченского источника обогащены лёгкими редкоземельными элементами. Это обусловлено присутствием в породе минералов, концентрирующих легкие редкие земли (полевых шпатов, биотита), и взаимодействием в системе «вода — порода».

Принимая во вниманиесоотношение концентраций урана и тория в горных породах с явным преобладанием тория над ураном, считается, что обратное поведение этих элементов в водах может быть объяснено их разной миграционной способностью в зоне гипергенеза, определяемой внутренними свойствами этих элементов. Торий как элемент-гидролизат не может накапливаться в водах и стремится к образованию гидроокислов и осаждается. Уран же обладает высокой степенью подвижности в водных растворах [4]. Отношение Th и U в водах заповедника находится в пределе 0,01 (усреднённое значение Th/U в байкальских водах – 0.007). Гидрокарбонатно-сульфатно натриевые воды Большереченского источника характеризуются низкими значениями урана и тория, однако величина Th/U в этих водах составляет 9,214 (Рисунок).

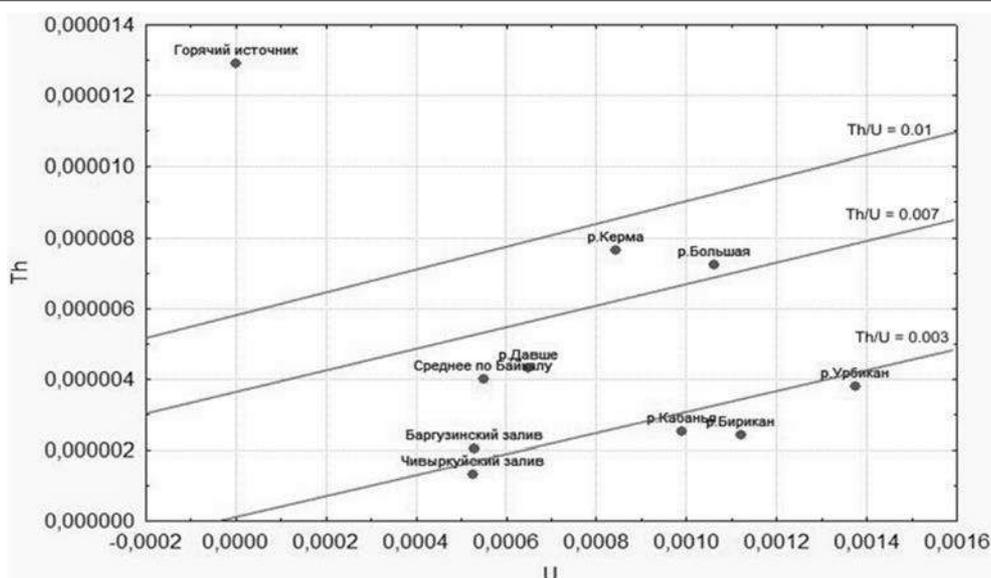


Рис. Торий-урановое отношение в природных водах Баргузинского заповедника

Литература

1. Алекин О.А., Семенов А.Д., Скопинцев Б.А. Руководство по химическому анализу вод суши. Л. Гидрометеиздат. - 1973. - 272с.
2. Ветров В.А., Кузнецова А.И., Скларова О.А. Базовые уровни химических элементов в воде озера Байкал // География и природные ресурсы. – 2013, № 3. – С. 41-51.
3. Копылова Ю.Г., Гусева Н.В., Ойдуп Ч.К., Рычкова К.М., Аракчаа К.Д. Распространённость урана и тория в природных водах Тувы // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы IV Международной конференции. – Томск, 2013. - С. 291 -294.
4. Шпейзер Г.М. Селина Н.А. Иванова Е.И. Гидрохимическая характеристика оз. Байкал // Современные наукоемкие технологии. – 2007. – № 8 – С. 99-100

РТУТЬ В ПОЧВАХ РАЙОНОВ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ТЕРРИТОРИИ Г. ОМСКА

К. А. Губина

Научный руководитель доцент Л. В. Жорняк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Деятельность человека оказывает отрицательное воздействие на состояние природной среды и сопровождается загрязнением её компонентов, которое проявляется, в первую очередь, изменением химического состава путем привнесения элементов и веществ, несвойственных их природным особенностям.

Ртуть представляет собой опасный загрязнитель окружающей среды. В почве происходит связывание большей части ртути с гуминовыми кислотами и гумином, которые являются основой Hg-депонирующей фазы, следовательно, почва может стать источником дальнейшего поступления ртути в атмосферу, водные объекты и другие компоненты природной среды с образованием метилртути, а также непосредственно в организм человека через трофические цепи.

На территории города Омска сосредоточены предприятия различных отраслей промышленности: машиностроительной, топливно-энергетической, металлообрабатывающей и других, которые расположены в жилых зонах города, в связи с чем необходимо проведение детальной оценки состояния почв районов расположения промышленных предприятий.

Цель исследования: оценка загрязнения ртутью почв районов расположения промышленных предприятий (ОАО «Техуглерод», ОАО «Омсктрансмаш», ПО «Полёт», ТЭЦ-3, ТЭЦ-5) г. Омска.

Задачи: 1) определить содержание ртути в пробах почв, отобранных в районах расположения различных промышленных предприятий; 2) сравнить полученные значения с результатами фоновых проб, ПДК, литературными данными.

Ранее проблема содержания ртути в городских почвах была освещена рядом исследователей и отражена в их трудах. Оценка загрязненности ртутью почв г. Москвы проведена Корчагиной К.В. [3]; содержание ртути в почвенном покрове г. Иркутска описано в статье Халбаева В.Г. и Гребенщиковой В.И. [7]; Катола В.М. описал закономерности распределения содержания ртути в атмосфере и почвах г. Благовещенска [2]; Скугорева С.Г. и Ашихминой Т.Я. изучено содержание ртути в компонентах природной среды вблизи Кирово-Чепецкого химического комбината г. Кирова [6]. Результаты исследований по оценке содержания ртути в почвах на территории г. Томска отражены в публикациях Рихванова Л.П. и др. [5]; Ляпиной Е.Е. [4]; Язикова Е.Г. и др. [8]. Работ, по изучению распределения содержания ртути в почвах районов расположения промышленных предприятий на территории г. Омска ранее не проводилось, поэтому тема данных исследований актуальна.

Для решения поставленных задач было отобрано 26 проб почв на территории г. Омска, 21 из которых – в районах расположения следующих промышленных предприятий: ОАО «Техуглерод», ОАО «Омсктрансмаш», ПО «Полёт», ТЭЦ-3, ТЭЦ-5; 5 проб почв, отобранных в 47 км западнее города в д. Марьяновка, в исследованиях являются фоновыми в связи с минимальным уровнем техногенной нагрузки на данную территорию. Рассматриваемые предприятия располагаются в основном в зоне жилой застройки на территориях различных районов города.

При отборе проб почв учитывалось направление ветра, мощность источников выбросов, особенности городской застройки, данные ранее проведенных исследований снегового покрова. Пробы отбирались в середине лета 2014 г. из верхнего 10-ти см слоя, предварительно очищенного от дернового горизонта, пробоотборной лопаткой. Обработка проб проводилась по стандартной схеме, в соответствии с требованиями (ГОСТ 17.4.2.01-81, ГОСТ 17.4.3.01-83, ГОСТ 17.4.1.02-83, ГОСТ 17.4.4.02-84, ГОСТ 28168-89).

Пробоподготовка почв и аналитические исследования выполнялись в лабораторных помещениях МИНОЦ «Урановая геология» НИ ТПУ. В качестве аналитического метода использовался атомно-абсорбционный анализ с использованием программного обеспечения РА915P. Определение содержания ртути в пробах почв проводилось на ртутном газоанализаторе РА 915+ с приставкой Пиро-915+. Метод основан на восстановлении до атомарного состояния содержащейся в пробе связанной ртути методом пиролиза и последующем переносе воздухом из атомизатора в аналитическую кювету.

Результаты проведенных исследований представлены в таблице.

Таблица

Содержание ртути в почвах районов расположения промышленных предприятий г. Омска

Объект исследования	Содержание Hg, мг/кг
ФГУП ПО «Полет» (3)	0,05
ОАО «Омсктрансмаш» (2)	0,049
ОАО «Техуглерод» (4)	0,04
ТЭЦ-3 (8)	0,03
ТЭЦ-5 (4)	0,065
Фон (д. Марьяновка)	0,013
ПДК [ГН 2.1.7.2041-06. ПДК химических веществ в почве]	2,1
г. Томск (Рихванов, 1993) [5]	0,075-0,99
г. Томск (Ляпина, 2006) [4]	0,1-2,25
Кларк в верхней части континентальной коры [1]	0,065

Примечание: в скобках указан объем выборки

Согласно полученным данным, превышение фонового содержания ртути в почвах отмечено во всех пробах, отобранных в районах расположения промышленных предприятий города, и составляет от 2,3 (в районе ТЭЦ-3) до 5 раз (в районе ТЭЦ-5). Максимальные содержания ртути в пробах почв характерны для районов расположения ТЭЦ-5, ПО «Полет» и ОАО «Омсктрансмаш». Повышенные содержания ртути в почвах в районе ТЭЦ-5 можно объяснить тем, что в качестве топлива на станции используется экибастузский уголь, а ртуть является естественным компонентом угля и присутствует в нем по большей части в виде сернистых соединений и высвобождается в ходе процессов сжигания угля, поступая с выбросами в окружающую среду.

ПО «Полет» и ОАО «Омсктрансмаш» – крупнейшие машиностроительные предприятия, специализирующиеся на выпуске ракетно-космической и авиационной техники, а также техники военного назначения и дорожно-строительных машин. Их деятельность сопровождается осуществлением больших объемов выбросов из стационарных источников, в составе которых ртуть также присутствует.

Фактов превышений ПДК ртути и кларка в верхней части континентальной коры в почвах исследуемых районов не выявлено.

По сравнению с данными по содержанию ртути в почвах г. Томска [4, 5], концентрация ртути в почвах исследуемой территории ниже (минимум в 2,5 раза).

Таким образом, распределение ртути в почвах исследуемой территории неравномерное и обусловлено деятельностью промышленных предприятий на территории г. Омска.

Литература

1. Григорьев Н.А. Распределение химических элементов верхней части континентальной коры. – Екатеринбург: УрО РАН, 2009. – 383 с.
2. Катола В.М. Токсичные металлы в окружающей среде Благовещенска: Экология и промышленность России. – Москва: Изд. Калвис, 2010. – 2 с.
3. Корчагина К. В. Оценка загрязнения городских почв тяжелыми металлами с учетом профильного распределения их объемных концентраций: диссертация. – Москва: Изд. МГУ им. М.В. Ломоносова, 2014. – 145 с.
4. Ляпина Е.Е. Экогеохимия ртути в природных средах Томского региона: диссертация. – Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 154 с.
5. Рихванов Л.П. Геохимия почв и здоровье детей Томска: монография / Л.П. Рихванов, С.Б. Нарзулаев, Е.Г. Язиков и др. – Томск: Изд. ТПУ, 1993. – 141 с.
6. Скугорева С.Г. Содержание ртути в компонентах природной среды на территории вблизи Кирово-Чепецкого химического комбината / С.Г. Скугорева, Т.Я. Ашихмина // Известия Коми научного центра УРО РАН. – Сыктывкар, 2012. – Вып. 3 (11). – С. 39-45.
7. Халбаев В.Л. Содержание тяжелых металлов (Pb, Zn, Cd, Hg) в почвенном покрове Иркутска и его окрестностей / В.Л. Халбаев, В.И. Гребенщикова // Вестник ИрГТУ. – Иркутск: Изд. НИ ИТУ, 2012. – Т. 66. – № 7. – С. 71-77.
8. Язиков Е.Г. Оценка эколого-геохимического состояния территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв: монография / Е.Г. Язиков, А.В. Таловская, Л.В. Жорняк. – Томск: Изд. ТПУ, 2010. – 264 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОЛОГИЧЕСКИХ ЗАКРЕПИТЕЛЕЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО КОМПЛЕКСА

А.С. Данилов

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия

При добыче и переработке полезных ископаемых образуются значительные пылевые потоки, формирующиеся на нарушенных горными работами, достигающих в России, в результате добычи угля, 190 тыс. га, при добычи черных и цветных руд – около 350 тыс. га, при разработке строительных горных пород – более 290 тыс. га. Запыленность воздуха в местах интенсивного пылеобразования достигает 1000 и более мг/м³, причем наиболее опасная для человека пыль (менее 10 мкм) может витать в воздухе несколько часов и перемещаться на расстояния до 15-20 километров, вызывая фиброгенные болезни не только у рабочих, но и жителей близлежащих населенных пунктов.

В качестве объекта исследований было выбрано хвостохранилище АО «Апатит». В ходе натурных наблюдений на исследуемой территории было установлено, что основными источниками загрязнения компонентов природной среды при эксплуатации сооружений хвостового хозяйства являются:

- пыление пляжной зоны хвостохранилища: в атмосферный воздух выделяется пыль хвостов;
- пыление бортов дамбы хвостохранилища: в атмосферный воздух выделяется пыль грунтов;
- пыление внутренних автомагистралей: в атмосферный воздух выделяется пыль грунтов;
- земляные работы при отсыпке дамб обвалования: в атмосферный воздух выделяется пыль грунтов;
- работа автотранспорта и дорожной техники: в атмосферный воздух выделяются продукты сгорания дизельного топлива;

- работы по перекладке трубопроводов: в атмосферный воздух выделяются сварочный аэрозоль и пыль металлическая.

Фактически пыление пляжной зоны хвостохранилища возможно только на тех ее участках, на которых не производится намыва хвостов и не проведена рекультивация. На участках активного намыва пляжная зона находится в сильно увлажненном состоянии, что исключает возможность пылеобразования с этой поверхности. В соответствии с данными натурных наблюдений за пылением хвостохранилища средняя площадь пыления составляет 8,2 га. При этом пыление отсутствует в период года с устойчивым снежным покровом и в дни «тёплого» периода года с атмосферными осадками.

Основной причиной низкого плодородия грунтов отвалов, в частности – песчаных, является ничтожно малое содержание в них илистой фракции. Так как элементы питания сосредоточены, главным образом, в илистой фракции, в которой в основном находятся биогенные элементы, служащие основой питания растений. Поэтому для обеспечения культурных растений элементами питания, песчаные почвы, в большей степени, чем другие, нуждаются в применении минеральных и органических удобрений. Помимо этого, из-за отсутствия содержания илистой фракции в техногенных массивах поглощательная способность этих грунтов невелика, в то время как водопроницаемость, наоборот, очень высока. Поэтому они не могут удерживать значительные запасы воды, и водоснабжение растений практически полностью зависит от частоты выпадающих осадков. [1]

Для снижения пылевой нагрузки, сложившейся в Апатитской промышленной агломерации в результате функционирования хвостового хозяйства, предлагается внедрить ряд природоохранных мероприятий, направленных на уменьшение пылевыведения с поверхности пляжей и бортов дамбы хвостохранилища, а так же с поверхности внутренних производственных автомагистралей.

В этой связи в качестве эффективного средозащитного мероприятия, было выбрано закрепление пляжей хвостохранилища универсальным биологическим клеем.

В качестве биологического клея предлагается использовать препарат ЭПАА и его товарную форму ЭПАА-10, разработанный в Институте микробиологии и вирусологии им. Д. К. Заболотного Национальной академии наук Украины [2]. Данные препараты созданы на основе микробных полисахаридов и некоторых безопасных химических компонентов. По сравнению с другими аналогами ЭПАА-10 имеет следующие преимущества: является высокоэффективным соединением биологического происхождения, способствующим прилипанию пестицидов, регуляторов роста и т.д. к семенам и вегетирующим растениям; фиксирует полезную для растений микрофлору; повышает засухоустойчивость растений, а также их устойчивость к заморозкам и стрессам; увеличивает срок действия пестицидов, стимуляторов роста; пролонгирует действие полезных бактерий, входящих в состав микробных препаратов; хорошо растворяется в воде и обладает высокой клеящей способностью; повышает устойчивость растений к корневым гнилям, бактериальным и грибковым заболеваниям; повышает эффективность пестицидов; позволяет уменьшить более чем на 30% нормы расхода пестицидов, а кратность обработок растений пестицидами – более чем в 2 раза; стимулирует рост растений; создает прочные пленки на растениях, не препятствуя их газообмену; экологически безопасен, разлагается природными микробными сообществами разных типов почв в течение 90 суток.

Все вышеперечисленные преимущества подтверждены исследованиями в течение 2009-2014 гг. на государственных исследовательских сельскохозяйственных станциях и в центрах научного обеспечения агропромышленного производства различных почвенно-климатических зон.

Предлагаемое мероприятие заключается в нанесении на поверхность пляжей хвостохранилища биологического клея при помощи прицепного форсуночного распределителя. По мере высыхания на поверхности хвостохранилища образуется пленка биологического клея с внесенными в него семенами растений (толщина до 1-3 мм) прочностью не менее 0,2 МПа. При скоростях ветра до 12-15 м/с и целостности структуры биологической плёнки эффективность данного мероприятия достигает 90-95%. Закрепление бортов дамбы хвостохранилища данным методом предполагает включением в структуру биологического клея многолетней травы – волоснец песчаный. Это мероприятие является достаточно эффективным, а главное долговечным. Через 2-3 года травяной покров образует плотную сеть корневой системы, которая закрепляет верхний слой насыпной дамбы и на 80-90% снижает интенсивность пыления дамбы хвостохранилища. Единственным недостатком данного средозащитного мероприятия является длительный период полного разрастания волоснеца песчаного, в течение которого наблюдается частичное пыление бортов дамбы хвостохранилища.

Для увеличения эффективности пылеподавления, а также для изоляции токсичных отвалов, рекомендуется использовать биоактивную пену на основе сапропеля, способную образовывать цепочки (склеиваться) [3]. Для получения пенной смеси применена реакция газообразования на основе алюминиевой пудры, которая реагирует с гидратом окиси кальция в водной среде и выделяет водород:

Основными компонентами биопены являются сапропели, измельченные отходы мукомольной и зерноперерабатывающей промышленности (солома, листья, камыш, кора) и дополнительное связующее карбоксиметилцеллюлоза.

Использование отходов мукомольных и зерноперерабатывающих производств несомненно рационально. Количество вторичных ресурсов в указанных выше промышленности достигает 90 % от перерабатываемого сырья. Возможно также использование измельченного торфа.

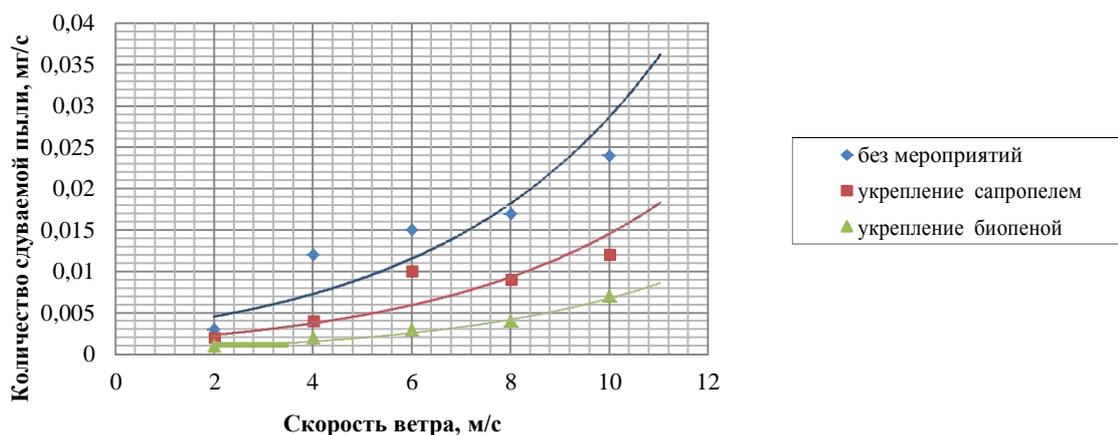


Рис. Зависимость пылеуноса с поверхностей техногенных массивов от скорости воздушного потока через 2 часа после орошения.

Эксперименты в лабораториях показали высокую устойчивость и биоактивность полученной биопены. Опытами установлено, что через 3-4 часа реакция газообразования прекращается и полученная пена приобретает максимальную кратность. Пена полностью высыхает в течение 30-45 дней. На поверхности наблюдается плотная корка, которая не разрушается в процессе полива и последующего иссушения, обеспечивая защиту поверхности почвы от пыления и разрушения вследствие осадков.

Можно выделить три слоя образованной биопены: нижний – состоит из избытков воды и клея, проникающих в поверхностный слой пылящего отвала, закрепляя его, верхний – сам слой биопродуктивной пены, а между ними – продукт реакции газообразования – кристаллы алюмината Торвальдсона, которые дополнительно цементируют поверхность отвала.

Всхожесть травы, посаженной в пенный слой мощностью до 3-5 см в лабораторных условиях изменяется в пределах 70 - 100%

На рисунке представлена зависимость пылеуноса с поверхностей техногенных массивов от скорости воздушного потока через 2 часа после орошения рассмотренными способами.

Предложенный вариант пылеподавления удовлетворительно прошел испытания в субарктических климатических условиях и следовательно может быть применен на аналогичных предприятиях, расположенных в северной и центральной Европе.

Литература

1. Danilov A.S. Monitoring of technogenic arrays and effective dust suppression methods applied in mining operations / A.S. Danilov, Yr.D. Smirnov, M.A. Pashkevich // SGEM2015 Conference Proceedings. – Albena, 2015. – Book 1, Vol. 3, 477-484 pp.
2. Новый высокоэффективный липкоген ЭПАА-10 / С. Воцелко, О. Литвинчук, Л. Данкевич, В. Патыка // «Зерно», 2011, №2, с. 29-36.,
3. Штин С.М. Озерные сапропели и их комплексное освоение. – М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2005, 373 с.

ОТРАЖЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В МИНЕРАЛОГЕОХИМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЯХ ЗОЛЬНОГО ОСТАТКА ОРГАНИЗМА ЧЕЛОВЕКА ГОРОДА НОРИЛЬСК

М. А. Дериглазова

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Идея о том, что человек как часть биосферы взаимосвязан со многими параметрами окружающей среды, не нова и получила своё развитие много лет назад. Люди, живущие в одном населенном пункте, поглощали местную воду и продукты, поэтому тесная взаимосвязь между человеком и окружающей средой не вызывала сомнения. Все поменялось с момента развития промышленности: локальные продукты были заменены импортными, воздух оказался загрязнен выбросами промышленных предприятий. Тем не менее, связь человека с окружающей средой в настоящее время не стала слабее, однако, изменился преобладающий фактор воздействия на организм человека: с природного на антропогенный. Именно поэтому исследования на тему влияния окружающей среды на организм человека, его состав, заболеваемость и т.д. являются особенно актуальными.

В процессе изучения минералогическо-геохимических особенностей зольного остатка организма человека (ЗООЧ) некоторых городов России с умеренной техногенной нагрузкой (Новокузнецк, Новосибирск, Ростов-на-Дону, Екатеринбург, Санкт-Петербург) нами были установлены некоторые геохимические особенности, отличающие данные города от других и, возможно, обусловленные воздействием природных и антропогенных факторов. К таким характерным особенностям относились: повышенное накопление Au в зольном остатке организма человека г. Новосибирска; значительная концентрация Вг, Sr, Cd в пробах г. Екатеринбурга, Tb, Cs, Lu – в пробах г. Санкт-Петербурга и т.д.

На данном этапе исследований нами была поставлена цель сравнить элементный и минеральный состав проб зольного остатка организма человека, отобранных в городах с умеренной техногенной нагрузкой и в городе Норильск, экологическая обстановка которого близка к катастрофической. Такого рода сравнение позволит выявить степень влияния промышленности на элементный и минеральный состав организма человека, проживающего в данном городе. Данный город был выбран нами неслучайно. Норильск признан одним из самых загрязненных городов России и мира. Медно-никелевое производство, развитое на территории города, характеризуется огромным количеством выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и сбросов в сточные воды. Оседая на поверхность почв и водоемов, металлическая пыль вызывает загрязнение всех возможных сред экосистемы, провоцируя гибель растений и животных, поглощающих данные растения. Из тяжелых металлов в растениях, в первую очередь накапливаются медь, никель, кобальт, в меньшей степени цинк, хром, свинец, кадмий, а также неметаллы селен и мышьяк. Мхи – активные концентраторы загрязнителей, произрастая около промплощадок, накапливают в сотни раз больше меди (700-1400 мг/кг) и никеля (250-500 мг/кг), а также свинца (30 мг/кг), цинка (35-45 мг/кг), кадмия (3-5 мг/кг) и других элементов [1].

Для проведения исследования нами были дополнительно отобраны 22 пробы зольного остатка организма человека г. Норильска, общее количество изученных проб – 125. Для определения элементного состава материала использовались инструментальный нейтронно-активационный метод анализа и масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой. Минеральный состав проб был изучен с помощью электронного микроскопа с приставкой для микроанализа, а также рентгеновского дифрактометра.

Результаты исследования показали, что существуют некоторые отличия в накоплении элементов между пробами зольного остатка организма человека различных городов, причем на фоне остальных значительно выделяется г. Норильск. ЗООЧ данного города отличается повышенной концентрацией редкоземельных и

радиоактивных элементов (Ce, Pr, Nd, Sm, Eu, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb, Lu, U, Th и др) на фоне других городов. На основе полученных данных было произведено сравнение специфики накопления химических элементов с помощью коэффициента Жаккарда (табл.).

Таблица

Данные о схожести городов на основе индекса Жаккарда, %

Норильск	Новокузнецк	Ростов-на-Дону	Новосибирск	Санкт-Петербург	Екатеринбург
Норильск	25	0	2	13	10
	Новокузнецк	0	0	7	4
		Ростов-на-Дону	0	5	6
			Новосибирск	0	0
				Санкт-Петербург	48
					Екатеринбург

Из таблицы видно, что наибольшее сходство имеют Санкт-Петербург и Екатеринбург, для которых коэффициент равен 48. Определенной схожестью обладают Новокузнецк и Норильск ($K_{ж} = 25$), что говорит о некоторой похожей специфике их производств, ориентированной на металлургию.

Изучение минерального состава проб показало, что основными минералами в ЗООЧ г. Норильска, как и в остальных городах, является гидроксилapatит ($Ca_5(PO_4)_3(OH)$) и апатит ($Ca_5(PO_4)_3$). Однако, только в ЗООЧ г. Норильска наблюдается примесь оксида кремния (SiO_2) в гидроксилapatите.

Исследование микроминеральных фаз, входящих в состав зольного остатка организма человека г. Норильска, показало преимущественно медно-никелевую специфику изучаемого материала. Повсеместно в пробах г. Норильска встречались минеральные фазы микронного размера, отличающиеся разнообразным составом. Так в пробах г. Норильска были встречены различные типы соединений меди, никеля, цинка, свинца и многих других элементов в виде сульфидов, оксидов, самородных и интерметаллических соединений. Одной из самых интересных находок стала микрофаза, вероятно самородной платины (рис.). Частица такого рода является прямым отражением геохимической обстановки окружающей среды и, вероятно, отражает воздействие промышленности по производству платиновых концентратов на территории г. Норильска.

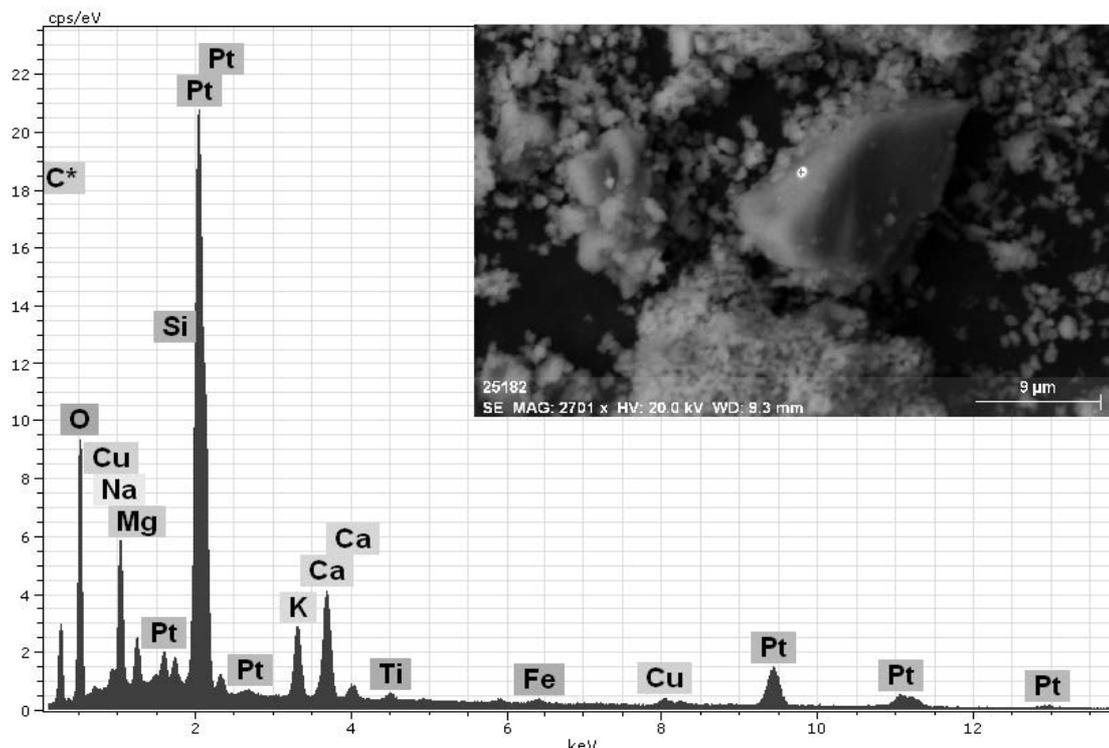


Рис. Платиновая микрофаза в ЗООЧ г. Норильска и энергетический спектр в конкретной точке

Таким образом, пробы зольного остатка организма человека г. Норильска значительно выделяются на фоне проб ЗООЧ из других городов, характеризуясь, в первую очередь, медно-никелевой и редкоземельной

спецификой. Данная специфика, в особенности микроскопическая, позволяет сделать вывод о том, что экологические условия окружающей среды отражаются в минералого-геохимических особенностях зольного остатка организма человека г. Норильска.

Литература

1. Голубчиков С. Город, в котором дышат серой [Электронный ресурс] //Электронный журнал Биология. № 4 (587), 2001, URL: <http://bio.1september.ru/article.php?ID=200100408> (Дата обращения: 12.02.16)

УРАН В ПИТЬЕВОЙ ВОДЕ И КРОВИ ЧЕЛОВЕКА В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ СЕМИПАЛАТИНСКОГО ЯДЕРНОГО ПОЛИГОНА

М.Т. Джамбаев, Ш.Б. Жакупова, Ю.Ю. Брайт

Научный руководитель профессор Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Влияние ядерного техногенеза на здоровье человека на сегодня остается одной из главных экологических проблем не нашедшей своего полного решения. Элементный состав организма человека тесно связан с внешними условиями среды его проживания. Изучение характера накопления элементов, главным образом радиоактивных, в органах и тканях человека входит в ряд первоочередных задач, определяемых учеными в области радиационной медицины. Особенно важным представляется задача выявления путей поступления радиоактивных элементов в организм человека.

Химический состав крови человека можно рассматривать в качестве индикатора условий среды его проживания [5]. Общий уровень содержания элементов в крови, обусловленный поступлением элементов с пищей, водой, воздухом является показателем региональных особенностей, а сопоставление полученных данных об элементном составе крови с данными по депонирующим средам позволяет более правильно интерпретировать полученные результаты и способствует ее использованию в качестве индикаторной среды [3].

Территория влияния бывшего Семипалатинского ядерного полигона разделена на зоны чрезвычайного, максимального, повышенного, минимального и льготного социально-экономического статуса радиационного риска [1]. Нами были изучены уровни накопления 28 химических элементов в составе крови человека, проживающего в зонах максимального, повышенного и минимального радиационного риска, а также уровни накопления урана в питьевой воде данных территорий.

Материалы и методика исследований. В исследуемых населенных пунктах Новопокровка (максимальная зона радиационного риска), Зенковка (повышенная зона р. р.), Кокпекты (минимальная зона р. р.) отбор проб проведен в 10 дворах. В каждом дворе были отобраны пробы питьевой воды и крови человека. В результате было отобрано 30 проб питьевой воды и 30 проб крови человека. Содержание урана в составе питьевой воды определялось методом лазерно-люминесцентного анализа. Для необходимой сохранности естественных химических качеств, пробы воды были законсервированы азотной кислотой из расчета 70 мл на 1 литр воды согласно методическим рекомендациям [4]. Элементный состав крови человека был исследован методом инструментального нейтронно-активационного анализа (ИНАА). Анализ проводился на Томском исследовательском ядерном реакторе ИРТ - Т в лаборатории ядерно - геохимических методов исследования кафедры полезных ископаемых и геохимии редких элементов Томского политехнического университета (аналитики: с.н.с. Богутская Л.В., с.н.с. Судыко А.Ф.). Предварительно пробы были высушены при соответствующих температурах и измельчены до порошкообразного состояния при соблюдении методических рекомендаций [4].

Результаты и обсуждения. В результате инструментального нейтронно-активационного анализа в крови человека было определено содержание 28 химических элементов. Статистический анализ полученных результатов позволил выявить различия в уровнях накопления химических элементов, в том числе и радиоактивных. Так, средние содержания урана и стронция в крови жителей села Зенковка выше, чем в крови сравниваемых территорий в 16 и 4 раза соответственно. Содержания цезия и тория в пробах крови данного населенного пункта меньше в 2 и 1,4 раза соответственно. По статистическим параметрам из ряда рассматриваемых радиоактивных элементов только содержание урана имело нормальное распределение, что позволило судить о возможной биогеохимической специфике данной территории к этому элементу. Наше предположение нашло свое подтверждение в Th/U соотношении в составах крови, которое по литературным данным для биологических сред равно 1 [2]. Данный показатель в Зенковке намного ниже установленной нормы и равен 0,06 (в то время как на других рассматриваемых территориях он равен 0,6), что говорит о нарушении баланса содержания этих элементов в крови жителей в селе Зенковка.

Биогеохимические ряды накопления химических элементов, построенные по коэффициентам концентраций, рассчитанных относительно среднего по выборке, указывают на преимущественно техногенную причинность их накоплений в крови жителей исследуемых населенных пунктов (Таблица). Согласно литературным данным, в крови человека проживающего на территории влияния ядерного техногенеза отмечаются значительные накопления тория и широкого спектра редкоземельных элементов, что наблюдается в крови жителей населенного пункта Новопокровка [2]. В крови жителей населенного пункта Зенковка отмечаются накопления урана и стронция, а также ряда других элементов, специфичных для крови человека проживающего на территориях воздействия ядерного техногенеза, таких как цинк, хром, железо, бром. [2]. В крови жителей населенного пункта Кокпекты отмечаются накопления таких элементов как торий, железо, хром,

а также ряда редкоземельных элементов. Для составов крови жителей Челябинской и Томской областей, которые характеризуются как территории влияния ядерного техногенеза, также характерны высокие уровни накопления таких химических элементов как хром, железо, цинк, бром, стронций, торий, уран, что подтверждает предположение о присутствии ядерно-техногенных факторов воздействия, на элементный состав крови человека исследуемых территорий [2].

Несмотря на выявленную общую специфику, элементный состав крови жителей исследуемых территорий имеет разницу в рядах накапливаемых элементов, что может быть обусловлено биогеохимическими особенностями миграции элементов в экосистемах данных территорий. Особый интерес вызвало высокое накопление урана в составе крови жителей населенного пункта Зенковка.

Лазерно-люминесцентным методом анализа была изучена питьевая вода исследуемых территорий на предмет содержания урана, как возможного источника попадания данного элемента в кровь человека. В результате анализа в пробах питьевой воды исследуемых населенных пунктов был определен уран в 56 случаях из проведенных 60 измерений. Диапазон его содержания: село Новопокровка – 1,29-3,6 мкг/дм³, село Зенковка – 0,6-2,8 мкг/дм³, село Кокпекты – 4,4-6,8 мкг/дм³.

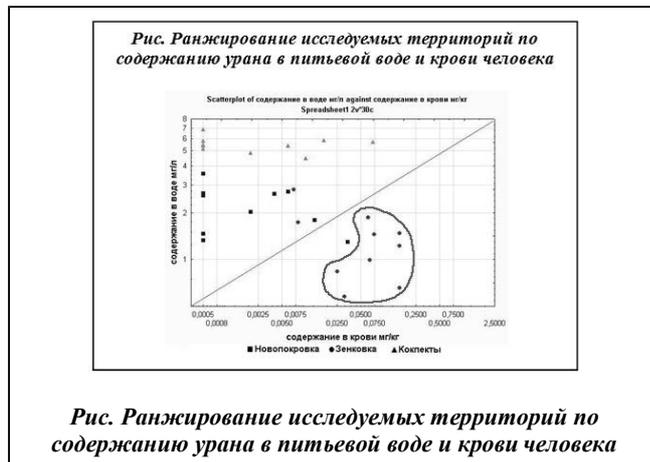
Таблица

Биогеохимическая специфика накопления химических элементов в крови человека в зоне влияния Семипалатинского ядерного полигона

Населенный пункт	Биогеохимическая специфика
Максимальная зона радиационного риска с. Новопокровка	Ca _{2,2} Yb _{2,2} Ta _{1,9} Ce _{1,8} Lu _{1,8} Ba _{1,8} Eu _{1,7} Sc _{1,6} Cs _{1,5} Hf _{1,3} Th_{1,2} Nd _{1,2} Na _{1,1} Sm _{1,1} Zn_{1,1} La_{1,1} Cr_{1,0} Br_{1,0} Fe_{1,0} Rb _{1,0}
Повышенная зона радиационного риска с. Зенковка	U_{2,4} Au _{2,4} Sb _{2,1} Co _{2,1} Sr_{1,9} As _{1,4} Br_{1,2} Fe_{1,0} Cr_{1,0} Zn_{1,0}
Минимальная зона радиационного риска с. Кокпекты	Tb _{1,9} Nd _{1,3} Ag _{1,3} Rb _{1,1} Na _{1,1} Sm _{1,1} Hf _{1,1} Th_{1,0} La_{1,0} Fe_{1,0} Cr_{1,0}
Челябинская область (ПО «Маяк») [2]	Sb₃ Rb_{1,2} Hf_{1,1} U₁ Lu₁ Yb₁ Sr₁ Zn₁ Co₁ Fe₁
Томская область (СХК) [2]	Ce _{2,1} Br_{9,5} La₇ Hf_{3,6} Th_{3,5} Yb_{3,3} U_{2,5} Na_{2,4} Sc_{2,3} Cr_{2,1} Sb₂ Zn_{1,8} Rb_{1,4} Co_{1,1} Se_{0,9} Fe_{0,9}

*жирным шрифтом выделены элементы специфичные для крови человека, прожвжающего в зоне влияния ядерного техногенеза

В результате корреляционного анализа содержания урана в питьевой воде и крови человека было выявлено, что в крови жителей села Зенковка уран, скорее всего, помимо питьевой воды имеет и другие источники поступления. При его низком уровне накопления в питьевой воде, в составе крови жителей данного населенного пункта отмечаются высокие уровни накопления. В крови жителей села Новопокровка, судя по графику, уран также может иметь дополнительные источники поступления. Содержание урана в составе крови жителей села Кокпекты, вероятнее всего, обусловлен с его природно-высоким содержанием в питьевой воде (рис.).



Таким образом, в результате исследования было установлено, что в крови жителей населенных пунктов Новопокровка и Зенковка химические элементы, в том числе радиоактивные, имеют смешанный характер накопления с возможным влиянием техногенных факторов. Более высокое накопление урана в составе крови отмечается у жителей населенного пункта Зенковка, что, скорее всего, обусловлено воздействием комплекса радиохимических и биохимических факторов. Одним из источников поступления урана в кровь человека в исследуемых населенных пунктах можно рассматривать питьевую воду, при этом представляется целесообразным детальное изучение биогеохимических условий миграции урана из различных источников в кровь человека.

Литература

1. Актуальные вопросы радиэкологии Казахстана: монография. Вып.2: Сборник трудов Института радиационной безопасности и экологии за 2007-2009 гг. / под рук. С.Н.Лукашенко; рец.: М.С.Панин, В.П.Солодухин. - Павлодар: Дом печати, 2010. - 527 с.: ил. - Библиогр. в конце разд. - Алф. указ.: с.521.
2. Барановская Н. В., Закономерности накопления и распределения химических элементов в организмах природных и природно-антропогенных экосистем: автореф. дис.... д-р. биол. наук. – Томск, 2011.–316 с.
3. Барановская Н.В., Рихванов Л.П., Кузнецова О.А. Индикаторные свойстваэлементного состава крови человека //Современные проблемы геоэкологии исохранения биоразнообразия: материалы II Международной конференции, Бишкек, 18–21 сентября 2007. – Бишкек, 2007. – С. 114–116.
4. Геоэкологический мониторинг: учебное пособие. Языков Е.Г., Шатилов А.Ю. – Томск, 2004. – 276 с.
5. О влиянии выбросов алюминиевого комбината на элементный состав биосубстратов человека / Л.И. Жук, Г.С. Хаджибаева, А.А. Кист и др. // Гигиена и санитария. – 1991. – № 10. – С.12–15.

ИЗУЧЕНИЕ ФОРМ НАХОЖДЕНИЯ РТУТИ В ПОЧВАХ Г.ТОМСКА

В.Д. Доронина, А.Д. Смолякова

Научный руководитель доцент Н.А.Осипова, ст. преподаватель Е.Е. Ляпина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассмотрение вопроса о формах нахождения ртути в почвах города Томска актуальной задачей. Ртуть является летучим веществом, и от форм ее нахождения может зависеть и ее миграция, связанная как с геохимическими особенностями почв, так и промышленностью региона.

В Томске действуют предприятия различных отраслей промышленности, начиная с нефтегазовой отрасли и заканчивая производством медицинской техники. И все эти предприятия оказывают определенную техногенную нагрузку, что сказывается на качестве и элементном составе компонентов природных сред, в том числе и почв.

Пробы почвы были отобраны в городе Томске, в Октябрьском районе в местах жилой застройки, но вблизи промышленных площадок предприятий. Промышленные площадки в Октябрьском районе образуют такие предприятия, как ООО «Карьероуправление», которое занимается производством и переработкой строительных материалов; ООО «Завод строительных материалов и изделий», главной деятельностью которого является изготовление керамзитового гравия, а также Томский приборный завод. Все эти предприятия оказывают большую пылевую нагрузку[4], что сказывается на окружающей среде и здоровье жителей этого района, так как предприятия находятся на небольшом удалении от детских садов, школ и жилых массивов, а некоторые из них граничат с их территориями.

Для изучения форм нахождения ртути был взят метод, описанный в статье «Selective extractions to assess the biogeochemically relevant fractionation of inorganic mercury in sediments and soils», автор N. S. Bloom [3].

Определение ртути в пробах проводили на атомно-абсорбционном спектрометре РА - 915⁺ с зеемановской коррекцией. Пробы почв анализировались с помощью пиролитической приставки ПИРО-915 (метод пиролиза; предел обнаружения ртути - 5 мкг/кг), жидкие фракции - с помощью приставки РП-91 (метод «холодного пара»; предел обнаружения ртути - 0,005 мкг/дм³) [2].

В ходе исследования получали по 4 фракции от 9 проб, отражающих формы нахождения ртути.

Таблица 1

Характеристика извлекаемых соединений ртути различными экстрагентами

Фракция	Экстрагент	Характеристика извлекаемых соединений ртути	Типичные растворимые соединения
1	Дистиллированная вода	Водорастворимые	HgCl ₂
2	0,1 М СН ₃ СООН + 0,01 М НСl, рН 2	Кислоторастворимые	HgO, HgSO ₄
3	1 М NaOH	Органокомплексы	Гуматы Hg, Hg ₂ Cl ₂ , (CH ₃) ₂ Hg
4	12 М HNO ₃	Прочносвязанные	В решетке минералов-носителей, Hg ₂ Cl ₂ , HgO

В таблице 2 представлены валовые содержания ртути в почвах г. Томска. Концентрация ртути в почвах не превышает предельно допустимых значений, принятых для содержания ртути в РФ (2100нг/г, [1]). На рисунке показано содержание ртути во фракциях, извлекаемых различными экстрагентами. Видно, что основная часть ртути содержится в органических комплексах (содержание третьей фракции составляет от 29% до 72%). По мнению ряда ученых, такое может наблюдаться, когда в почвах достаточное количество микроорганизмов, которые переводят минеральные формы Hg в органические формы. Органические формы ртути активно накапливаются живыми организмами, и являются более токсичными, чем водорастворимые и кислоторастворимые формы ртути.

Пробы 1,2,4 отобраны в точках вблизи ООО «Карьероуправление» и ООО «Томский завод строительных материалов и изделий», примерно в одинаковых природных и антропогенных условиях, и имеют схожий характер распределения ртути по фракциям.

Таблица 2

Концентрация ртути в почвах г. Томска (Октябрьский район)

Номер пробы	Среднее значение, нг/г
1	34,3
2	20,6
3	134,3
4	16,4
5	29,6
6	24,3
7	32,3
8	17,1
9	42,7

В пробах 5 и 6 также наблюдается практически равное соотношение всех фракций, независимо от того, что они находятся на значительном расстоянии друг от друга, и привязаны к разным промышленным объектам. Точка 5 находится в лесном массиве на небольшом расстоянии (100 м – 200 м) от Томского приборного завода, а точка 6 - в 400 м от Томского завода строительных материалов и изделий. Аналогичную картину в распределении ртути по фракциям можно наблюдать в точках отбора 7,8,9, наиболее удаленных от промышленных предприятий.

В пробе 3, находящейся в зоне влияния Томского завода строительных материалов, повышено общее содержание ртути по сравнению с другими пробами, а также содержание ртути во всех фракциях, особенно в третьей.

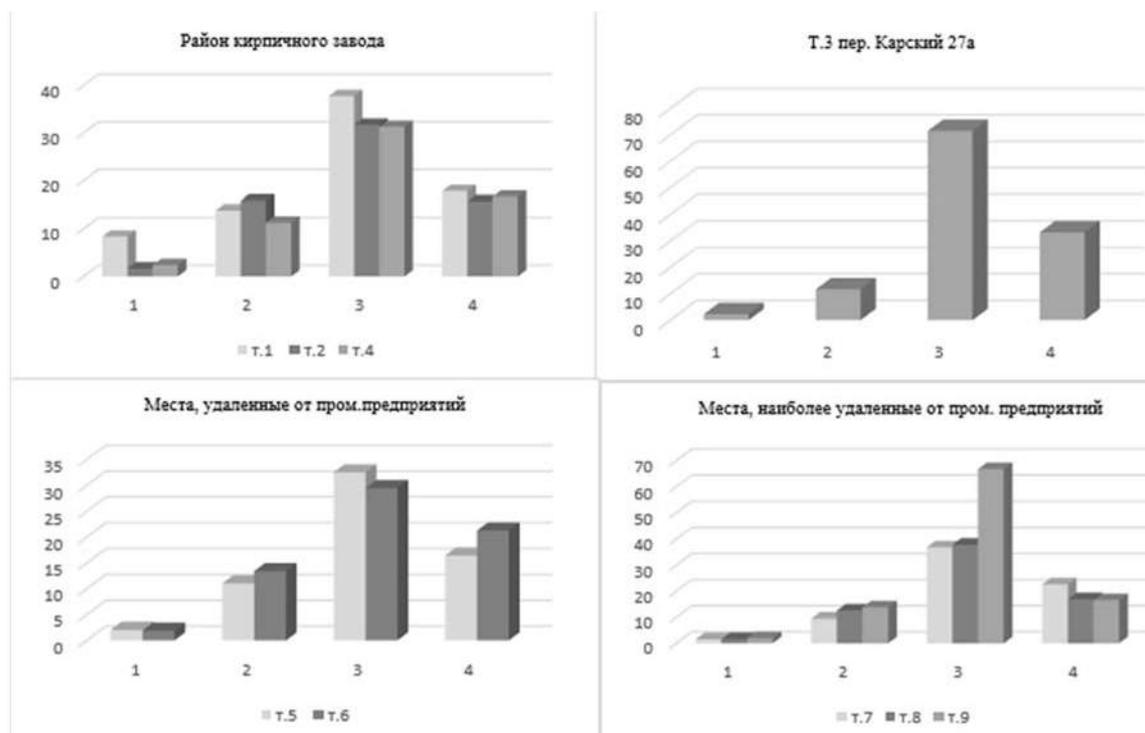


Рис. Содержание ртути во фракциях, извлекаемых различными экстрагентами

1 - H_2O -вода, 2 -слабокислая - 0,1 М CH_3COOH + 0,01 М HCl , pH 2, 3 – щелочи - 1 М $NaOH$, 4 – кислота - 12 М HNO_3 .

Представленные результаты позволяют заключить, что в основном ртуть в почвах находится в составе органической фракции, причем ее содержание в этой фракции хорошо коррелирует с общим содержанием ртути в почвах.

Литература

1. ГОСТ 17.4.1.02-83. Охрана природы. Почвы. Классификация химических веществ для контроля загрязнения – М. Госстандарт – 1983г.
2. Гордеева, О. Н. Формы нахождения ртути в почвах природно-техногенных ландшафтов Приангарья [Электронный ресурс] / Гордеева О. Н., Белоголова Г. А., Рязанцева О. С. // Современные проблемы геохимии : материалы конф. молодых ученых 12-17 сентября 2011 г. – Иркутск: Институт геохимии СО РАН. – Режим доступа: <http://www.igc.irk.ru/Molod-konf/offline-2011/youngconf-2011/ru/reportview/49348.html>.
3. Bloom N.S., Preus E, Katon J, Hiltner M. Selective extractions to assess the biogeochemically relevant fractionation of inorganic mercury in sediments and soils.// *Anal Chim. Acta.* - 2003.- V 479.- N.2.- P.233-248.
4. Filimonenko E. A., Lyapina E. E., Talovskaya A. V., Parygina I. A. Eco-geochemical peculiarities of mercury content in solid residue of snow in the industrial enterprises impacted areas of Tomsk // *Proc. SPIE 9292, 20th International Symposium on Atmospheric and Ocean Optics: Atmospheric Physics*, 929231 (November 25, 2014); doi:10.1117/12.2075637

СОДЕРЖАНИЕ УРАНА И ТОРИЯ В ПОЧВЕ И ЛИСТЬЯХ ТОПОЛЯ Г. БЛАГОВЕЩЕНСКА**Л.А. Дорохова**

Научный руководитель доцент Д.В. Юсупов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях развития промышленности и повсеместной урбанизации изменяется состав всех геосферных оболочек Земли. Это изменение способствует усилению геоэкологических проблем территорий и негативно влияет на состояние здоровья человека. В связи с этим, все большее внимание уделяется изучению состояния компонентов природных сред на территории городов. Актуальным для г. Благовещенска является изучение состояния компонентов окружающей среды, в том числе почвенного покрова и растительности, антропогенной трансформации приграничных и трансграничных территорий и т.д. [4].

Многие исследователи подчеркивают преимущества использования растений для мониторинга и оценки состояния окружающей среды, т.к. их элементный состав отражает особенности среды произрастания и локальные загрязнения. Широкое применение древесная растительность получила на урбанизированных территориях для оценки особенностей накопления химических элементов в условиях техногенеза и функционирования промышленных предприятий. Использование растений в качестве индикаторов состояния окружающей среды актуально и с точки зрения накопления в них редких, редкоземельных и радиоактивных элементов, концентрация которых увеличивается в биосфере в связи с нарастающим использованием их в производстве. В свою очередь, почва является компонентом природной среды, который несет в себе долговременную информацию о техногенном воздействии, представляет собой сложную природно-антропогенную систему. Почвы являются главным физико-химическим барьером на пути миграции элементов. Емкость поглощения химических элементов в почвах выше, чем в других компонентах биосферы.

Нами оценено содержание радиоактивных элементов – урана и тория в почвенном и растительном покрове г. Благовещенска (Амурская область) на трансграничной (Россия-Китай) территории.

На территории г. Благовещенск в июле 2013 г. отобраны пробы городских почв по равномерной площадной сети в масштабе 1:100000 (шаг опробования 1 × 1 км) с учетом розы ветров (преобладают северо-западные ветры). Всего отобрано 40 проб городских почв. Отбор почв производился точечным способом методом конверта из верхнего слоя 0-10 см (для контроля загрязнения поверхностно распределяющимися веществами). На фоновом участке верхнему слою почвы соответствовал гумусовый горизонт природных буролесных почв. Из 2-5 точечных проб составляли объединенную пробу весом примерно 1 кг. Химический состав образцов почвы определяли масс-спектральным с индуктивно-связанной плазмой методом с применением стандартных образцов в аналитическом центре ИПТМ РАН (аналитик к.х.н. В.К. Карандашев).

Отбор проб листвы в городе проводили в начале сентября 2013 г. по той же сети, что и почвенные пробы. Листья отбирали методом средней пробы из нижней внешней части кроны по окружности на высоте 1,5-2 м от поверхности земли с примерно одновозрастных деревьев двух видов: *Populus suaveolens* Fisch. и *Populus balsamifera* L. без учета видовой специфичности. Всего на территории города отобрано 40 проб листьев тополя. Подготовка проб для анализа включала следующие операции: просушивание при комнатной температуре, измельчение, взвешивание и озоление. Озоление проб листьев производили способом сухой минерализации согласно требованиям ГОСТ 26929-94 [2]. Определение содержания элементов в образцах золы листьев тополя производили инструментальным нейтронно-активационным методом анализа в аккредитованной ядерно-геохимической лаборатории на исследовательском ядерном реакторе ИРТ-Т Томского политехнического университета по аттестованному методикам (аналитики А.Ф. Судыко и Л.Ф. Богутская). Результаты анализов проб почвы и золы листьев тополя сведены в базу данных, произведена их статистическая обработка (табл.). Построение и оформление картосхем распределения урана и тория на территории г. Благовещенска выполнено с помощью программного обеспечения SURFER 10 и COREL DRAW 16 и представлено на рисунке.

Анализ характера накопления и распределения урана и тория на территории г. Благовещенска позволил выделить следующие особенности. По значению коэффициента вариации согласно данным таблицы однородные выборки (< 50%) установлены для Th и U в почвенном покрове; сильно неоднородные (70-100%) выборки установлены для Th и крайне неоднородные (>100%) – для U в золе листьев тополя.

Таблица

Содержание урана и тория и их отношение в почве и листьях тополя на территории г. Благовещенска

Химический элемент	Почва			Листья тополя		
	Содержание (среднее/min-max), г/т	Коэффициент вариации, %	Th/U	Содержание (среднее/min-max), г/т	Коэффициент вариации, %	Th/U
Th	$8,08 \pm 0,31$ (4,80 – 12,52)	24	3,6	$0,98 \pm 1,12$ (0,02 – 4,8)	80	2,9
U	$2,27 \pm 0,10$ (1,43 – 4,74)	28		$0,34 \pm 0,06$ (0,02 – 1,32)	119	

Средние содержания урана и тория в городских почвах (n) в 7-8 раз превышают их содержания в золе листьев тополя (0,n) при не значительном разбросе (в 2-3 раза) между минимальными и максимальными содержаниями. Также был рассчитан показатель Th/U отношения. Он является индикаторным для выявления техногенных и природных аномалий. В почве данное отношение равно 3,6, а в золе листьев тополя – 2,9.

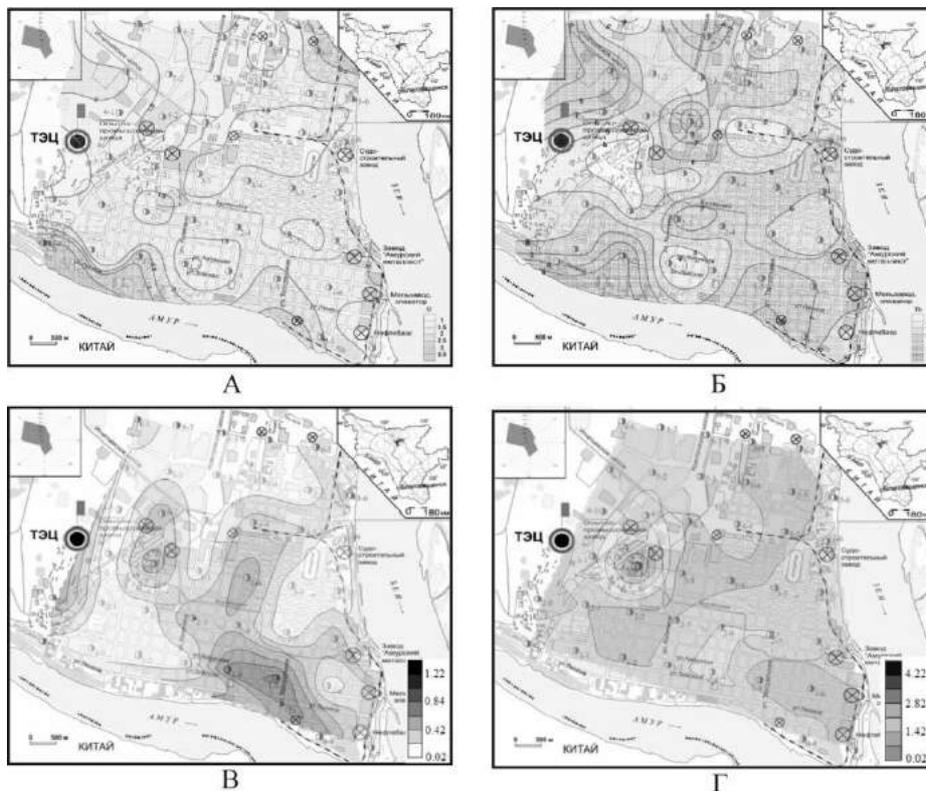


Рис. Распределение урана (А) и тория (Б) в почве, урана (В) и тория (Г) в золе листьев тополя на территории г. Благовещенска

Конформные ореолы урана (рис. А) и тория (рис. Б) в почвенном покрове тяготеют к береговым линиям рек Амура и Зеи, причем максимальные содержания наблюдаются вдоль набережной р. Амур на границе с КНР. Также исследуемые элементы объединяются по результатам кластерного и факторного анализов.

Ореол с максимальным содержанием урана в золе листьев тополя (рис. В) выявлен в юго-восточной части города, вдоль р. Амур, где на протяжении нескольких лет производится масштабные работы по берегоукреплению, реконструкции и благоустройству набережной на территории площадью 40 гектаров с отсыпкой грунта в объеме 2,5 млн. м³. Два других контрастных ореола урана и тория (рис. В, Г) по данным опробования листьев тополя сосредоточены в северо-западной промышленной зоне города, где расположены ТЭЦ и опытно-промышленный завод по переработке золотосодержащих и железосодержащих руд.

Таким образом, установлено существенное различие в уровнях содержаний и характере распределения урана и тория на территории г. Благовещенска по данным опробования почвенного покрова и листьев тополя. Эти различия в полученных данных можно объяснить тем, что почва отражает долговременный (многолетний) депонирующий эффект, а листья тополя – кратковременный сезонный (летний).

Уран и торий, содержащиеся в городских почвах, предположительно имеют преимущественно природный источник поступления и связаны с особенностью геологического строения данной территории,

представленной осадочными, вулканогенными и интрузивными комплексами пород кислого состава [3]. На это указывают и Th/U отношение, близкое к значению 3,85 для верхней континентальной коры [5].

Зола листьев тополя в большей мере отражает воздействие техногенного фактора на распределение урана и тория, в частности влияние промышленной зоны Благовещенской ТЭЦ. Топливом для станции являются бурые угли Ерковецкого, Райчихинского и Харанорского месторождений со средними содержаниями U в углях – 1,0; 1,5; 2,9 г/т и Th – 3,6; 3,8; 1,4; в золе углей: U – 7,0; 11,0; 29,0 г/т; Th – 25,4; 27,9; 14,0 г/т соответственно [1].

Литература

1. Арбузов С.И., Волостнов А.В., Ильенок С.С., Рыбалко В.И. Радиоактивные элементы (U, Th) в углях // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: материалы IV Международной конференции (Томск, 4-8 июня 2013); Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – С. 56 – 62.
2. ГОСТ 26929-94. Сырье и продукты пищевые. Подготовка проб. Минерализация для определения содержания токсичных элементов. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 31 с.
3. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200000. Серия Амуро-Зейская. Лист М-52-ХIV (Благовещенск). Объяснительная записка / Сост. С.П. Кузьменко. – М.: ВСЕГЕИ, 1983. – 82 с.
4. Павлова Л.М., Радомская В.И., Юсупов Д.В. Высокотоксичные элементы в почвенном покрове на территории г. Благовещенска // Экология и промышленность России, 2015. – Т. 19. – №. 5. – С. 50 – 55.
5. Тейлор С.Р., Мак-Леннан С.М. Континентальная кора: её состав и эволюция. – М.: Мир, 1988. – 384 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛА СОРБЕНТА НА ОСНОВЕ ТОРФА ПРИ ОЧИСТКЕ СТОЧНЫХ ВОД ОТ ИОНОВ ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ

Е.В. Егорова

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Очистка сточных вод в настоящее время рассматривается как важнейшая экологическая и экономическая проблема многих российских горно-обогатительных предприятий, имеющих крупнотоннажные сточные воды (например, ОАО «Апатит», ОАО «Ковдорский ГОК»). Технологические схемы очистки, реализованные в проектах очистных сооружений 1960-1980 г.г., не предусматривали снижения концентраций ионов цветных металлов до ПДК рыбохозяйственных водоемов. В результате до настоящего времени в водные объекты поступают очищенные воды с содержанием ионов цветных металлов, в несколько раз превышающим предельно допустимые концентрации (ПДК).

Промышленный опыт очистки сточных вод предприятий, как правило, основывается на реагентных методах, в основе которых лежат реакции окисления-восстановления и реакции нейтрализации. К основным недостаткам данной группы методов можно отнести, в отдельных случаях, значительный расход реагентов, высокую себестоимость очистки сточных вод [3].

В последние годы начинают получать все большее распространение сорбционные методы очистки сточных вод. В качестве сорбентов применяют искусственные и природные пористые материалы, такие как: силикагели, алюмогели, золы, коксовая и шлаковая мелочь, торф, активированные угли и активные глины [1]. Использование, в частности, сорбентов на торфяной основе находит применение при очистке сточных вод от ионов цветных металлов вследствие их дешевизны, простоты изготовления и применения. В связи с этим целью данной работы является изучение сорбционных свойств торфа и потенциала сорбентов на его основе, изучение процесса очистки сточных вод в лабораторных условиях, создание рецептуры нового сорбента, изучение его сорбционных свойств.

Экспериментальная часть

В качестве природного материала для формирования потенциального сорбента использовался торф, который является сложной полидисперсной многокомпонентной системой, включающей органическую часть, влагу, минеральные примеси. Органическая масса содержит следующие компоненты: гуминовые кислоты (40-50% по массе), битумы (1,12-17%), водорастворимые и легкогидролизующие вещества (10-60%), целлюлоза (2-10%), негидролизующий остаток (лигнин, 3-20%) [2]. Емкость обмена торфа изменяется в пределах 100-250 мг-экв./100 г сухого вещества. В торфе 65-70% объемной емкости приходится на долю гуминовых веществ, 20-30% - на долю углеводного комплекса и 5-10% - на долю лигнина [3].

Как наиболее перспективный и технологичный способ получения сорбента принят метод гранулирования переувлажненного торфа с последующей сушкой и (или) термической модификацией. Для получения гранулированного сорбента торф подвергался обезвоживанию, после чего экструдировался и проходил термическую обработку до конечной влажности готового сорбента 5-7%.

Эффективность использования данного сорбента для очистки от ионов цветных металлов (в частности, катионов молибдена (VI)) оценивалась на модельных растворах с концентрацией 30 мкг/дм³, приготовленных из государственного стандартного образца (ГСО) методом объемного разбавления.

Лабораторные исследования по изучению сорбционной способности торфяного сорбента были проведены в различных условиях (при взаимном перемешивании жидкой фазы и сорбента в первом случае и при относительном покое обеих фаз во втором).

Для определения эффективности очистки воды от катионов молибдена сорбционным методом в первом случае в условиях эксперимента навески гранулированного сорбента перемешивались на магнитной мешалке с модельным раствором в течение разных временных интервалов (10, 20 мин., 2, 4, 6, 20, 24 часов). После этого растворы фильтровались через бумажный фильтр «синяя лента».

При втором варианте проведения эксперимента навески гранулированного сорбента помещались в модельный раствор с концентрацией катионов молибдена 30 мг/дм³. Контактное взаимодействие модельного раствора с сорбентом происходило в течение 2, 6, 12, 24, 48 часов. После этого растворы фильтровались через бумажный фильтр «синяя лента».

Концентрации катионов молибдена (VI) определены до и после процесса сорбции атомно-абсорбционным методом на спектрометре Квант – Z.ЭТА.

Масса определяемого элемента ($m_{\text{погл}}$, мг/кг), поглощённая сорбентом, рассчитывалась по формуле 1:

$$m_{\text{погл}} = \frac{(C_{\text{исх}} - C_{\text{ост}}) \cdot V_{\text{р-ра}}}{m_{\text{навески}}}, \quad (1)$$

где $C_{\text{исх}}$ – исходная концентрация определяемого элемента в модельном растворе, мг/дм³; $C_{\text{ост}}$ – остаточная концентрация определяемого элемента в модельном растворе после взаимодействия с сорбентом, мг/дм³; $V_{\text{р-ра}}$ – объём модельного раствора, дм³; $m_{\text{навески}}$ – масса навески сорбента в пересчете на сухое вещество, кг.

Степень извлечения определяемого элемента из модельных растворов определялась по формуле 2:

$$\alpha = \frac{C_{\text{исх}} - C_{\text{ост}}}{C_{\text{исх}}} \cdot 100\% . \quad (2)$$

Результаты и их обсуждение

В результате лабораторных исследований потенциала сорбента на основе торфа, построена зависимость концентрации катионов молибдена в растворе от времени контакта с сорбентом в первом и втором случаях (рис.1). Также построена зависимость степени извлечения молибдена из модельного раствора от времени контакта для наибольшей концентрации $C_{\text{Мо}} = 30$ мг/дм³ (рис.2).

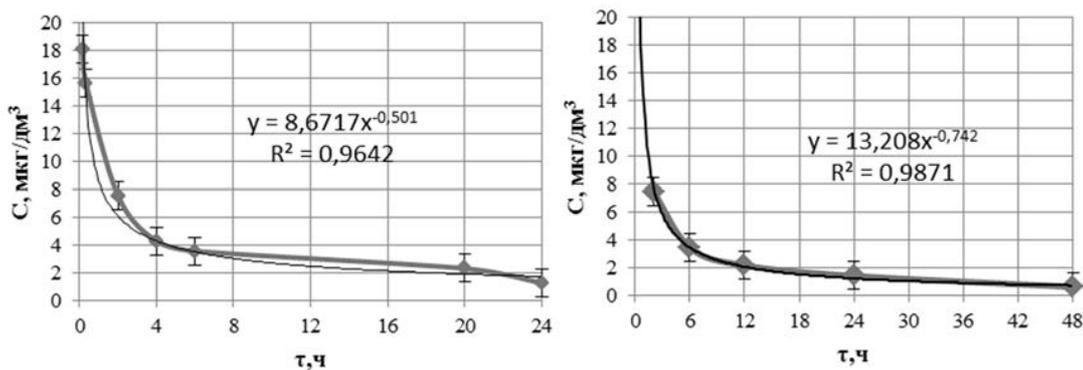


Рис.1 Зависимость концентрации раствора от времени контакта с сорбентом: слева - I вариант проведения эксперимента; справа - II вариант проведения эксперимента

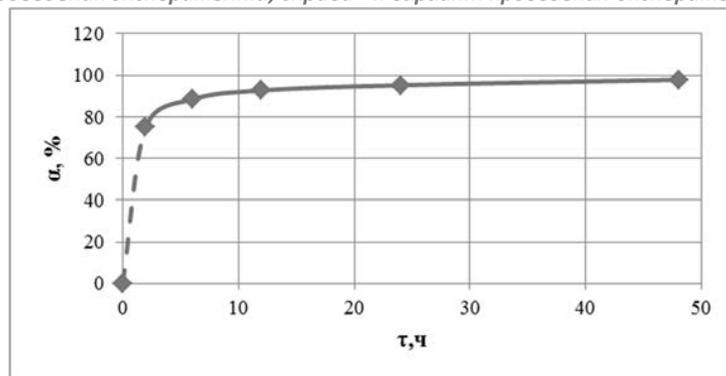


Рис.2 Зависимость степени извлечения молибдена из модельного раствора от времени контакта

Проведённые исследования показали, что очистка модельных растворов от катионов молибдена с помощью гранулированного сорбента на основе торфа происходит как при перемешивании жидкой фазы и сорбента, так и при относительном покое обеих фаз. Максимальная степень очистки сточных вод от катионов молибдена при помощи предложенного торфяного сорбента составила 98%.

Данный сорбент можно рекомендовать к использованию на предприятиях для очистки крупнотоннажных сточных вод. Достоинствами предложенного сорбента являются: высокая эффективность, низкая стоимость исходного сырья для производства сорбента, простота применения на очистных сооружениях.

Литература

1. Варфоломеев А.А., Космачевская Н.П., Синегибская А.Д., Русина О.Б., Донская Т.А. Изучение сорбционных свойств верхового торфа Братского района по отношению к d-металлам//Системы. Методы. Технологии. – 2010. – №6. – С. 132–135.
2. Кремчев Э.А. Очистка поверхностных стоков фильтрами на торфяной основе//Российские технологии и инженерное дело: перспективные проекты: сборник материалов международной конференции. – г. Сантьяго (Чили), 2010 – С. 68–78.
3. Хвостохранилища и очистка сточных вод / Под редакцией Чуянова Г.Г. – Екатеринбург: Изд. УГГА, 1998. – 246 с.

БИОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭПИФИТНОГО ЛИШАЙНИКА *LOBARIA PULMONARIA* ТЕРРИТОРИИ БАРГУЗИНСКОГО ЗАПОВЕДНИКА (РЕСПУБЛИКА БУРЯТИЯ)

Е.П. Еремينا

Научные руководители доцент Л.В. Жорняк, инженер-исследователь Т.С. Большунова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Установление фоновых уровней концентраций химических элементов в природных средах, крайне важная и непростая задача.

Целью работы является оценка химического состава лишайника одной из фоновых территорий России – Баргузинского заповедника. Полученные данные могут быть использованы для сопоставления результатов биогеохимических исследований районов с различным видом антропогенного воздействия.

Отбор проб эпифитных лишайников осуществлялся в 2015 г. на территории Баргузинского заповедника (республика Бурятия). Баргузинский заповедник основан в 1916 году, являясь первым государственным заповедником Российской Империи [7], что послужило становлению российской природоохранной системы.

Баргузинский заповедник расположен на северо-восточном побережье озера Байкал, на западных склонах центральной части Баргузинского хребта [6]. Территория заповедника, в силу достаточной удалённости от опасных источников загрязнения, является фоновым полигоном для оценки уровня трансформации освоенных территорий Северо-Восточного Прибайкалья, подвергшихся антропогенному воздействию [6]. По результатам мониторинга Северного Прибайкалья на территории заповедника не выявлено заметных трендов антропогенного происхождения [1].

В ходе полевых работ были отобраны листоватые эпифитные лишайники вида *Lobaria pulmonaria* (L.) Hoffm. Отбор выполнялся в кедрово-сосновом лесу с примесью осины и берёзы с коры взрослых деревьев на высоте вытянутой руки. Получено 9 проб. Отобранный вид *Lobaria pulmonaria* включен в первое издание «Красной книги Бурятии АССР» и в «Красную книгу Российской Федерации», 2008 г. [4]. Лишайники вида *Lobaria pulmonaria* доминируют, густо покрывая ветви деревьев пихты и ели [5]. Известно, что на территории Западной Сибири и Урала *L. pulmonaria* произрастает в районах с минимальной степенью или отсутствием антропогенного воздействия [9], и вполне очевидно обильное произрастание его в фоновом районе.

Для сопоставления полученных результатов были использованы данные химического состава лишайника того же вида, отобранного в районе нефтяного месторождения Томской области [3]. Также для сравнения полученных концентраций использована информация о содержании химических элементов в эпифитных лишайниках вида *Evernia mesomorpha* (Flot.) Nyl. сопредельной территории – Забайкальского национального парка, который наряду с Баргузинским заповедником входит в перечень особо охраняемых территорий России и занимает восточное побережье озера Байкал с полуостровом Святой Нос [5].

В лаборатории пробы были высушены до воздушно-сухого состояния. Для достижения равномерности распределения химических элементов внутри пробы образцы были измельчены в электрической кофемолке с нержавеющей крышкой. Для количественного анализа на определение концентраций 67 химических элементов в лишайниках был выбран современный высокочувствительный метод анализа – масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (ИСП-МС), характеризующийся низкими пределами обнаружения, что особенно важно при биогеохимических исследованиях. Анализ выполнялся в аккредитованном химико-аналитическом центре «Плазма», г. Томск.

Сопоставление результатов химического анализа лишайников двух заповедных территорий окрестностей Байкала представлены на графике (рис. 1). Прослеживаются повышенные концентрации в лишайниках Баргузинского заповедника Na, Ca, Cr, Fe, Rb в 1,5–8 раз, As – в 32 раза. Лишайники Забайкальского национального парка (анализ выполнен методом нейтронной активации (ИНАА) на установление содержания 28 химических элементов) характеризуются повышенными на порядок уровнями накопления актиноидов и лантаноидов, что обусловлено спецификой высококордиоактивного гранитного субстрата района отбора образцов (Баргузино-Чивыркуйский перешеек оз. Байкал (БЧП)) [2].

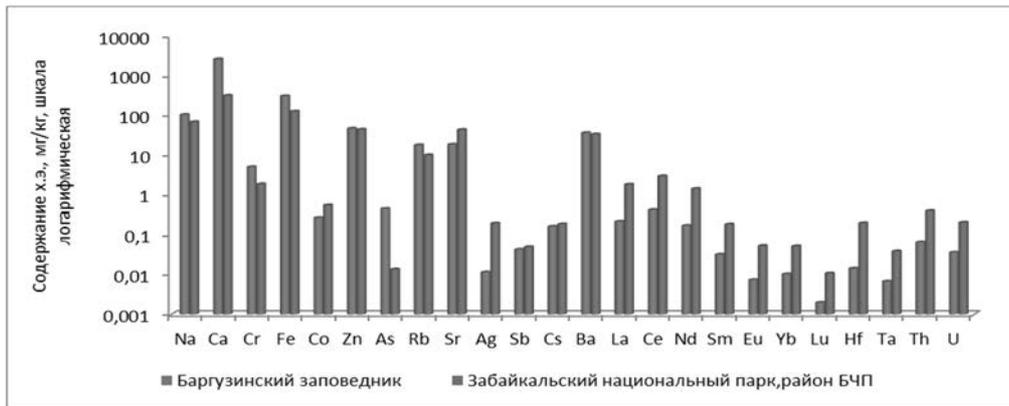


Рис.1 Содержания химических элементов в лишайниках Баргузинского заповедника и Забайкальского национального парка (по данным [2])

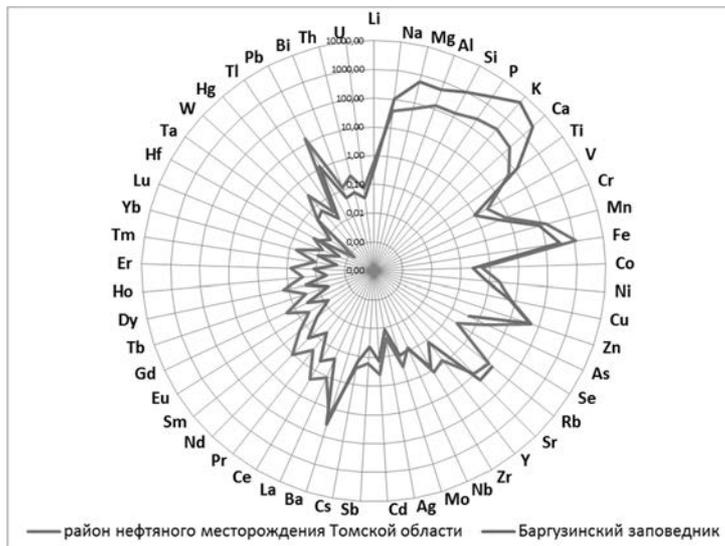


Рис. 2 Содержания химических элементов в лишайниках вида *Lobaria pulmonaria* Баргузинского заповедника и территории месторождения нефти Томской области (по данным [3])

В связи с редким распространением не только в России, но и в Европе, вида *Lobaria pulmonaria*, данные о концентрациях широкого перечня химических элементов в научной литературе найти проблематично. Сведения об уровнях накопления элементов в лишайнике *Lobaria pulmonaria*, отобранного с территории нефтяного месторождения Томской области [3] и рассматриваемой территории Баргузинского заповедника приведены на круговой диаграмме (рис. 2). Следует отметить, что анализ содержаний элементов в лишайниках одного вида выполнен методом ИСП-МС.

Оценивая круговую диаграмму, можно отметить, что концентрации макроэлементов Na, Mg, Al, Si, P, K, Ca, Ti выше в лишайниках Баргузинского заповедника в 2-16 раз по сравнению с показателями лишайников района нефтяного месторождения. Основное значение на накопление лишайниками этих элементов, вероятно, оказывает как почвенный перенос, так и перенос влажных аэрозолей с акватории озера Байкал. Также отмечаются превышения в лишайнике Баргузинского заповедника содержаний Ta в 10 раз, Sr и Ba в 2 раза. Так, по данным [8], макроэлементы, в частности Ca, Mg, P, K, – антагонистические элементы в отношении поглощения и метаболизма многих микроэлементов, и, напротив, микроэлементы могут ингибировать поглощение макрокомпонентов.

Большинство химических элементов, в том числе редкоземельные элементы и тяжелые металлы, отражающие специфику нефтедобывающего производства, имеют более высокие уровни накопления в лишайниках Томской области: в 2-6 раз, Pb – в 12 раз. Отмечается близкое содержание Zn в лишайниках Баргузинского заповедника, Забайкальского национального парка и антропогенно-изменённой территории месторождения Томской области – 48 мг/кг в среднем для трёх районов, что, вероятно, обусловлено высокой биофильностью цинка и его важной роли для метаболизма лишайников.

Оценивая биогеохимические особенности лишайников Баргузинского заповедника, можно сделать вывод, что данная территория в меньшей степени подвержена антропогенному влиянию и не обладает ярко выраженными особенностями строения подстилающих пород. Несомненно, концентрации химических элементов

лишайников этого района можно использовать в качестве фоновых показателей при сопоставлении с данными, полученными при изучении техногенно-нарушенных территорий, в том числе от горнодобывающих и горнообогатительных производств.

Работа выполнена при поддержке гранта Российского научного фонда № 15-17-10011.

Литература

1. Александрова И.И. Мониторинг загрязнений Северного Прибайкалья, 2006. – 66 с.
2. Большунова, Т.С. К вопросу о выборе фоновых концентраций химических элементов в лишайниках-эпифитах / Т.С. Большунова, Л.П. Рихванов, Н.В. Барановская // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2015. – Т. 326. – № 9. – С.33-44.
3. Большунова Т.С. Оценка степени трансформации природной среды в районах нефтегазодобывающего комплекса Томской области по данным изучения снегового покрова и лишайников-эпифитов: дис....канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2015. – 182 с.
4. Будаева С.Э. Мониторинг редких видов лишайников Баргузинского государственного заповедника // История и современность особо охраняемых природных территорий Байкальского региона / Матер. регион. научно-практич. конф., посвящ. 90-летию заповедного дела в России. – Улан-Удэ: Изд-во БГСХА, 2006. – С. 80-81.
5. Будаева С.Э. Лишайники северо-восточного Прибайкалья // Известия Самарского научного центра Российской академии наук, 2014. – Т. 16. – № 5(5). – С.1581-1586.
6. Заповедное подлесье. Официальный сайт. [Электронный ресурс] <http://zapovednoe-podlemorye.ru/> (Дата обращения: 14.02.2016).
7. Иметхенов А.Б., Тулохонов А.К. Особо охраняемые природные территории Бурятии. – Улан-Удэ, 1992. – 152 с.
8. Кабата-Пендиас А., Пендиас Х. Микроэлементы в почвах и растениях: Пер. с англ. — М.: Мир, 1989. – 439 с.
9. Микрюков, В.С. Популяционная экология эпифитного лишайника *Lobaria Pulmonaria* (L.) Hoffm. на территории Урала и Сибири: автореф. дис. ... канд. биол. наук. – Екатеринбург, 2011. – 21 с.

ЭЛЕМЕНТЫ ТОКСИКАНТЫ В ВОДЕ ОБЪЕКТОВ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ РАСПОЛОЖЕННЫХ НА ТЕРРИТОРИИ БЫВШЕГО СЕМИПАЛАТИНСКОГО ИСПЫТАТЕЛЬНОГО ПОЛИГОНА

Г.М. Есильканов

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов¹, начальник лаборатории элементного анализа М.Т. Койгельдинова²

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия¹
Институт радиационной безопасности и экологии, г Курчатова, Казахстан²**

В течение многих лет, бывший Семипалатинский испытательный полигон (СИП), расположенный на территории Казахстана обращал на себя внимание только как источник радиационной опасности для местного населения. В то же время необходимо учесть, что радиационный фактор является не единственным, влияющим на показатели здоровья населения. Зачастую немаловажное значение приобретает качество объектов окружающей среды (прежде всего, питьевой воды), характеризующееся, в частности, такими показателями, как содержание хлоридов, сульфитов, общая минерализация, наличие токсичных элементов. Так как основным негативным фактором высокой заболеваемости населения может быть потребление воды некачественных объектов водопользования.

Территория испытательного полигона находится в пределах чингиз-тарбагатайской золото-медь-полиметаллической зоне в ней развиты гранитоиды специализируются на редкие металлы, что может способствовать образованию отдельных участков с повышенным содержанием элементов в воде и почве. Кроме того на севере и востоке территория СИП граничит с кайнарским ураноносным районом и сьмейтауской урановорудной подзоной.[2]

На СИП появились места постоянного проживания пастухов и членов их семей (зимовки), стада овец и табуны лошадей выпасаются на всей территории полигона. Поэтому большое значение имеет качество воды, используемой для питьевых и хозяйственно-питьевых целей.

Для получения информации о содержании элементов токсикантов в воде было проведено исследование различных объектов водопользования (колодцы, скважины, ручьи, родники) на территории СИП. Отбор воды проводился по стандартным методикам в летний период 2015 года[1]. Всего отобрано 99 проб, в последующем они были проанализированы методом ICP-MS на содержание Na, Ca, Mn, Be Cr, Co, Ni, Cu, Zn, Pb, U, Fe, V, As, Sr, Th, Cd, Ba, La, Ce, Nd, Sm, Ti, Zr, Nb, Mo, W. Измерения проводились в Институте радиационной безопасности и экологии в г. Курчатова. Было выделено три больших участка: северо-западная часть (СЗЧ), юго-восточная (ЮВЧ), юго-западная часть (ЮЗЧ). Статистическая обработка материала проводилась с помощью программ MS Excel 2010 и Statistica 10.

Сравнительный анализ химического состава воды, отобранной на разных участках, показан на рисунке.

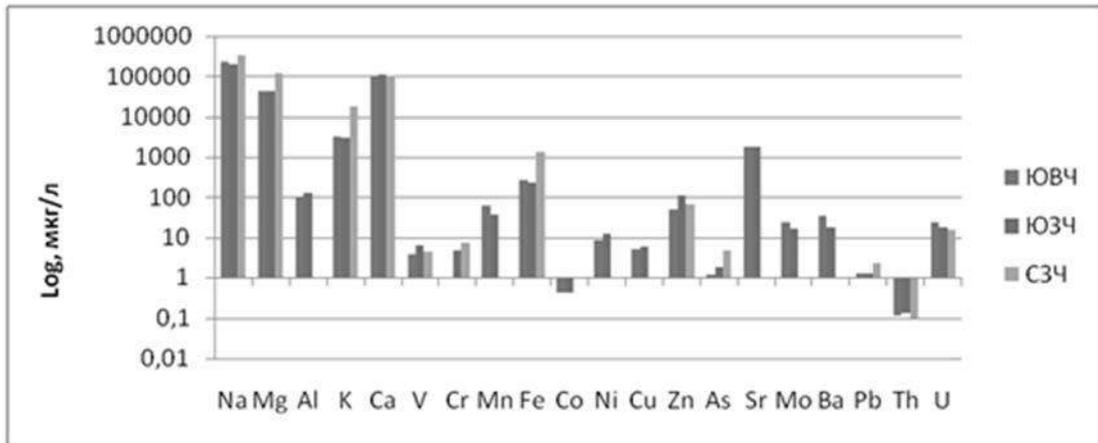


Рис. 1 Распределение элементов в воде объектов водопользования на территории СИП, (мг/л)

Из рисунка видно, что элементный состав воды отобранной на разных участках мало отличается друг от друга за исключением ряда элементов: железа, цинка, свинца и урана.

Для выделения геохимической специфики изучаемой воды был высчитан коэффициент концентрации. Более полное понимание о геохимических особенностях объектов водопользования на СИП дает сравнение с химическим составом воды зоны гипергенеза. С этой целью был проведен расчет коэффициента концентрации, в котором среднее содержание элемента нормировалось к кларку воды зоны гипергенеза (таблица 1).[3]

Таблица

Геохимические ряды ассоциации элементов в воде объектов водопользования СИП относительно среднего содержания для вод зоны гипергенеза

	Геохимический ряд
СЗЧ	U _{5,4} >Mo _{4,9} >Sr _{4,1} >Na _{3,4} >As _{2,7} >Cr _{2,3} >Li _{2,3} >Mg _{2,0} >Ca _{1,7} >V _{1,3} >Cu _{1,3}
ЮВЧ	U ₁₈ >Mo ₁₃ >Sr ₁₀ >Na _{4,7} >V _{2,8} >Ca _{2,7} >Ni _{2,6} >Mg _{2,4} >Ba _{1,8} >Cr _{1,8} >Li _{1,4}
ЮЗЧ	U ₁₃ >Sr ₁₀ >Mo ₉ >V _{4,6} >Ni _{3,4} >Na _{3,0} >Ca _{2,8} >Zn _{2,6} >Mg _{2,3} >Cr _{1,6} >Li _{1,5}

Для воды всех трех главных участков СИП характерно превышения кларка зоны гипергенеза по урану, молибдену, стронцию. Это может быть связано с особенностью элементного состава подстилающих пород и особенностью протекания химических процессов в воде.

Литература

1. ГОСТ 17.1.5.05-85 «Общитребованиякотборупробповерхностныххиморскихвод, льдаиатмосферныхосадков» /ГосударственнымкомитетомСССРпогидрометеорологиииконтролюприроднойсреды
2. Отчёт по мероприятию «Изучение радиационной обстановки на территории Республики Казахстан" в рамках бюджетной Программы 011 «Обеспечение радиационной безопасности», Том II, Восточно-Казахстанская область/ АО «Волковгеология» - Алматы2008
3. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза / С.Л. Шварцев. - М.: Недра, 1998. -366 с.

РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА СЕЛА КАЛАЧИ, ВБЛИЗИ ДЕКУЛЬТИВИРОВАННЫХ УРАНОВЫХ ШАХТ ЕСИЛЬСКОГО РАЙОНА АКМОЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Ш.Б. Жакупова¹, В.В. Колбин¹, М.Т. Джембаев^{1,2}

Научный руководитель профессор А.В. Липихина.

¹Научно-исследовательский институт радиационной медицины и экологии, г. Семей, Казахстан

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство территорий Казахстана являются неблагоприятными по уровню нагрузок техногенными источниками загрязнения. Причиной этого послужили реконструкция старых и строительство новых объектов металлургии, разработка месторождений, особенно углеводородов, проблемы ликвидации последствий деятельности урановых рудников, ядерных полигонов. В настоящее время загрязнение окружающей среды во многих регионах Казахстана достигло критического уровня. Повышенное содержание различных токсических веществ и тяжелых металлов в атмосферном воздухе, водоемах и почве способствует поступлению и

накоплению их в организме человека. Интенсивные и длительные воздействия экологически неблагоприятных факторов среды могут приводить к перенапряжению адаптационных систем, развитию предболезненных и болезненных состояний [3].

Одной из проблем современного этапа экологического риска в Казахстане является ситуация, которая возникла в с. Калачи Есильского района Акмолинской области, расположенного на территории вблизи урановых шахт. Всего за период с марта 2013 г. по март 2015 г. зафиксировано 9 вспышек (168 случаев) заболеваний среди населения данного села с общими симптомами: пошатывание, головокружение, сонливость, кратковременная потеря памяти – «синдром Калачи».

Село Калачи расположено на правом берегу реки Ишим, в 44 км от районного центра, поселка Есиль Есильского района Акмолинской области Республики Казахстан. Находится в 600 м от бывшего поселка городского типа Красногорск. Поселок относился к рудопромышленному управлению бывшего СССР. С 60-х до 90-х годов XX века близ поселка добывались урановые руды. Добыча урана прекращена в 1991-1992 годах. Шахты закрыты, декультивированы [5]. Известно, что добыча урановых руд шахтным методом приводит к образованию хвостохранилищ «пустой породы», содержащей, кроме урана, и ряд других элементов, например, ртуть, марганец, мышьяк. Соединения данных элементов относятся к нейротропным веществам, вызывающим общую слабость, головную боль, головокружение, тошноту, обморок. Токсичные элементы, присутствующие в рудах, горных породах в кларковых количествах, при процессах добычи могут концентрироваться вместе с ценными компонентами и частично попадать в отходы, создавая опасные участки. Пылевое рассеивание ветрами и водный вынос шламов из хвостохранилищ являются источниками распространения токсичных элементов на большие территории. В этих условиях элементы способны накапливаться и длительное время циркулировать в экосистемах, являясь потенциальным источником загрязнения экосистем прилегающих территорий [4].

Сотрудниками НИИ радиационной медицины и экологии проведена работа по оценке состояния здоровья «заболевших» жителей села Калачи, экологических факторов риска радиационной и нерадиационной природы. В трех группах исследования («заболевшие», «не заболевшие») жители села, контрольная группа) проведен анализ микроядерного теста и цитогенетические исследования.

Для объективной экологической оценки состояния территории, точного установления причины резкого ухудшения самочувствия жителей села Калачи и предотвращения последующих случаев проведены комплексные медико-экологические исследования. На исследуемых территориях проведено 376 замеров параметров радиоэкологической обстановки: мощность экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения, плотность потока альфа-частиц, плотность потока бета-частиц, эквивалентная равновесная объемная активность (ЭРОА) радона.

МЭД в жилых помещениях находится в пределах нормы и варьируется от 0,064 мкЗв/час до 0,197 мкЗв/час [2]. Превышение мощности экспозиционной дозы было зафиксировано вблизи урановых шахт. Самый максимум мощности экспозиционной дозы был зафиксирован на кургане вблизи урановой шахты №2 и составил 12,367 мкЗв/час. Урановые шахты были засыпаны более 20 лет назад, однако они до сих пор оказывают неблагоприятное воздействие на радиоэкологическую обстановку в крае.

Из 17 замеров плотности потока альфа-частиц в жилых помещениях, наибольшая плотность частиц составила 0,492 альфа-частиц/мин*см². Из 23 замеров плотности потока альфа-частиц вне жилых помещений, наибольшая плотность частиц составила 2,837 альфа-частиц/мин*см² (руины вблизи урановой шахты), это в 5,8 раз больше, чем плотность потока в жилых помещениях. Разброс результатов замеров плотности потока альфа-частиц составляет от 0,003 альфа-частиц/мин*см² (показания в жилом доме) до 2,837 альфа-частиц/мин*см² (показания на руинах у шахты). Разница в плотности оседания потока альфа-частиц между минимальным и максимальным показанием значительна, максимальное значение превышает минимальный показатель в 946 раз.

При измерении плотности потока бета-частиц в жилых помещениях, максимум составил 12,852 бета-частицы/мин*см². В окружающей среде максимальный показатель составил 15,694 бета-частицы/мин*см². Различия величин бета-частиц в жилых помещениях с постоянным проживанием людей и вне жилых помещений (в окружающей среде) незначительно, плотность оседания бета-частиц в окружающей среде больше в 1,2 раза. Плотность потока бета-частиц составляет от 0,284 бета-частиц/мин*см² (показания на руинах сельского дома культуры) до 15,694 бета-частиц/мин*см² (показания около урановой шахты). Максимальное значение превышает минимальный показатель в 55,2 раза.

Таблица 1

Объем и результаты измерений эквивалентной равновесной объемной активности радона (Бк/м³) в исследуемых точках

№ п/п	Помещение	Количество измерений	Разброс значений	Среднее значение
1	Жилые комнаты	339	20 - 1521	234
2	Подвалы	65	30 - 1662	290
3	Погреба (вне зданий)	5	30 - 1010	642
4	Огороды	34	7 - 120	30
5	Развалины	12	6 - 108	40

Из 339 точек замеров в жилых помещениях с постоянным проживанием жителей, в 32% случаев (в 108 точках) полученные значения ЭРОА радона превышают требования существующих нормативов 200 Бк/м³ [2]. В отдельных точках обнаружено многократное превышение нормы до 7 раз. Также следует принимать во внимание залповый характер выбросов радона – отдельные пики значений, во много раз превышающие ПДК. В погребах и

подвалах содержание радона колеблется в широких пределах со значительно более высокими средними значениями концентрации на кубометр. На открытом воздухе объемная активность радона достаточно низка, за исключением территорий закрытых урановых шахт.

Особый интерес для практической медицины представляет свойство инертных газов проявлять наркотический эффект. По силе наркотического эффекта инертные газы были выстроены Н.В. Лазаревым [7] в ряд в соответствии с убыванием коэффициента Мейера-Овертона [8]. На сегодняшний день лучшим анестетиком из числа инертных газов является ксенон [1]. Как следует из ряда инертных газов, наиболее близкими к ксенону по анестетическим свойствам газами являются криптон и радон. В целях использования в медицине свойства криптона в настоящее время исследуются [6]. Радон должен проявлять еще более сильный наркотический эффект, чем ксенон, исходя из теории Мейера-Овертона, однако из-за радиоактивности этого газа его использование в качестве анестетика не известно.

Объемная активность радона в помещениях жилых зданий является весьма вариабельной величиной и во многом зависит от конструктивных особенностей и защитных свойств зданий. Если принять, что в сельских населенных пунктах преобладают одноэтажные деревянные строения с простыми фундаментами и деревянными полами, то можно считать, что поступление радона в помещение определяется, в основном, свойствами подстилающих пород. Основной источник радона – почва под зданием. Процесс переноса радона обусловлен двумя механизмами: диффузным, то есть наличием градиента концентрации радона в среде, и конвективным, вызванным наличием разности давлений между внутренним объемом здания и внешней атмосферой.

Одна из возможных причин повышенной активности концентрации радона в жилых помещениях с. Калачи – процессы, происходящие в заброшенных шахтах бывшего уранодобывающего комплекса. В результате многолетней подземной разработки Ишимского и Любимовского месторождений, располагавшихся вблизи с. Калачи, под землей образовались обширные пустоты (ориентировочно 53 млн. м³). При ликвидации заброшенные шахты были затоплены. В настоящее время откачка воды не производится. В периоды повышения температуры из-за возникающего перепада давления, а также во время весеннего снеготаяния и сезонов дождей из-за повышения уровня воды в шахтах, происходит увеличение давления на воздушно-газовую смесь и ее залповые выбросы к дневной поверхности по проницаемым зонам в породах и почвах. Это может касаться поступления и других газов, образующихся в затопленном пространстве (соединений азота, озона, ацетона и др.)

Практически все радиозоологические параметры с. Калачи соответствуют нормативным значениям, за исключением значений мощности дозы на территориях урановых шахт и повышенное содержание радона на территории села. Таким образом, повышенное содержание радона на территории села, носящее залповый характер поступления в жилые дома, подполья и подвалы, может рассматриваться как вероятная причина заболевания населения, учитывая свойства радона как инертного газа, возможно при сочетании воздействия и других компонентов газовой смеси.

Литература

1. Буров Н.Е., Потапов В.Н., Макеев Г.Н. Ксенон в анестезиологии. Клинико-экспериментальные исследования. М.: «Пuls». 2000. 356 с.
2. Гигиенический норматив «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» № 201 от 03.02.2012.
3. Корчевский А.А. Оценка ущерба состоянию здоровья населения Республики Казахстан от воздействия факторов окружающей среды. // Гигиена и санитария. – 2006. – № 5. – С.26.
4. Куценко С.А., Бутомо Н.В., Гребенюк А.Н. и др. Военная токсикология, радиобиология и медицинская защита. 2014 г.
5. Отчет АО «Волковгеология» «Изучение радиационной обстановки на территории Республики Казахстан» (результаты работ за период 2004-2008 гг.) Том IX. Акмолинская область. Алматы, 2008 г.
6. Павлов Б.Н., Павлов Н.Б., Куссмауль А.Р. и др. Физиологические эффекты газовых смесей и сред, содержащие ксенон и криптон. http://medxenon.ru/sreda_kxenon_krypton.html.
7. Lederer C.M., Hollander J.M., Perlman I. Table of Isotopes. – 6th. – New York: John Wiley & Sons, 1968.
8. Meyer H. Zur Theorie der Alkoholnarkose // Arch. Exp. Path. a. Pharmacol. 1899. V.42. P.2-4.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ЛАБАЗНИКА ВЯЗКОЛИСТНОГО (*FILLIPENDULA ULMARIA L.*) КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

В.А. Жданов, Е.А. Колесникова, Е.В. Черненькая

Научный руководитель доцент И.С. Соболев, профессор Н.В. Барановская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Применение широко распространенных растений для выявления эколого – геохимической специализации регионов является весьма информативным методом.

Нами с этой целью проведено биогеохимическое опробование в 10 районах Кемеровской области. Пробы надземных частей лабазника вязолистного (*Fillipendula Ulmaria L.*) отбирались в пределах различных природных и техногенных ландшафтов. Общее количество – 50 проб.

Методом ИСП-МС (Аналитический центр «Плазма», г. Томск) в сухом веществе определено содержание 55 элементов. В отдельных образцах растительного материала концентрации Sc, As, Cd, Eu, Er, Lu, Ta, Tl, Vi находятся ниже порога чувствительности анализа. Превышение значений кларка содержания в сухом

веществе растений (по В. Markert, 1991) отмечено для Ca, As, Sc, Ba, Sb (Табл. 1.). Высокой степенью изменчивости концентраций характеризуются Sm, Yb, Lu, Hf, Ta, Th, U, Rb, Eu, Sb.

Таблица 1

Кларки концентраций и коэффициенты вариации

		Коэффициент вариации, %		
		Однородные (< 39)	Неоднородные (40 – 79)	Весьма неоднородные (> 80)
Кларк концентрации	< 0,5	Cr	Na, Fe, Zn, Ag, Cs, La, Ce, Nd, Tb	Sm, Yb, Lu, Hf, Ta, Th, U
	0,5 – 1	Co	Sr	Rb, Eu
	1 – 2	Ca	As, Ba	Sb
	> 2		Sc	

Оценка ранговой корреляции продемонстрировало большое количество значимых преимущественно положительных связей между элементами. Наиболее сильные из них ($R_{\alpha = 0.05} \geq 0,95$) объединяют группу литофилов, что отражает влияние минерального состава почв и возможно горнодобывающую специфику региона (Рис. 1). По данным статистического анализа методом главных компонент эти же элементы с добавлением Cs испытывают значимую нагрузку первого фактора, составляющего 32 % от общей объясненной дисперсии.

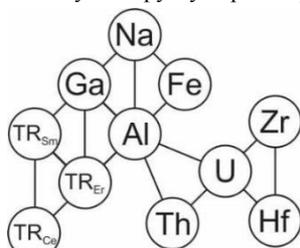


Рис. 1. Граф-ассоциации



Рис. 2. Дендрограмма корреляционной матрицы: 1,2,3,4 - номера кластеров

По результатам непараметрического однофакторного дисперсионного анализа (тест Краскела-Уоллиса) установлено статистически значимое различие между изученными районами по содержанию ряда элементов (Табл. 2). Коэффициенты концентраций, представленные в таблицах, рассчитаны по медианным значениям.

Кластерный анализ, проведенный по стандартизированным значениям концентраций компонентов, позволил выявить существенное влияние локальных факторов на обобщенную биогеохимическую характеристику районов. По особенностям строения дендрограммы выделено четыре кластера, объединяющие пробы с близким распределением элементов (Рис. 2). Методом К-среднего определена принадлежность образцов к одному из кластеров с последующей оценкой их геохимической специализации (Табл. 3).

Пробы второго и третьего кластера, по всей видимости, представляют «околофоновые» концентрации элементов с некоторой геохимической спецификой для районов и мест отбора растительного материала. Во втором кластере наиболее представительны по количеству образцы Тисульского района. Третий кластер, где доминируют пробы Кемеровского района, характеризуется относительным концентрированием ($КК \geq 1,5$) редких и редкоземельных литофильных элементов.

Таблица 2

Коэффициенты концентраций элементов, определяющих статистически значимое биогеохимическое различие между районами Кемеровской области

Район (кол-во проб)	коэффициент концентрации (КК)															
	Sc	Ti	V	Co	Ni	As	Ag	Hf	Ga	Pb	Bi	Th	U	TR(Ce)	TR(Sm)	TR(Er)
Ч (6)	1,2	1,3	0,9	1,0	0,8	0,9	1,2	0,9	0,7	1,0	1,4	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
Г (7)	0,1	0,6	0,7	1,2	0,5	0,5	0,2	1,0	1,5	1,8	0,9	1,0	1,0	0,8	0,7	0,9
И (5)	1,1	3,2	1,6	1,2	1,7	1,9	1,0	1,0	1,8	1,0	1,0	1,3	1,3	1,4	1,3	1,4
К (5)	0,4	0,7	0,9	1,2	1,8	0,9	0,6	1,7	1,4	1,6	0,9	1,3	1,2	2,1	1,8	2,4
Л (4)	0,6	0,7	1,7	1,3	0,4	1,0	1,5	2,1	3,0	1,4	2,3	1,7	2,0	1,2	1,2	1,3
М (7)	1,4	1,4	1,4	0,8	1,4	1,5	1,1	0,8	0,7	0,6	0,9	0,7	1,0	1,2	1,2	1,2
Т (12)	1,1	1,2	1,0	0,8	0,7	1,3	1,0	0,7	0,6	0,7	1,0	0,5	0,8	0,6	0,6	0,6
Я (1)	1,1	4,7	0,7	0,5	1,5	1,2	1,0	0,5	0,6	1,4	1,1	0,4	0,6	0,7	0,6	0,3
Б (2)	0,5	1,0	1,1	1,1	0,9	0,9	0,4	3,8	1,8	2,0	1,1	3,1	3,2	2,1	2,2	2,5
П (1)	0,2	0,6	1,4	1,2	1,0	0,2	0,5	4,2	2,2	1,2	1,5	3,8	2,7	2,4	2,6	3,3

Примечание: районы: Ч – Чебулинский, Г – Гурьевский, И – Ижморский, К – Кемеровский, Л – Ленинск-Кузнецкий, М – Мариинский, Т – Тисульский, Я – Яйский, Б – Беловский, П – Промышленновский; $0,5 \leq \text{КК} \leq 1,5$

Таблица 3

Геохимическая специализация проб лабазника различных кластеров

Номер кластера	Ранжированный по значению коэффициента концентрации ряд химических элементов: элемент (коэффициент концентрации)	Район (кол-во проб)
1.	U (5,0), TR(Er) (4,6), Hf (4,3), TR(Sm) (4,3), Zr (4,1), Th (4,1), Cs (3,9), Nb (3,7), Ta (3,6), Al (3,5), Y (3,4), TR(Ce) (3,3), Na (2,9), Fe (2,7), Ga (2,5), V (2,1), Tl (1,8), Sb (1,7), Pb (1,6), Si (1,6), Bi (1,5), Sn (1,5), Ti (1,5), Mo (1,4), Cd (1,3), Co (1,3), Rb (1,3), Li (1,2), Ba (1,2), Zn (1,1), Ni (1,1), Cr (1,1), Mn (1,1), P (1,1), Sc (1,1), Cu (1,0), W (1,0), Ag (1,0), Ca (1,0), Sr (1,0), K (0,9), As (0,8), Mg (0,8), B (0,7)	И (2), Б (1), Л (1), П (1)
2.	Sb (1,0); K (1,0), W (1,0), Bi (1,0), Rb (1,0), Cd (1,0), Mg (1,0), As (1,0), Sr (1,0), P (1,0), Ag (1,0), Cu (1,0), Cr (0,9), Ca (0,9), Co (0,9), Ba (0,9), Mo (0,9), B (0,9), Fe (0,9), Sn (0,9), V (0,8), Pb (0,8), Cs (0,8), Ta (0,8), Ti (0,8), U (0,8), Mn (0,8), Na (0,8), Zr (0,7), Si (0,7), Zn (0,7), Ga (0,7), Al (0,7), Sc (0,7), Tl (0,7), Nb (0,7), Ni (0,7), Hf (0,6), Li (0,6), TR(Sm) (0,6), TR(Er) (0,6), TR(Ce) (0,6), Y (0,5), Th (0,5)	И (1), М (1), Ч (3), Т (7), Б (1), Г (4), Л (1)
3.	W (2,2), TR(Er) (1,7), Ta (1,7), Y (1,6), Hf (1,6), Cs (1,5), TR(Ce) (1,4), Al (1,4), TR(Sm) (1,4), Zr (1,4), Bi (1,4), Nb (1,4), Fe (1,3), Ga (1,3), U (1,3), Th (1,3), Mn (1,3), V (1,2), Na (1,2), Co (1,2), Sb (1,2), Ti (1,2), Li (1,1), Sn (1,1), B (1,1), Si (1,1), Pb (1,1), Ca (1,1), Mo (1,1), Cr (1,1), Tl (1,0), Sr (1,0), Mg (1,0), Zn (1,0), Cd (1,0), Cu (1,0), P (1,0), As (1,0), Ba (0,9), Ag (0,9), K (0,9), Ni (0,9), Sc (0,9), Rb (0,8)	И (1), М (3), Ч (3), Т (3), К (5), Г (2), Л (2)
4.	Ni (2,9), Ba (1,8), Cd (1,8), Ti (1,8), Zn (1,6), Cu (1,4), As (1,4), Mn (1,3), Rb (1,3), Sc (1,1), P (1,1), K (1,1), Cr (1,1), Ag (1,0), Bi (1,0), Mg (1,0), Li (0,9), Ca (0,9), Sr (0,9), B (0,9), Si (0,9), V (0,9), W (0,8), Sn (0,8), Mo (0,8), Y (0,8), Fe (0,8), Ga (0,7), Hf (0,7), Zr (0,7), Cs (0,7), TR(Ce) (0,7), TR(Sm) (0,7), Co (0,6), Na (0,6), U (0,6), Al (0,6), Pb (0,6), Nb (0,5), Tl (0,5), TR(Er) (0,5), Th (0,5), Ta (0,4), Sb (0,4)	Я (1), И (1), М (3), Т (2), Г (1)

Примечание: районы: Ч – Чебулинский, Г – Гурьевский, И – Ижморский, К – Кемеровский, Л – Ленинск-Кузнецкий, М – Мариинский, Т – Тисульский, Я – Яйский, Б – Беловский, П – Промышленновский

Весьма контрастным относительным накоплением преимущественно литофильных элементов выделяются образцы первого кластера. При этом обращает на себя внимание яркая специализация на естественные радиоактивные, редкоземельные и редкие элементы.

Пробы четвертого кластера на общем фоне обособляются смешанной халькоцидерио-литофильной ассоциацией концентрирующихся элементов.

Таким образом, региональную биогеохимическую дифференциацию исследованных районов Кемеровской области необходимо проводить с учетом особенностей природных и техногенных особенностей мест обора проб. Существенное искажение в обобщенные биогеохимические характеристики территорий вносит подчиненное количество образцов с аномальным отклонением в уровнях накопления ряда элементов.

Работа выполнена при поддержке грант РФФИ 15-17-10011.

ЕСТЕСТВЕННАЯ ПРИРОДНАЯ РАДИОАКТИВНОСТЬ ПОЧВ КАК ФАКТОР РИСКА ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ ЧЕЛОВЕКА

А.Н. Злобина

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высокое содержание радионуклидов в почвах, горных породах влечет за собой повышенные концентрации радиоактивного газа радона, что в свою очередь приводит к опасной радиэкологической обстановке.

Одним из первых о районах с повышенной радиоактивностью писал американский ученый Меррил Эйзенбад в середине прошлого века: «известны два источника высокой природной радиоактивности: минеральные источники и районы монацитовых песков или других природных отложений» [4]. С тех пор было открыто несколько регионов с высоким содержанием естественных радиоактивных элементов в почвах. Примером могут служить почвы района Посус-ди-Калдас в Бразилии, почвы штата Керала в Индии, почвы острова Ньюе, почвы южно-китайской провинции Гуандун, почвы французского региона Овернь, монацитовые пески побережья Азовского моря.

Причиной формирования высоких концентраций естественных радиоактивных элементов в почвах, прежде всего, могут быть высокие концентрации этих компонентов в первичных почвообразующих породах, а также различные геологические процессы, приводящие к накоплению радиоактивных элементов [2].

Целью данной работы является изучение природы высокой радиоактивности почв и радиоэкологических последствий в районах с повышенным содержанием радионуклидов в почвах.

Геохимические и минералогические исследования почв из южно-китайской провинции Гуандун и французского региона Овернь показали, что максимальное накопление редких земель и радиоактивных элементов происходит в тонкой песковой (0,04) и (0,01) и глинистой фракциях. По данным электронно-микроскопического анализа в почвах провинции Гуандун были выявлены фосфаты тяжелых и легких редких земель, минералы монацита, редкоземельная цериевая фаза с торием, минерал ксенотим с примесями тяжелых редких земель и тория, рутил, касситерит, также циркон со следами урана, тория и гафния.

По результатам гамма-спектрометрического анализа профиля почв по генетическим горизонтам провинции Гуандун на глубину 160 см (рис.1) наблюдается увеличение содержания урана, тория и калия с глубиной. По отдельным генетическим горизонтам элементы распределяются в зависимости от характера и интенсивности почвообразующих процессов. Торий является менее активным мигрантом. Распределение тория по почвенному профилю дифференцировано слабее, чем у остальных элементов. Однако существующие вариации в распределении тория позволяют проследить тенденцию к его накоплению в горизонтах (B2, BC, C) параллельно с увеличением содержания тонкодисперсной (0,04) фракции. Почвы провинции Гуандун относятся к почвам гумидных районов с повышенным увлажнением, где интенсивно идут процессы аккумуляции урана из почвенных растворов, что особенно наблюдается для гумусовых горизонтов (A).

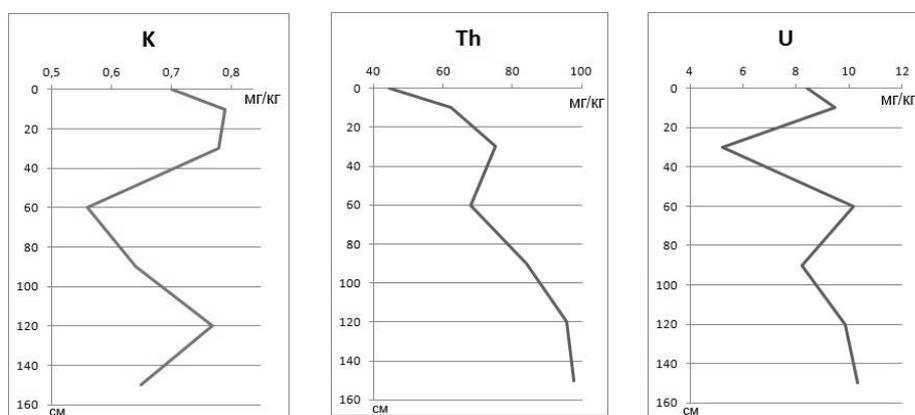


Рис.1 Содержание K, Th, U (мг/кг) в профиле почвы провинции Гуандун (глубина 160 см) по результатам гамма-спектрометрического анализа

Радон в исследуемых районах имеет высокие концентрации в почвенном воздухе. Например, исследования в районе г. Чжухай в провинции Гуандун (рис.2) показали, что содержания ^{222}Rn - до 1199 kBq/m^3 , ^{220}Rn - до 400 kBq/m^3 [6]. Повышенные концентрации радона отмечаются на обнажениях выветрелых гранитов.

Следует отметить, что в провинции Гуандун для строительства используют кирпич из местной глины, которая обладает высокой радиоактивностью. Внутри здания из этих кирпичей, концентрация радона и γ -излучения очень высоки. Доза облучения населения от естественных источников, накопленная на душу населения за год равна $5,87 \text{ мЗв/г}$. Это более чем в 2 раза больше, рекомендованной UNSCEAR (1988).

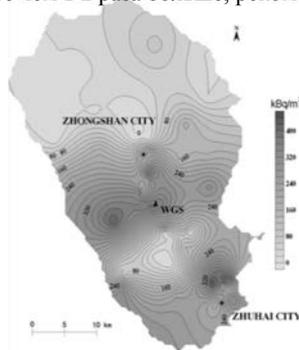


Рис.2 Карта концентрации газа ^{220}Rn (kBq/m^3) в районе города Чжухай, провинция Гуандун [6]

При попадании элементарных частиц (γ -кванты, электроны, протоны и нейтроны) в ядро клетки происходит ионизация молекул воды, которые нарушают химическую структуру ДНК. В этих местах происходят разрывы ДНК, что приводит к возникновению дополнительных, индуцированных радиацией мутаций (хромосомных aberrаций). По данным Isamu Nayata в лимфоцитах жителей Южного Китая наблюдается увлечение частоты транслокации клеток, хромосомных aberrаций [5].

Эквивалентная доза, получаемая двенадцатитысячным населением курортного города Гуарапари (Бразилия), достигает 175 мЗв/год, вблизи города Посус-ди-Калдас эта доза в 800 раз превосходит средний уровень и достигает 250 мЗв/год. Исследования, проведенные в Посус-ди-Калдас (Бразилия), показали, что у населения и рабочих, занятых добычей и переработкой монацита, отмечаются значительные аномалии хромосом по сравнению с контрольными группами населения. В штате Эспирито-Санту были отмечены нарушения репродуктивной функции женщин и изменения здоровья новорожденных, однако точной взаимосвязи с повышенной естественной радиоактивностью в этих районах выявлено не было [7].

Средняя мощность поглощенной дозы в воздухе за счет земного излучения в штате Керала (Индия) составляет 11440 мкГр/год, что в 5 раз превышает средний радиационный фон излучения. Результаты исследования заболеваемости синдромом Дауна на данной территории показывают, что заболеваемость в штате Керала выше, чем в соседнем штате Мадрас (без залежей монацитовых песков) и в среднем по Индии. Также N. Kochupillai отмечает, что степень генетического дефекта занимает промежуточное положение между видимыми хромосомными ошибками с одной стороны, и точечными мутациями, затрагивающие структурные изменения, которые могут вызвать умственную отсталость, с другой стороны [7].

Важно заметить, что если большие дозы радиации оказывают неблагоприятные эффекты на живые организмы - угнетают деление клеток, рост и развитие, то малые дозы стимулируют практически все физиологические процессы. Конкретные величины малых доз зависят от видовой характеристики, для млекопитающих они лежат в диапазоне до 0.5 Гр. Важным проявлением радиационного гормезиса является феномен адаптивного ответа, заключающийся в повышении устойчивости различных биологических объектов к воздействию поражающих доз радиации в случае предварительного облучения в малой дозе. Исследования холма в штате Минас-Жерайс (Бразилия) с высоким природным уровнем радиации показали множество радиорезистентных насекомых (*Drosophila willistoni*), червей и растений [3].

Учеными доказаны негативные эффекты на здоровье человека, связанные с превышением средней дозы излучения, это хромосомные и генные изменения, заболевания лейкемией, раком легких, саркомой. Однако при изучении районов с высоким содержанием радионуклидов в почвах особое внимание следует уделять радиорезистентным организмам, способным к адаптации в условиях повышенной радиоактивности. Возможно, это поможет понять защитные биологические механизмы от высоких доз облучения.

Литература

1. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиозологии: учебное пособие. – Томск, 1997. – 384 с.
2. Рихванов Л.П. Циркон-ильменитовые россыпные месторождения – как потенциальный источник развития Западно-Сибирского региона. – Кемерово, 1993. – 214 с.
3. Cordeiro A. Radioresistance of a natural population of *Drosophila willistoni* living in a radioactive environment. // Mutation research. - Volume 19, Issue 3, 1973. С. 325-329
4. Eisenbud Merrill. Environmental radioactivity: from natural, industrial and military. – Academic Press, 1997. – 656 с.
5. Isamu Hayata. Chromosome Translocation in Residents of the High Background Radiation Areas in Southern China// J. Radiat. RES., 41: Suppl., 69–74 (2000)
6. Nanping Wang. Determination of Radioactivity Level of 238U, 232Th and 40K in Surface Medium in Zhuhai City by in-situ Gamma-ray Spectrometry // Journal of Nuclear Science and Technology, 2005, 42:10, 888-896.
7. Sternglass, Ernest J. Cancer Mortality Changes around Nuclear Facilities in Connecticut// Sources and Effects of Ionizing Radiation. – NYC, 1982. С. 345.

РУТУТЬ В ВОЗДУХЕ, ВОДЕ, ПОЧВАХ И ДОННЫХ ОСАДКАХ ОСТРОВА РУССКИЙ ЯПОНСКОГО МОРЯ

М.В. Иванов

Научный руководитель профессор А.С. Астахов
Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, г. Владивосток,
Россия

Ртуть и ее соединения, которые, как общепризнано, являются одними из наиболее опасных экотоксикантов, их трансформация и миграция в окружающей среде в связи с различными техногенными процессами являются едва ли не центральными в проблеме химии и экогеохимии тяжелых металлов.

Остров Русский расположен в заливе Петра Великого в Японском море, южнее Владивостока (наименьшее расстояние между континентальной частью города и островом равно 800 метрам). От полуострова Муравьев-Амурского, где расположена основная часть Владивостока, Русский отделен проливом Босфор Восточный. С запада остров омывается водами Амурского залива, а с юга и востока - Уссурийского. На юго-западе проливом Старка отделен от следующего острова архипелага - острова Попова. Территория острова - 97,6 кв. км, длина - около 18 км, ширина - около 13 км. Население - 5 360 жителей.

В работе использованы пробы воздуха, почв и донных осадков, отобранные в экспедициях 2013-2015 годах. Пробы отбирались дночерпателем Ван Вина. В августе 2015 на маломерном судне ТОИ ДВО РАН было отобрано около 35 поверхностных донных осадков с глубин от 8 до 44 метров. Было отобрано около 20 проб поверхностных почв. Было пройдено автомобильной съёмкой на скорости 20-40 км/ч около 550 км по грунтовым дорогам о. Русский. Опробованы основные горные породы острова (рис 1.).

Для определения ртути в почвах и поверхностных донных осадках использовался отечественный анализатор ртути РА-915+ с пиролитической приставкой ПИРО-915. Для определения Hg в воздухе был использован РА915M+. На этом приборе можно с высокой селективностью определять ртуть в различных объектах природной среды. Его приставка ПИРО-915 позволила определять содержание ртути в твердой фазе, методом пиролиза. Нижний предел обнаружения – 0,5 нг/г. Стандартными образцами на ртуть служили ГСО 7183-95, СПДС-1,2,3. Внешний контроль ежегодно выполняется в лаборатории фирмы-производителя (ООО Люмэкс, г. Санкт-Петербург). Статистические параметры распределения были определены с помощью программы GeoStat (версия 7.06).

Типичный уровень содержания химического элемента, в данном случае Hg, считается среднефоновым содержанием – C_{ϕ} . Его еще называют фоновым содержанием или фоном. Нами этим показателем принято медианное содержание т.е. $C_{\phi}=C_{me}$. При его оценке аномальные и ураганные содержания не принимались во внимание.

ПДК (предельно допустимая концентрация) для почв составляет 2100 нг/г. ПДК для воздуха населенных мест – 300 нг/м³ [2]. ПДК для питьевых вод составляет 10 нг/л (ПДК для рыбохозяйственных водоемов). Для горных пород ПДК не существует, и мы используем кларк Hg для осадочных пород по Виноградову А.П. (1962), который составляет 40 нг/г. Для поверхностных донных осадков так же нет ПДК. За фоновые значения для поверхностных донных осадков акватории о. Русского прилегающей части г. Владивостока принято значения медианы для совокупности проб (около 40 проб). Фон равен 35 нг/г.

Почвы о. Русского в основном представлены буроземами. Содержание ртути варьируют от 90 до 147 нг/г. За фоновые для почв содержания приняты значения медианы для совокупности проб (выборка около 20 проб). Фон равен 112 нг/г. Все содержания Hg не превышают ПДК. Нельзя исключать, что аномальные содержания могут быть в местах военных и промышленных объектов, куда доступ закрыт. Ранее такие содержания были обнаружены в районе б. Житкова, где сейчас расположен океанариум ДВФУ. В районе м. Вятлина, где расположена свалка ТБО, которая использовалась при строительстве ДВФУ содержания Hg в почвах 1000-1100 нг/г.

В центральной части острова были опробованы основные *водотоки*. Здесь содержания Hg не превышали 1-2 нг/л, что соответствует уровню незагрязненных рек мира.

При исследовании *поверхностных донных осадков* мы установили, что содержания ртути в поверхностных донных осадках варьируют от 11 до 369 нг/г. Максимальные ее содержания получены для осадков прилегающей к южной части г. Владивостока, где располагается городской порт и крупные промышленные объекты. Аномально-высокое содержание (2050 нг/г) зафиксировано в районе океанариума ДВФУ (рис. 1). Содержания Hg на этих станциях превышают фоновые в 40-60 раз. В 2008 году в районе океанариума ДВФУ зафиксированы повышенные содержания ртути в поверхностных донных осадках. Так же повышенные содержания в придонной морской воде около (100 нг/л) были определены в 2005-2006 г.г.. Здесь можно говорить о локальном антропогенном источнике на дне Уссурийского залива на глубине около 20-40 м. Повышенные содержания Hg (около 500 нг/г) отмечены в бухтах Новик и Труда о. Русского, где расположена крупная свалка старых судов.

В поверхностных донных осадках Амурского залива содержания варьируют от 10 до 550 нг/г. Максимальные ее содержания получены для осадков в районах выхода неочищенных сточных вод г. Владивостока (р. Вторая речка, р. Первая речка). Содержания Hg в этих местах превышают фоновые в 10-20 раз. Максимальные содержания данного металла нами установлены в радиусе 300-500 м от места сброса сточных вод р. Вторая речка. Сравнение содержаний ртути в донных осадках, опробованных в 1987 г., и проб, отобранных в 2004 г., показало, что содержания ртути в пробах 2004 г. в 1.5 раза ниже, чем в пробах 1987 г. Это связано с уменьшением интенсивности хозяйственной деятельности после 1988 г. В период 1988 - 2000 г.г. сброс сточных вод за счет репрофилирования и сокращения общего числа предприятий-загрязнителей снизился в 6 раз.

Скорей всего это связано с наличием крупной ТЭЦ г. Владивостока в районе Первой речки, которая использует уголь, мазут и другие нефтепродукты с 1960 годов. Она использует местный уголь, в котором содержание ртути составляет около 700 нг/г. После сжигания Hg попадает в атмосферу, далее в морскую воду и донные осадки Амурского залива. Во Владивостоке преобладают ветра северо-западного направления. Разнос ртути и других тяжелых металлов от ТЭЦ составляет около 5-7 км. Большую роль в поставке ртути в залив играют сточные воды г. Владивостока. В районах сброса (ст. Чайка, р. Вторая речка, р. Первая речка) содержания ртути в морской воде определялись различными авторами. Содержание Hg в морской воде в этих районах 21 нг/л. В водотоках (ст. Чайка, Вторая речка) установлено содержание Hg более 20 нг/л. При среднем содержании для залива около 2 нг/л.

На содержание ртути в донных осадках этого района влияет тип осадка. Повышенные содержания ртути характерны для пелитовой фракции. Здесь преимущественно распространен псаммит алевролита, алевролит псаммитовый. Распределение ртути по типам донных осадков показывает обычное для всех тяжелых металлов увеличение содержаний в самых тонкозернистых осадках.

В районе поселка Экипажный о. Русский были получены повышенные содержания Hg в *приповерхностном воздухе* около 5 нг/м³. Эти аномалии приурочены к району местной ТЭЦ, которая работает на угле. Содержания в угле небольшие около 50 нг/г. Так же здесь зафиксированы повышенные содержания в воздухе в подвалах 5 этажных жилых домов. Фоновые содержания для острова по результатам ртутиметрической съемки составили 1,5-1,7 нг/м³. Превышение надо фоном фиксировались редко в районах свалок ТБО (Твердых бытовых отходов) и в районах местных ТЭЦ. Все эти содержания не превышают ПДК в воздухе и находятся в районе природных содержаний Hg в воздухе данного региона.

Основные *горные породы*, представленные на о. Русский, содержат ртуть около 10 нг/г. Обнажения горных пород выходят в районе кампуса ДВФУ и представлены песчаниками и гранитами. Граниты в основном крупнозернистые, песчаники среднезернистые. Также было определено Hg в кирпиче дореволюционных построек острова, где содержания около 5 нг/г.

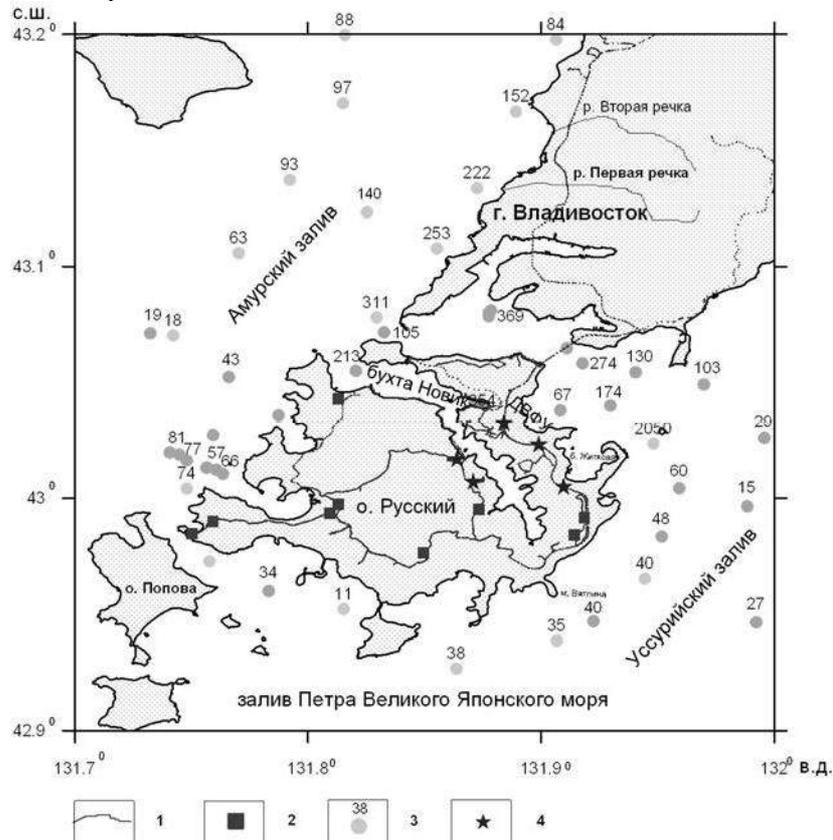


Рис.1. Районы работ. Пунктирные линии- маршруты ртутнометрической съемки (воздух), 2- пробы почв (нг/г), 3 - станции отбора поверхностных донных осадков и содержания Hg, 4- пробы горных пород.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РГО “Ртутнометрические исследования о. Русского залива Петра Великого Японского моря”.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЛИХЕНОИНДИКАЦИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВЕННОГО СОСТОЯНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА (НА ПРИМЕРЕ ГОРОДА МЕЖДУРЕЧЕНСКА) А.А. Исупова

Научный руководитель ассистент А.Р. Ялалтдинова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия наблюдается усиление влияния результатов антропогенной деятельности на состояние природной среды, сопровождающееся значительными негативными изменениями ее качественного состояния, в том числе и состояния атмосферного воздуха. В связи с этим возникает необходимость в проведении мероприятий по анализу, прогнозированию и контролю чистоты воздушной среды городов.

Одним из эффективных методов мониторинга загрязнения окружающей среды с помощью биологических объектов выступает лишеноиндикация. Это изучение состояния атмосферного воздуха при помощи лишайников, представляющих собой комплексные организмы, тело которых состоит из двух компонентов – водоросли и гриба, живущих как целостный организм [2, 8].

Использование лишайников как биоиндикаторов антропогенного загрязнения началось еще в 19 веке. Впервые обратил внимание на чувствительность этих растений к загрязнению воздуха лишенолог В. Найдлер, когда в 1866 описывал флору данных симбионтов на территории г. Парижа [9]. В настоящее время лишайники применяют в качестве традиционного объекта экологического мониторинга, определение качества атмосферного воздуха с их помощью получило большую популярность [1,3,6]. Обладая высокой степенью сорбционной способности, данные организмы способствуют обнаружению малых уровней активности и количеств загрязняющих веществ в своих слоевищах, что позволяет распознавать угрозу окружающей среде на ранних этапах [4, 5].

Целью работы являлась оценка качественного состояния атмосферного воздуха на примере города Междуреченска методом лишеноиндикации.

В задачи исследования входило: выбор пробных площадок для проведения исследования, определение степени покрытия стволов деревьев эпифитными лишайниками, анализ полученных данных, составление лихеноиндикационной карты города, оценка качественного состояния воздушного бассейна города Междуреченска.

Методы исследования: метод пробных площадок (подсчет организмов на исследуемой территории), метод пассивной лихеноиндикации (наблюдение за изменениями относительной численности лишайников в естественных условиях), метод проективного покрытия (оценка процентного покрытия лишайниками стволов деревьев), картографирование территории [6, 7].

Поскольку лишайники являются симбиотической ассоциацией двух компонентов, то любое воздействие, изменяющее баланс между симбионтами, влияет на их жизнеспособность. Кроме того, чувствительность лишайников повышает поглощение аэрозолей и газов поверхностью таллома, а периодически происходящая дегидратация талломов, позволяющая переживать лишайникам периоды засухи, приводит к росту концентрации загрязняющих веществ в слоевищах до высоких уровней [10].

Наибольшее влияние на жизнедеятельность лишайников оказывают диоксид серы, диоксид азота, фториды, озон, тяжелые металлы; причем диоксид серы является доминирующим фактором, он определяет распространенность многих эпифитных лишайников. Установлено, что диоксид серы в концентрации 0,08-0,1 мг/м³ вызывает нарушение процесса фотосинтеза, появление бурых пятен в хлоропластах лишайниковых водорослей, деградацию хлорофилла, угнетение роста слоевищ [1, 10]. Концентрация двуокиси серы порядка 0,5 мг/м³ губительна для всех видов лишайников, произрастающих в естественных ландшафтах. Предельно допустимая среднесуточная концентрация диоксида серы в воздухе населенных мест составляет 0,05 мг/м³.

Исследования проводились на территории города Междуреченска, где были выбраны пять пробных площадок в зависимости от степени антропогенной нагрузки: Шахта «Распадская-Коксовая», центр города, городская дамба, территория парка, территория природных ландшафтов. На каждой территории обследовались стволы одноязыстных деревьев на наличие эпифитных лишайников, подсчет происходил на удобной для наблюдения высоте (до 1,5 м). Обнаруженные виды классифицировались по типу слоевищ на три группы: кустистые (имеют вид прямостоячего кустика с вертикально направленным ростом гиф), листоватые (представляют собой горизонтально распростертую на субстрате листовидную пластинку), и накипные (имеют вид накипи, порошкообразного налета или корочки, плотно сросшейся с субстратом) [7]. При повышении загрязнения воздуха лишайники исчезают в следующем порядке (рис. 1):



Рис.1 Исчезновение различных форм лишайников в случае загрязнения атмосферного воздуха

Далее вычислялась частота встречаемости жизненных форм лишайников и площадь покрытия лишайниками стволов деревьев. После проведения исследований делался подсчет баллов встречаемости покрытия для каждого типа лишайников, затем высчитывалась оценка частоты атмосферы по формуле: $OЧА = (H + 2 \times L + 3 \times K) : 30$. Известно, что чем ближе показатель ОЧА к единице, тем чище воздух на данной территории [6, 7]. В результате исследования были получены следующие данные: значения ОЧА на территории природных ландшафтов составило 0,7; в городском парке – 0,6; на территории городской дамбы – 0,53; в центре города – 0,3; на территории шахты «Распадская-Коксовая» – 0,25.

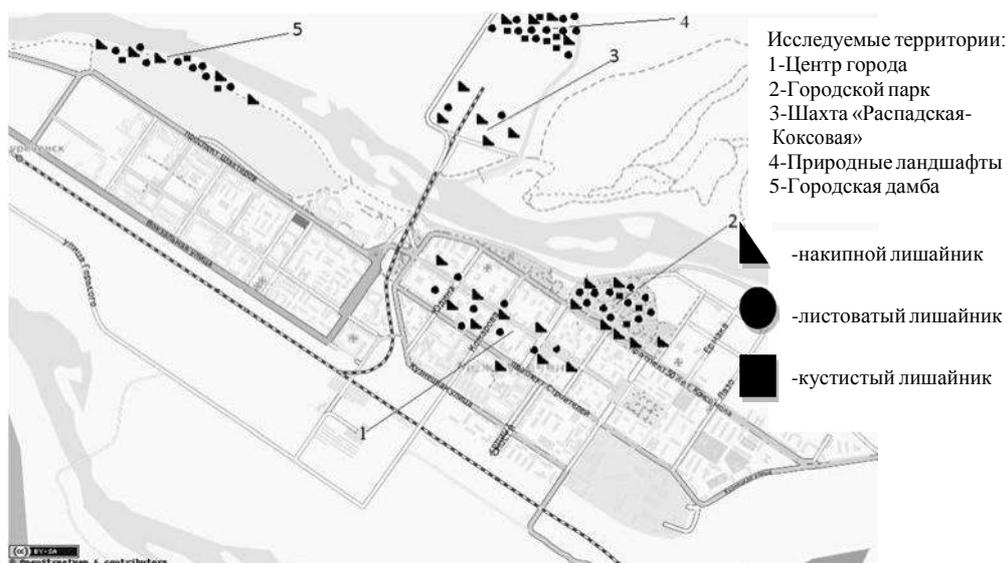


Рис. 2 Лихеноиндикационная карта города Междуреченска

В результате лишеноиндикации удалось прийти к ряду выводов. Наиболее загрязненный воздух был выявлен в районе шахты «Распадская-Коксовая», на данной территории могут «выжить» преимущественно устойчивые виды лишайников, причем частота их встречаемости невелика. Расположенные рядом с шахтой другие промышленные предприятия, а также, вероятно, активная автомобильная трасса создали неблагоприятные условия для роста и развития лишайников. Показатель ОЧА для центра города практически совпадает с показателем на территории шахты, что связано в первую очередь с активной сетью автодорог города и сгущенностью некоторого числа котельных в центре. Наиболее чистый воздух был выявлен на территории городского парка и за пределами города (природные ландшафты), что связано с большей удаленностью от основных источников загрязнения воздуха. На основании полученных данных была составлена лишеноиндикационная карта (рис. 2) города, отражающая зависимость между различными видами лишайников.

Таким образом, результаты изучения лишенофлоры города показали, что с увеличением расстояния от основных источников загрязнения (объектов промышленности и транспорта), разнообразие видов эпифитных лишайников увеличивается, а именно: покрытие стволов деревьев лишайниками возрастает, наблюдается более высокий процент встречаемости лишайников на стволах деревьев. Было установлено, что в настоящее время состояние воздуха в городе Междуреченске является умеренно загрязненным, содержание диоксида серы находится в пределах нормы (ПДКсс).

Но также известно, что с каждым годом увеличивается количество диоксида серы, поступающего в основном от автотранспорта, угледобывающих предприятий и котельных городского округа, что в будущем может привести к крайне неблагоприятной экологической обстановке на территории города Междуреченска. Это обуславливает необходимость регулярных мероприятий по контролю качественного состояния атмосферного воздуха, что эффективно проводить с применением лишеноиндикации.

Литература

1. Андерсон Ф.К., Трешоу М. Реакция лишайников на атмосферное загрязнение // Загрязнение воздуха и жизнь растений. – Л.: Гидрометеиздат, 1988. – №4. – С. 295-326.
2. Божко А.А. Лишеноиндикация – метод объективного тестирования техногенной нагрузки урбанизированных экосистем // Сургутский государственный университет. – Сургут, 2004. – № 3. – С. 95-97.
3. Загрязнение воздуха и жизнь растений / Под ред. М. Трешоу. – М.: Гидрометеиздат, 1988. – 534 с.
4. Инсаров Г.Э., Инсарова И.Д. Лишайники в условиях фоновое загрязнения атмосферы двуокисью серы // Проблемы экологического мониторинга и моделирования экосистем. – Л., 1986. – Т.9. – С. 242-258.
5. Инсаров Г.Э. Об учете лишайников-эпифитов на стволах деревьев // Проблемы экологического мониторинга и моделирования экосистем. – Л., 1982. – Т. 5. – С. 25-27.
6. Количественные методы оценки загрязнения атмосферного воздуха // Экологический мониторинг. Методы биологического и физико-химического мониторинга / Под ред. Д. Б. Гелашвили. – Н. Новгород: ННГУ, 2000. – 54 с.
7. Пчелкин А.В., Боголюбов А.С. Методы лишеноиндикации загрязнений окружающей среды: Методическое пособие. – М.: Экосистема, 1997. – 25 с.
8. Романова Е.А. Лишайники - биоиндикаторы атмосферного загрязнения// Вестник Томского государственного университета. – Томск, 2012. – №4. – С. 203-214.
9. Сафранкова Е.А. Комплексная лишеноиндикация общего состояния атмосферы урбэкосистем: автореферат. дис. ...канд.биолог.наук. – Брянск, 2014. – 204 с.
10. Трасс Х.Х. Лишайники и их отличие от других растений. – М.: Жизнь растений, 1977. – 379 с.

МИНЕРАЛЬНЫЙ СОСТАВ ТВЕРДОГО ОСАДКА СНЕГА В ЗОНЕ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ВЛИЯНИЯ ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

А.А. Капустина

Научный руководитель профессор Е.Г. Языков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

В апреле 2015 года был выполнен отбор снеговых проб в зоне потенциального влияния газоконденсаторной станции, расположенной в Кемеровской области. Отбор снега проводился по стандартной методике [2], всего было отобрано 8 проб. Масса каждой пробы составила 15-20 кг, однако удалось получить от 60 до 300 мг твердого осадка снега для каждой из проб. Пылевая нагрузка для опробованной территории варьировалась от 6 до 45 мг/м²*сут, что соответствует низкой степени загрязнения. В пяти из восьми проб уровень пылевой нагрузки ниже 10 мг/м²*сут.

Пробоподготовка и изучение состава твердого осадка снега выполнялись в МИНОЦ «Урановая геология».

Вещественный состав твердого осадка снега был рассмотрен под бинокулярным микроскопом. Увеличительные возможности данного микроскопа позволили зафиксировать в основном природные включения органического и минерального происхождения.

Вещества для исследований было немного, и одновременно определялся элементный количественный состав твердого осадка снега, поэтому было принято решение объединить исследовательский материал.

Результаты рентгеноструктурного анализа демонстрируют преобладание в твердом осадке снега кварца и полевых шпатов (рисунок 1).

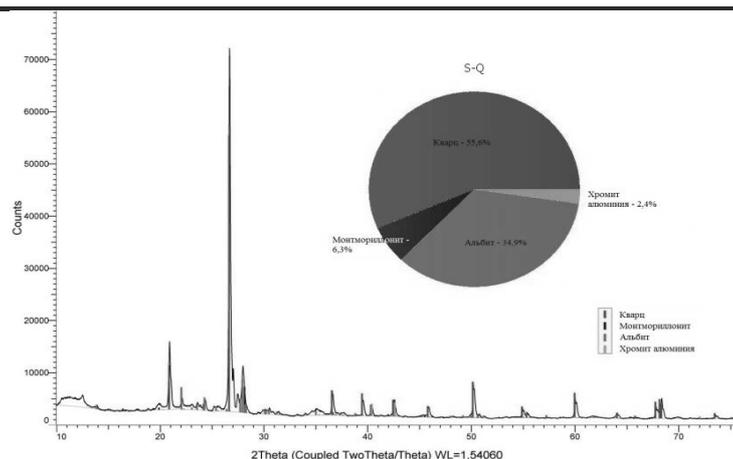


Рис. 1 Дифрактограмма объединенной пробы твердого осадка снега и диаграмма процентного содержания минеральных включений

Изучение объединенной пробы на растровом электронном микроскопе позволило обнаружить значительное количество микроскопических сферул металлического (в диаметре около 2 мкм) и алюмосиликатного (в диаметре около 10 мкм) составов (рисунок 2).

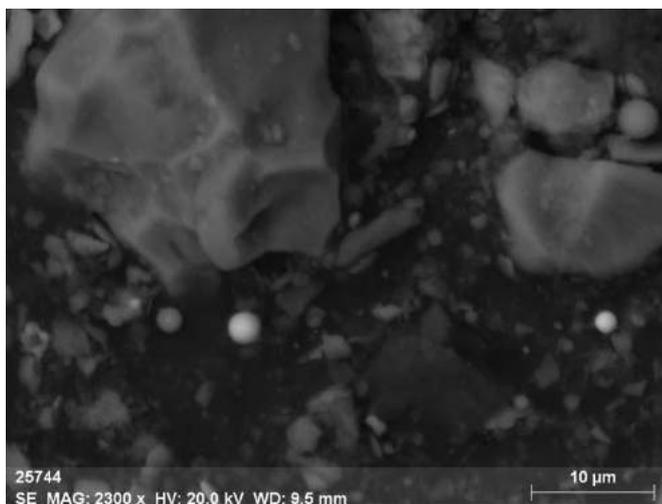


Рис. 2 Металлические и алюмосиликатные сферулы

Выполненные исследования твердого осадка снега показывают, что обзорное изучение осадка снега не выявило техногенной нагрузки на территорию, в то время как, при более тонком анализе изучаемого материала, были обнаружены металлические и алюмосиликатные сферулы. Присутствие металлических и алюмосиликатных сферул, вероятно, объясняется трансграничным переносом, т.к. сферулы очень легкие [1] и могут переноситься потоками воздуха на значительные расстояния.

Литература

1. Таловская А.В., Язиков Е.Г. Вещественный состав твердого осадка снега: методические указания к выполнению лабораторной работы № 1 по курсу «Минералогия техногенных образований» для студентов, обучающихся по специальности 020804 «Геоэкология». – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 24 с.
2. Язиков Е.Г., Шатилов А.Ю. Геоэкологический мониторинг: учебное пособие для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 336 с.

**РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ НА
ТЕРРИТОРИИ КОМСОМОЛЬСКОГО ХВОСТОХРАНИЛИЩА ПО ДАННЫМ ОПРОБОВАНИЯ
ЛИСТЬЕВ БЕРЕЗЫ**

Ю.А. Карпенко

Научный руководитель доцент Д.В. Юсупов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для решения многих прикладных задач в геохимических исследованиях нередко используются радиоактивные (U, Th) и редкоземельные элементы (РЗЭ). Изучение их распределения в природных и техногенных средах дает возможность выявить различные классификационные признаки, установить закономерности, оценить источники поступления вещества и степень его дифференциации. Например, отношения Th к U, РЗЭ в растительных и почвенных объектах могут отражать геохимический состав подстилающих горных пород на условно фоновых территориях, а также позволяют выявить нарушения природного баланса этих элементов в техногенных ландшафтах [5].

Отходы горнорудной промышленности негативно влияют на окружающую среду и человека. Наибольшее влияние оказывают искусственные геологические объекты – хвостохранилища, в которых на дневной поверхности складированы значительные объемы отходов с неизлеченными минеральными компонентами. В результате процессов гипергенеза (разложения, окисления, растворения, гидролиза и др.) первичные рудные минералы преобразуются во вторичные минеральные формы. Содержащиеся в них тяжелые металлы активно мигрируют в окружающую среду, загрязняя ее компоненты: атмосферу, поверхностные и подземные воды, почву, растительность, превышая фоновые и предельно допустимые концентрации [2].

Цель работы заключается в изучении распределения концентраций редкоземельных элементов, урана и тория в листьях березы повислой (*Betula pendula*) на территории Комсомольского хвостохранилища.

Территорией исследования являлось хвостохранилище бывшего Комсомольского золотоизвлекательного завода в пос. Комсомольск Кемеровской области. На заводе перерабатывались методом цианирования золото-арсенопирит-кварцевые руды, а также золотосодержащие отходы Кадамжайского сурьмяного комбината (Кыргызстан) и Бериккульской золотоизвлекательной фабрики [1]. Хвостохранилище расположено в естественной котловине в 250-500 м от жилой зоны поселка. Оно занимает площадь 146 тыс. м² и объем около 810 тыс. м², содержит примерно 1,1 млн. м³ складированных отходов и является усыхающим техногенным озером. С южной и юго-западной сторон хвостохранилище ограничено насыпной дамбой. Отходы содержат сульфидные минералы: пирит, сфалерит, галенит, пирротин, арсенопирит и др. [1].

Объектом биогеохимических исследований служили листья березы повислой. Это распространенный вид и древесный эдификатор в Сибирском регионе. Являясь мезофитом, береза хорошо переносит засухи, светолюбива, мало требовательна к плодородию почвы, часто произрастает на месте сведенных или сгоревших лесов, широко используется в защитном лесоразведении в условиях повышенной техногенной нагрузки [3].

Опробование листьев березы производили во второй декаде июля 2015 г. по радиальной сети от внешней границы хвостохранилища с шагом 150-200 м по 10 профилям. Листья отбирали методом средней пробы на высоте 1,5-2 м от поверхности земли с примерно одновозрастных деревьев. Всего отобрано 20 проб. Фоновая проба отобрана в пос. Макарацкий на берегу р. Кия в 10 км на юго-запад от хвостохранилища. Для упаковки и хранения проб использовали крафт пакеты «Стерит». Подготовка проб для количественного элементного анализа включала просушивание при температуре окружающей среды, механическое измельчение, взятие навески и разложение в концентрированной азотной кислоте по стандартной методике [3].

Определение валового состава макро- и микроэлементов в образцах сухого вещества листьев березы проводили методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой в аккредитованном химико-аналитическом центре «Плазма» (г. Томск). Для контроля качества анализа использовали стандартный образец состава листа березы (ГСО 8923-2007). Ошибка определения не превысила 10 %.

Содержание РЗЭ, U и Th в листьях березы на территории Комсомольского хвостохранилища приведены на рис. 1. Распределение данных элементов строго подчиняется общим законам геохимии: закону Кларка – Вернадского о всеобщем рассеянии химических элементов и правилу Оддо – Гаркинса о преобладании четных элементов по сравнению с нечетными.

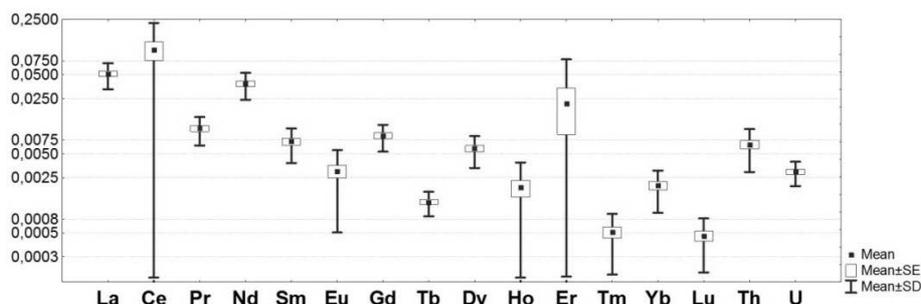


Рис. 1 Интервал разброса и среднее содержание редкоземельных элементов, урана и тория в сухом веществе листьев березы (в мг/кг) на территории Комсомольского хвостохранилища

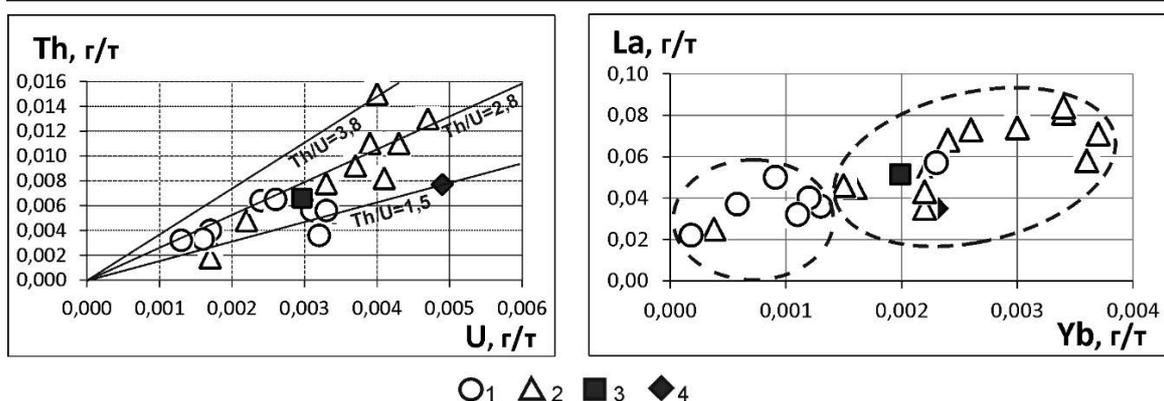


Рис. 2 Отношение содержания Th/U и La/Yb в сухом веществе листьев березы

Условные обозначения: 1 – пробы, отобранные на границе хвостохранилища; 2 – пробы, отобранные на расстоянии 150-200 м от границы хвостохранилища; 3 – среднее содержание; 4 – фоновая проба.

Для рассмотрения геохимических особенностей распределения радиоактивных и редкоземельных элементов на территории Комсомольского хвостохранилища по данным опробования листьев березы построены диаграммы индикаторных отношений содержания Th/U и La/Yb (рис. 2).

Установлено, что в пробах листьев березы, отобранных на границе хвостохранилища, Th/U отношение имеет более низкие значения (1,1 – 2,1), чем в пробах, отобранных на расстоянии 150-200 м от внешней границы хвостохранилища (2,3 – 3,7). Th/U отношение для среднего содержания данных элементов в выборке составляет 2,2, а для фоновой пробы – 1,5. Низкие значения Th/U отношения указывают на то, что на территории хвостохранилища нарушен природный баланс радиоактивных элементов в сторону повышенных содержаний урана, обусловленных техногенной трансформацией природной среды. Высокие значения Th/U, вероятно, отражают природный фактор среды – влияние интрузивных гранитоидных комплексов пород, развитых на данной территории, на содержание урана и тория в растительности. Данные величины показателя Th/U сопоставимы со значениями, полученными другими исследователями для почв (4,0), золы травянистой растительности (3,1) и золы листьев березы (2,7) на фоновых территориях юга Западно-Сибирского региона [4,5].

Аналогичная закономерность наблюдается и при рассмотрении распределения La и Yb в пробах листьев березы (рис. 2). Выделяются две группы проб по уровню содержания легких и тяжелых лантаноидов. Первая группа проб, которая отобрана на границе хвостохранилища, по сравнению со второй группой проб, отобранной на удалении от хвостохранилища, характеризуется более низкими содержаниями лантана и иттербия, но относительно более высокими значениями La/Yb отношения.

Изложенный выше материал позволяет сделать следующие выводы:

1. Общий характер распределения редкоземельных и радиоактивных элементов на территории Комсомольского хвостохранилища по данным опробования листьев березы подчиняется универсальным геохимическим законам.

2. Установлена закономерность в распределении урана и тория, а также лантаноидов в пробах листьев березы в зависимости от расстояния от техногенного объекта. На границе хвостохранилища отмечены низкие содержания РЗЭ и низкие значения Th/U отношения. По мере удаления от границы хвостохранилища содержания лантана и иттербия и значения Th/U отношения в пробах растительности возрастают.

3. Результаты исследования подтверждают известный вывод о том, что величины отношений Th/U и РЗЭ являются индикаторами степени техногенной трансформации окружающей среды в пределах техногенных ландшафтов.

Работа выполнена при финансовой поддержке: РНФ №15-17-1001

Литература

1. Бортникова С.Б. Геохимия техногенных систем / С.Б. Бортникова, О.Л. Гаськова, Е.П. Бессонова; ИГМ СО РАН. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2006. – 169 с.
2. Тарасенко И.А. Экологические последствия минералого-геохимических преобразований хвостов обогащения Sn-Ag-Pb-Zn руд. (Приморье, Дальнегорский район) / И.А. Тарасенко, А.В. Зиньков. – Владивосток: Дальнаука, 2001. – 194 с.
3. Карпенко Ю.А., Юсупов Д.В. Биоиндикация тяжелых металлов и мышьяка в районе хвостохранилища отходов горнорудного производства // Творчество юных – шаг в успешное будущее: Материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. – Томск: Дельтаплан, 2015. – С. 242 – 243.
4. Павлова К.С. Элементный состав золы листьев березы как индикатор состояния рекреационных территорий республики Алтай // Международная молодежная Школа-семинар «Геохимия живого вещества». Посвящено 150-летию со дня рождения В.И. Вернадского (1863–2013 гг.). – Томск, 2013. – С. 165 – 168.
5. Рихванов Л.П., Арбузов С.И., Барановская Н.В. и др. Радиоактивные элементы в окружающей среде // Известия Томского политехнического университета, 2007. – Т. 311. – №1. – С. 128 – 136.

**НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ В ОЦЕНКЕ
КОЛИЧЕСТВА ОБРАЗУЮЩИХСЯ ОТХОДОВ В БУРЕНИИ**

К.С. Карсеко

Научный руководитель старший преподаватель О.К. Абрамович
*Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого,
г. Гомель, Беларусь*

Информационное обеспечение процесса бурения нефтяных и газовых скважин является наиболее важным звеном в процессе строительства скважин, особенно при введении в разработку и освоении новых нефтегазовых месторождений.

Требования к информационному обеспечению строительства нефтегазовых скважин в данной ситуации заключаются в переводе информационных технологий в разряд информационно-обеспечивающих и информационно-воздействующих, при которых информационное сопровождение наряду с получением необходимого объема информации давало бы дополнительный экономический, технологический, экологический или иной эффект [3].

Процесс бурения скважин сопровождается образованием производственных отходов, основной объем которых приходится на технологические отходы бурения и испытания скважины. К технологическим отходам бурения относятся буровой шлам, отработанные буровые технологические жидкости и буровые сточные воды. Они образуются, главным образом в технологическом процессе промывки скважины.

Буровой шлам (БШ) – смесь выбуренной породы и бурового раствора, удаляемых из циркуляционной системы буровой различными очистными устройствами.

Буровые сточные воды (БСВ) – водная суспензия, образованная при промывке бурового оборудования и инструмента, содержащая остатки бурового раствора.

Отработанный буровой раствор (ОБР) – буровой раствор, исключаемый из технологического процесса бурения, который накапливается на территории буровой и подлежит утилизации (повторному использованию) или захоронению.

Отходы бурения содержат в своем составе химические реагенты, минеральные примеси и нефтепродукты и, попадая в почву и водные объекты, загрязняют их. В целях предотвращения загрязнения объектов природной среды в рабочих проектах на строительство скважин предусматриваются утилизация (повторное использование) и захоронение отходов бурения.

На стадии проектирования скважин наиболее ответственным является оценка количества буровых отходов и возможные варианты их утилизации.

Существующие методики позволяют определять объемы отходов бурения, образующихся в процессе строительства и восстановления скважин с использованием технологий: амбарной, малоамбарной и безамбарной. Они позволяют обосновать в проектах на строительство скважин количество технических средств и сооружений, необходимых для сбора, хранения, транспортировки, утилизации или захоронения отходов бурения.

Амбарная технология строительства скважин – технология, при которой все отходы бурения (буровой шлам – БШ, отработанный буровой раствор – ОБР и буровые сточные воды – БСВ) захороняются на территории буровой в амбарах для пресных и соленых отходов.

Безамбарная технология строительства скважин – технология, заключающаяся в раздельном сборе отходов бурения и их вывозе с территории буровой для утилизации или захоронения.

Малоамбарная технология строительства скважин – технология, при которой пресные отходы бурения захороняются на территории буровой в пресном амбаре, соленые отходы – вывозятся с территории буровой на утилизацию или захоронение.

Расчет объемов отходов бурения производится на стадии составления проектов на строительство нефтяных и газовых скважин проектной организацией. В основу подхода к определению объемов отходов бурения положены расчетные методы.

Основным принципом, которым необходимо руководствоваться при определении объемов БШ и ОБР, является принцип расчета по интервалам бурения, заданных конструкцией скважины.

Проблема обезвреживания и утилизации нефтешламов, буровых шламов, нефтезагрязненных грунтов и осадков буровых сточных вод приобретает в настоящее время все более острый характер в связи с тем, что объемы генерирования отходов постоянно растут, в то время как природоохранные мероприятия несравнимо малы.

Основные факторы воздействия буровых отходов на окружающие элементы биоценоза определяются составом бурового раствора и попадающими в него из забойного пространства нефтепродуктами и минерализованными водами.

Одним из главных направлений совершенствования буровых работ является повышение уровня управления работами при строительстве скважин на базе внедрения современных информационных измерительных систем, новейших способов машинной обработки первичной информации и автоматических систем управления технологическими процессами и производством. На основе наиболее полного использования достижений научно-технического прогресса можно добиться значительного повышения технико-экономических показателей в бурении.

В качестве примера рассмотрим созданную мной программу для расчета количества отходов при бурении (рис. 1). Исходными данными являются проходка в каждом интервале, диаметр долота для бурения этих

интервалов, а также коэффициенты кавернзности и разуплотнения и норма расхода бурового раствора на 1 м бурения.

Расчет объемов отходов бурения

File View Help

Интервал бурения, м

Кондуктор	0	170	Диаметр долота, м	0,49	К. кавернзности	1,25	К. разуплотнения	2	Норма расхода БР	0,92	м3/м
1 техническая колонна	170	1675	0,394	1,25	1,5	0,6	м3/м				
2 техническая колонна	1675	3500	0,295	1,3	1,5	0,32	м3/м				
Хвостовик	3500	5125	0,216	1,25	1,5	0,17	м3/м				
Эксплуатационная колонна	5125	5720	0,165	1,15	1,5	0,11	м3/м				

Выбор интересующих показателей в расчете

- Объем выбуренной породы
- Исходный объем бурового раствора для бурения интервала
- Объем бурового раствора на бурение интервала общий
- Объем бурового шлама
- Объем бурового раствора в шламе
- Объем ОБР
- Объем БСВ
- Объем кека

Степень очистки 0,8

Выполнить расчет

Объем отходов бурения по амбарному способу бурения, м3
2619

Объем отходов бурения по безамбарному способу бурения, м3
2107,4

Рис. 1 Окно главной формы программы

Процесс сооружения скважин сопровождается применением материалов и химических реагентов различной степени экологической опасности. Основными объектами загрязнения при бурении скважин являются геологическая среда, гидро- и литосфера (открытые водоемы, дно акваторий, почвенно-растительный покров) [1].

В настоящее время наибольшую опасность для окружающей среды представляют производственно-технологические отходы бурения, которые накапливаются и хранятся непосредственно на территории буровой. В своем составе они содержат широкий спектр загрязнителей минеральной и органической природы, представленных материалами и химреагентами, используемыми для приготовления и обработки буровых растворов [2].

На основе полученных данных после расчета программы (рис. 2) можно сделать выводы о количестве образующихся отходов на каждом этапе строительства скважины, а также их общее количество при амбарной и безамбарной технологии строительства. Это позволяет дать оценку экологической обстановке в районе бурения, а также, после дополнительных расчетов, экономическую целесообразность тех или иных мероприятий по снижению загрязняющей способности отходов бурения.

Параметры	Кондуктор	1 техническая	2 техническая	Хвостовик	Эксплуатационная	Итого
Объем выбуренной породы, м3	40,1	229,2	162,1	74,4	14,6	520,4
Исходный объем БР для бурения интервала, м3	120	141,8	241,1	255,2	291,4	
Объем БР на бурение интервала общий, м3	206	638,4	562,3	407,1	327,4	
Объем бурового шлама, м3	64,1	275,1	194,5	89,3	17,5	640,5
Объем ОБР, м3	32,2	305,7	242,3	377,3	321,5	1279
Объем БР в шламе, м3	32	91,7	64,8	29,8	5,8	224,2
Объем БСВ, м3	16,1	152,8	121,1	188,7	160,8	639,5
Объем буферной жидкости с зонами смещения, м3	12	12	12	12	12	60
Объем кека, м3	3,2	30,6	24,2	37,7	32,2	127,9
Объем отходов бурения всего по амбарному способу бурения, м3	124,4	745,6	569,9	667,3	511,8	2619
Объем отходов бурения всего по безамбарному способу бурения, м3	111,5	623,3	473	516,4	383,2	2107,4

Рис. 2 Расчет программы по выбранным параметрам

Литература

1. Булатов А.И., Левшин В.А., Шеметов В.Ю. Методы и техника очистки и утилизации отходов бурения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 56 с. – (Обзор. информ. Сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды).

2. Дедиков Е.В., Гноевых А.Н., Гасумов Р.А. и др. Нормативы образования отходов при бурении и капитальном ремонте скважин // Газовая промышленность, 2002. – С. 23–24.
3. Лукьянов Э. Е. Создание новых технологий информационного обеспечения строительства нефтегазовых скважин – веление времени // НТВ Каротажник. Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 132–133.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ЗАТОПЛЕННОГО ДЕГТЯРСКОГО ШАХТНОГО ПОЛЯ

А.А. Киндлер

Научный руководитель профессор С.Н. Елохина

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Дегтярск – небольшой городок в Свердловской области. Когда-то на этом месте делали древесный уголь и деготь. В начале XX века на данной территории была обнаружена медь, а с 1914 года была начата её промышленная разработка, продолжавшаяся более 80 лет как открытым, так и подземным способом [1]. Вследствие интенсивного ведения горных работ естественный рельеф в границах горного отвода был существенно нарушен карьерами, отвалами, каналами, провалами и разлившимися рудничными водами.

С 1970-х годов по мере отработки запасов началось снижение добычи. Утвержденные запасы серной руды были полностью отработаны в 1979 году, медно-цинковой — в 1994 году, после чего была закрыта последняя шахта «Капитальная № 2». Во второй половине 1990-х годов были произведены работы по консервации рудника и погашению подземных выработок. В XXI веке (2005-2013 гг.) в границах ликвидированного рудника открытым способом осуществлялась выемка золотоносных отложений коры выветривания. Сейчас эта карьерная выемка в рамках проекта рекультивации засыпается малоопасными промышленными твердыми отходами (шлаками), такими же, что были использованы для гашения зоны сдвижения над подземными полостями.

В 2014 году, в рамках работ по Государственному мониторингу состояния недр (ГМСН), Уральским региональным центром ГМСН при непосредственном участии автора было произведено обследование территории рудника с отбором проб поверхностных и рудничных вод, а также донных отложений. В ходе обследования было отмечено, что на территории Дегтярского рудного поля широко развиты мелкие водоёмы с приотвальными водами, которые имеют высокую степень загрязнения относительно предельно допустимых концентраций по величине сухого остатка, общей жесткости, содержанию сульфатов и ионов аммония, магния, алюминия, железа, марганца, кадмия, цинка, меди, никеля, кобальта, свинца, кремния. Провалы над подземными горными выработками, глубина которых достигала 59,4 м, рекультивированы. Однако развитие оползневых и провальных явлений в зоне сдвижения и на бортах карьеров и отвалов продолжается. При осмотре на шлаковых толщах над подземными горными выработками (давность отсыпки около 2 лет) обнаружены крупные и мелкие групповые просадки с тенденцией к слиянию. Вероятно, это связано с размывом и выносом рекультивационного материала в затопленные открытые техногенные полости подземного рудника. Таким образом, несмотря на рекультивационные мероприятия, территория ликвидированного рудника до сих пор несет в себе опасный потенциал, как с позиции активности провальных и иных геологических процессов и явлений, так и загрязнения окружающей среды (подземных и поверхностных вод, почвенно-растительного покрова и т.п.).

Исходя из вышесказанного, становится очевидной необходимость экологического мониторинга данной территории для своевременного предупреждения чрезвычайных ситуаций. В качестве основного инструмента отчета об объекте наиболее удобным представляется формат электронного паспорта, затрагивающего все критические параметры объекта [2].

Автором разработана структура паспорта в виде серии сопряженных блоков, посвященных основным параметрам и характеристикам отработанного шахтного поля. Это горнотехнический, инженерно-геологический, гидрогеологический, гидрологический, экологический и другие блоки [3]. Каждый блок в свою очередь содержит ряд таблиц, описывающих критические параметры для оценки состояния территории. Ниже представим некоторые таблицы из электронного экологического паспорта затопленного Дегтярского шахтного поля, включенного в разрабатываемую автором базу данных отработанных горных выработок (БД ОГВ).

Блок 1 служит основой для регистрации объекта в БД ОГВ. Для регистрации объекта ему и его элементам присваивается уникальный код из 20 цифр формата 0000000000-00-000-00-00 (таблица 1): 16 порядков – код объекта в целом, последующие 4 – описание процессов и точек их контроля на объекте.

Таблица 1

Уникальный код объекта*

Территориальная привязка (ОКТМО)	Тип объекта учета (тип ОГВ)	Порядковый номер выработки на объекте и её наименование	Тип выявленного опасного геологического процесса	Номер точки контроля (полевого описания)	Код точки контроля опасного геологического процесса
1	2	3	4	5	6
65736000001 (г. Дегтярск)	03 (шахтное поле)	001 Затопленный рудничными водами карьер	01 (загрязнение поверхностных вод изливом рудничных)	01 (гидроствор)	65736000001-03-001-01-01

		шахты «Колчеданная»	вод)		
Та же	Тот же	То же	02 (аккумуляция донных отложений)	01 (точка отбора пробы)	65736000001-03- 001-02-01

* в скобках приведены пояснения

В результате код Дегтярского шахтного поля в целом (столбцы 1 и 2) представляет собой число – 65736000001-03-000-00-00. Последние цифры отличаются от «0» при обозначении элементов объекта. На сложном объекте, каким является шахтное поле, могут быть десятки отработанных горных выработок и проявлений объекта (столбец 3). В базу они включаются по порядку. Например, затопленный карьер шахты «Колчеданная» имеет код: 65736000001-03-001-00-00. Зарастающий отвал горных пород на его южном борту – 65736000001-03-002-00-00 и т.д.

Опасные геологические процессы кодируются по прилагаемому справочнику предпоследней группой цифр: 01 – загрязнение поверхностных вод изливом рудничных вод; 02 – аккумуляция донных отложений в руслах поверхностных водотоков за счет повышенного выноса взвешенных веществ с территории шахтного поля; 03 – эрозия подземного пространства и т.д. и привязываются либо к объекту в целом (65736000001-03-000-03-00), либо к его отдельным элементам (65736000001-03-001-03-00). Если параметры того или иного процесса фиксируются в точке контроля, то в базу помещается каждая из них: 65736000001-03-001-02-01 – это код точки отбора пробы донных отложений. Ключом для поиска интересующего элемента БД ОГВ является географический реестр объектов и его точек.

Блок 2 содержит географическую, административную и иную привязку объекта в целом и его элементов: проявлений процессов и точек контроля, которые представляются в трех таблицах. Приведем первую из них (таблица 2).

Таблица 2

Географическая привязка

Географическая привязка	Углы участка	Центра					
		Северная широта			Восточная долгота		
		градус	минуты	секунды	градус	минуты	секунды
65736000001-03-000-00-00* (Дегтярское шахтное поле в целом)	СЗ	56	43	52	60	04	43
	ЮВ	56	41	34	60	05	59
65736000001-03-001-00-00* (затопленный карьер над шахтой Колчеданная)	СЗ	56	42	48	60	05	30
	ЮВ	56	42	01	60	05	32,5
65736000001-03-001-01-01** (точка излива из карьера)	СЗ	56	42	12	60	05	32
	ЮВ	56	42	12	60	05	32

*Полигональный объект. **Точечный объект

Блок 3. Горнотехническая характеристика размещается в следующих показателях: способ отработки и вскрытия (открытый, подземный, комбинированный); геометрические размеры (максимальные, средние): глубина (м), площадь (га), количество этажей (горизонтов, уступов). Следующая таблица: количество этапов отработки, продолжительность каждого эксплуатационного этапа и объем добычи, площади нарушенных земель. Далее таблица: степень и характер рекультивации (отсутствует, частично или полностью); участки реализованных мероприятий по рекультивации, их характеристика, современное состояние с датой описания и ещё одна: направления воздействия на ОПС и литосферу. Характеристики даются в четырех таблицах. Ниже приводим одну из них (таблица 3).

Таблица 3

Горнотехническая характеристика отработки (1)

Уникальный код	Способ отработки	Геометрические размеры			Количество этажей (горизонтов, уступов)
		Глубина (м)		Площадь (га) Объем (тыс. м ³)	
		Мах	При закрыти и		
65736000001-03-000-00-00	03 (комбинированный)	530	530	<u>2500</u> -	10
65736000001-03-001-00-00	01 (открытый)	30	10	<u>3</u> -	1

Таким образом, вся получаемая информация об опасном природно-техногенном объекте - Дегтярском затопленном руднике, представляется в систематизированном виде, удобном для поисковых запросов и пополнения.

Литература

1. Елохина С.Н. Геоэкологические проблемы затопленных рудников Урала. Екатеринбург: ООО «УИПЦ», 2013. 187с.
2. Елохина С.Н., Киндлер А.А. Учет как способ управления геологическими опасностями на отработанных горных выработках // Известия вузов. Горный журнал. 2016. № 3. С. 2 -7.

3. Елохина С.Н., Киндлер А.А., Кононученко А.И. К вопросу паспортизации отработанных горных выработок // «Сергеевские чтения». Вып. 17. Инженерно-геологические и геоэкологические проблемы городских агломераций // Материалы годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии (19-20 марта 2015 г.) - М.: Изд. РУДН. 2015. С. 33-37.

ЭПИТАКСИАЛЬНЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ В ПРИРОДЕ И ИХ УЧЕТ В ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИИ А.Е. Киреева

Научный руководитель В.Н. Сальников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Актуальная задача землеустройства это создание системы наблюдений за состоянием и использованием земель с целью своевременного выявления негативных изменений, их оценки, предупреждение и устранение последствий [2]. До сих пор актуальными являются вопросы взаимодействия геологических, геофизических и антропогенных факторов с костной материей, с растительным и животным миром [3]. Выявлению черт сходства и различия для форм кристаллов, растений и живых существ посвящена монография И.И. Шафрановского [7]. Интересен вопрос о закономерностях объединения видов и индивидов минералов, плодов растений, человека и животных, то есть развитие эпитаكсии. В данной работе представлены результаты исследований по развитию явления эпитаксии в минералах, растениях и животном мире, как индикатора изменения окружающей среды. Эпитаксия - это закономерное, ориентированное нарастание одного вещества на подложке другого [5]. Многие аномальные форм кристаллов возникают за счет различных нарастаний кристаллов друг на друга или наоборот врастания одного кристалла в другой, это происходит под воздействием различных природных и механических факторов [6]. Для всех видов срастания характерно то, что индивиды минералов срастаются геометрически закономерно (рис. 1). Известно несколько способов нарастания нового слоя кристаллов на подложку. Различают несколько типов эпитаксии: 1-автоэпитаксия, 2-гетероэпитаксия, 3-эндотаксия. **Автоэпитаксия** (гомоэпитаксия) - ориентированное срастание индивидов одного минерала. **Гетероэпитаксия** (от греческого "гетерос" иной) - вид эпитаксии, когда растущий слой отличается по химическому составу от вещества подложки (фото 1; рис. 1).

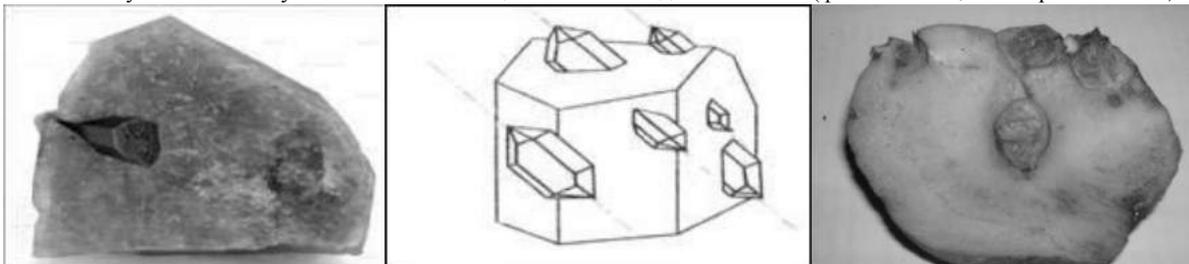


Фото 1. Призматический кристалл тёмно-зелёного турмалина, обрастаемый и захватываемый розовым апатитом. [электронный ресурс]: <http://mindraw.web.ru>

**Рис. 1. Эпитаксистические нарастания и прорастание кварца в полевом шпате (по А. Е. Ферману) [11].
Фото 2. Рост новообразования (молодого картофеля) в центре матрицы старого клубня, во время хранения с сентября по июнь 2013 года. Фото Сальникова В.Н.**

Помимо автоэпитаксии и гетероэпитаксии минералы могут создавать параллельные сростки и двойники, они являются разновидностями эпитаксиального срастания. **Двойники** – это закономерные сростки двух кристаллов одного и того же минерала, в котором индивиды могут быть совмещены друг с другом либо поворотом вокруг некоторой оси, не принадлежащей к числу осей симметрии данного кристалла, либо отражением в плоскости симметрии (А.Г. Бетехтин, 1951). Двойники роста образуются путем срастания или взаимного прорастания одиночных кристаллов в процессе роста. В растительном мире встречаются двойники картофеля, сросшиеся различным способом. Иногда картофель образует из своих плодов пятилучную симметрию, свойственную живым и растительным организмам. Часто в разрезанном картофеле встречается отрицательный кристалл с пятилучевой симметрией в центре. Этот пустотелый кристалл образуется при быстром росте или усыхании во время хранения картофеля (фото 2). Помидоры и сливы срастаются и прорастают, на моркови образуются эпитаксиальные наросты под углом 90 градусов от основного плода или эпитаксиальный нарост начинает формироваться по спирали вокруг более старой матрицы моркови (фото 3,4,5).

Нами проведены эксперименты по изменению условий хранения корнеплодов (картофель, морковь, чеснок). В погребе отсутствовал свет и земляная подложка. На бетонный пол были уложены картофель, морковь и чеснок. В таких экстремальных условиях у них наблюдалась эпитаксия. Например, на моркови возникают новообразования в виде скипетра, а у некоторых развиваются, вместо корешков, наросты новой моркови (фото 5). Все экспериментальные корнеплоды не высаживались до конца июля. По-видимому, генетическая программа, заложенная в корнеплодах, была установлена на определенное время размножения (примерно на 8-9 месяцев), а затем корнеплоды должны прорасти, из-за того что питательных веществ к этому времени к ним не поступало. Так как они не высаживались, то новообразования развивались за счет старой моркови или картофеля (фото 6). При рождении у животных нового поколения и младенцев у человека могут возникать различные аномалии тела от двойнивания (сиамские близнецы) до параллельного срастания и различных прорастаний (рис. 2).

Ярким примером аномалий человеческого тела являются сямские близнецы (фото 7), которые с самого рождения живут с различными искажениями тела (уродствами). Эти процессы являются подобными процессам эпитакисии в минералах, то есть двойникованию и сростанию. Сросшиеся (сямские) близнецы рождаются не только у людей, но и у животных. В природе наблюдается обратный процесс, когда кристаллы минералов начинают расщепляться во время роста или дальнейшего развития на серию отдельных индивидуумов.

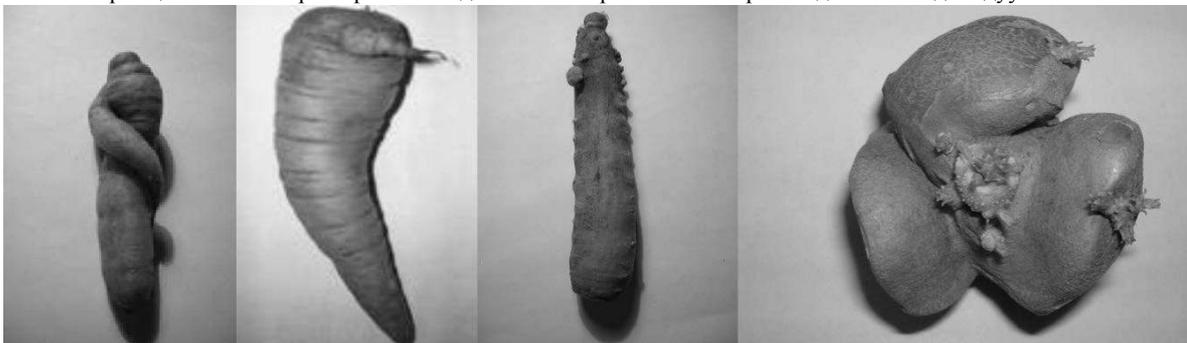


Фото 3. Эпитаксиальный нарост по спирали вокруг моркови.

Фото 4. Эпитаксиальный нарост на моркови по углу 90 градусов.

Фото 5. Новообразованный скипетр и эпитаксиальное образование на моркови во время хранения с сентября по июнь 2013 года. Фото Сальникова В.Н.

Фото 6. Расщепление клубней картофеля, с образованием трехлепесткового цветка.

Расщепляются кристаллы кварца, гематита, кальцита, льда (А.В. Маликов, 1993). Из овощей расщепляется цветная капуста, морковь. Довольно редко встречается расщепленные клубни картофеля, образуя трехлепестковый цветок (фото 6), который можно отнести к тригональной симметрии некоторых сямских двойников можно отнести к расщепленным структурам (фото 7). Какие условия среды способствуют расщеплению кристаллов, живых существ и растений до сих пор неясно. Следует обратиться к понятию геопатогенные зоны – это зоны геологических, геофизических, геохимических и антропогенных неоднородностей в литосфере, приводящие к заболеванию или к ухудшению здоровья человека или животных при длительном нахождении в их пределах (А.П. Дубров, 1995).

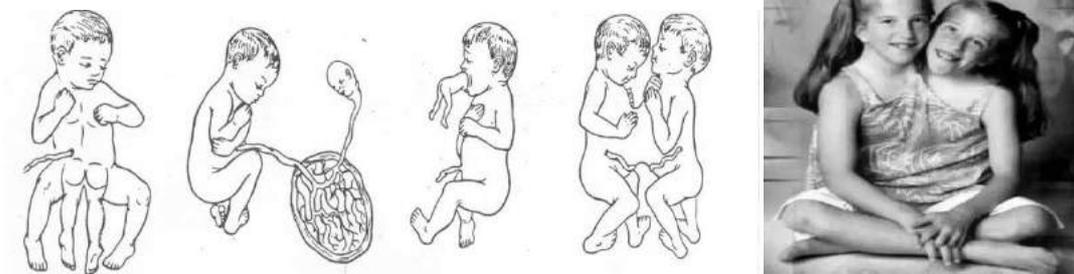


Рис. 2. Двойниковые уродства у человека (Б.М. Паттен).

Фото 7. Сямские близнецы. [Электронный ресурс]: <http://twins.popular.ru/famous/items/st36.html>

На международной конференции генетики обнародовали данные о том, что мутации из-за взрыва на атомных станциях будут продолжаться 800 лет. За 25 лет после Чернобыльской катастрофы генетические мутации вдвое увеличили число врожденных аномалий у потомков людей на территории, пострадавших от радиации [1,4]. Наши исследования позволяют полагать, что различные мутации и изменения человеческого тела и растений, это эпитаксиальные процессы, подобные минеральным образованиям, которые являются заложенными природой закономерностями и зависят от наличия в окружающей среде геопатогенных зон. Эпитаксию животных и растений можно рекомендовать как один из способов биоиндикации окружающей среды при производстве работ по межеванию земельных участков.

Литература

1. Архив материалов Чернобыль. [Электронный ресурс]: pripyt-chaes.ucoz.ru/news?page10.
2. Вехи российского землеустройства: Время, события, люди/Сост.: С.Н. Волков.- М.: ГУЗ, 2000,-224 с.
3. Геология и самоорганизация жизни на Земле: монография / В.Н. Сальников, Е.С. Потылицына; Томский политехнический университет. – 2-е изд., пересм. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. - 430 с.
4. Зубков Ю.Г. Радиационная обстановка на территории Томской области в 1998 г./ Экологический мониторинг. Состояние окружающей природной среды Томской области в 1998 году. Томск, 1999. - С. 53-70.
5. Кантор Б.З. Минерал рассказывает о себе – М.: Недра, 1985.-33с.

6. Шаскольская М.П. Кристаллы. - 2-е изд. ИСИР. - М.: Наука, 1985. - 208 с.
7. Шафрановский И.И. Симметрия в природе. - Л.: Наука, 1968. - 184 с.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ ФАКТОРОВ, ОБУСЛАВЛИВАЮЩИХ ВОЗНИКНОВЕНИЕ «СОННОЙ БОЛЕЗНИ» В С.КАЛАЧИ (РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

Ю. О. Ключникова

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

С. Калачи (каз. Калачи) — село в Есильском районе Акмолинской области Казахстана. Входит в состав Красногорской поселковой администрации. Находится в 60-ти км выше по течению г. Есиль. Недалеко от с.Калачи находится Красногорский урановый рудник и многочисленные объекты и сооружения, входящие в инфраструктуру предприятий по добыче урана на месторождении Ишимском [2]. Эксплуатация месторождения проводилась подземным способом. Ликвидация месторождения и рекультивация отвалов была завершена в 1992г.

С 22 марта 2013 жители села Калачи начали обращаться в амбулаторию с одинаковыми симптомами: нетипично долгий сон, головокружение, общая слабость, нарушение координации, частичная потеря памяти, бессознательное или полубессознательное состояние длительностью до трех суток. Учитывая эту особенность, данное заболевание в СМИ назвали «сонной болезнью». Официальное название - «Энцефалопатия неясной этиологии». Первый зафиксированный случай произошел в июле 2012 г. В 2013 году в лечебные организации обратилось более 30 человек, а с начала 2014 года было зарегистрировано 26 случаев с подобными симптомами.

Результаты и анализ проведенных измерений

В результате проведения комплексных экологических исследований в 2015 г. Национальным Ядерным Центром Республики Казахстан, в число которых входило также и определение радиационных параметров, было зарегистрировано повышенное содержание радона в воздухе жилых помещений. В результате измерений было выявлено, что диапазон значений эквивалентной равновесной объемной активности радона (ЭРОА) ^{222}Rn в жилых комнатах, который составил – 8-1400 Бк/м³, в погребах – 8-15000 Бк/м³, при фоновом уровне 4-8 Бк/м³ [2], что превышает установленной нормы 200 Бк/м³[1]. Дополнительно проводилось суточное измерение радона, полученные результаты представлены на рисунке 1:



Рис. 1. Результаты суточных измерений радона в нескольких домах с.Калачи

Полученные данные, свидетельствуют о том, что уровни содержания радона сильно варьируют в течении нескольких суток (до 130 раз).

Было отмечено, что изменение радона носит сезонный характер [2]. Исходя из анализа полученных данных на кафедре Геоэкологии и геохимии Национального исследовательского Томского политехнического университета, была разработана модель, объясняющая возможную причину повышенной активности концентрации радона. Известно, что в результате многолетней подземной разработки Ишимского и Любимовского месторождений, располагавшихся вблизи с. Калачи, под землей образовались обширные пустоты. Ориентировочный общий объем созданного подземного пространства около 5 млн.куб.м. При ликвидации заброшенные шахты были затоплены. В настоящее время откачка воды не производится. В периоды повышения температуры из-за возникающего перепада давления, а также во время весеннего снеготаяния и сезонов дождей происходит повышение уровня воды в шахтах, и, как следствие, увеличение давления на газовую смесь, что в свою очередь приводит к сезонным выходам газа на поверхность, их возможному накоплению в подвалах, жилых помещениях и другим естественным процессам.

В основном возникновения случаев «Сонного синдрома» отмечено в весенне-зимний период и наибольшее количество случаев отмечается в декабре [2]. Как отмечают авторы работы «Радоновая безопасность зданий» [3], обычно накопление радона в подвальном помещении зимой больше, чем летом.

В настоящее время опасность для населения представляет свойство радона, как инертного газа, проявлять наркотический эффект. Исходя из теории Мейера-Овертона, наркотическое действие инертных газов обуславливается растворением в нервных тканях [5], что в свою очередь зависит от атомного веса – чем больше атомный вес, тем больше его растворимость и тем сильнее его наркотическое действие. Исходя из данной теории,

можно сделать вывод, что радон проявляет сильный наркотический эффект, однако из-за радиоактивности его использование в медицине в качестве анестетика неизвестно.

В период марта 2013 – октября 2014гг специалистами Государственного санитарно-эпидемиологического надзора по Есильскому району и специалистами «Научно-практического центра санитарно-эпидемиологической экспертизы и мониторинга» были изучены нерадиационные показатели экологической обстановки с.Калачи. В ходе исследования были проведены измерения на содержание вредных веществ в воздухе, результаты которых приведены в таблице 1:

Таблица 1

Концентрации некоторых вредных веществ в атмосферном воздухе села Калачи [7]

№	Определяемое вещество	ПДК, мг/м ³	Результаты измерений, мг/м ³
1	<i>Углерода оксид</i>	5	0,08-10
2	<i>Углерода диоксид</i>	ни	67-2240
3	<i>Озон</i>	0,03	0,0002-0,13
4	<i>Ацетон</i>	0,35	0,001-76

Анализируя приведенные данные, можно сделать выводы, что наблюдается превышение озона в 1,3 – 4,3 раза значений ПДК, также можно увидеть превышение оксида углерода в 1,3 – 2 раза над значениями ПДК и превышение содержания ацетона в атмосферном воздухе на 2 порядка.

Ацетон представляет собой бесцветную, легковоспламеняющаяся жидкость с резким запахом. При вдыхании, ацетон быстро всасывается и широко распространяется по всем тканям. Ацетон не считается генотоксичен или мутагенным [6]. Необходимо отметить, что ацетон относится к IV классу опасности и способен воздействовать на организм, вызывая слабый наркотический эффект. В работе [7] было отмечено, что вдыхание ацетона в половину меньше ПДК в течение суток вызывает заторможенную реакцию при ответе организма на любые воздействия окружающей среды. При исследовании воздействия ацетона на работников соответствующих промышленных предприятий замечены следующие симптомы: бессознательное состояние, головокружение, неустойчивость, спутанность сознания, головная боль [8]. Анализируя схожесть симптомов в результате воздействия ацетона на организм человека и «сонной болезни» можно сделать вывод, что ацетон может являться одной из причин заболевания с.Калачи.

В ходе проведенных анализов также были выборочно отобраны пробы крови жителей с.Калачи и проведен тест на содержание патологических структур – микроядер. В результате были получены следующие значения, которые свидетельствуют о повышенном уровне содержания микроядер в крови жителей с.Калачи, значения которых варьировались от 1.4 до 6.5%, при установленной норме 2,0 %. Полученные результаты микроядерного теста свидетельствуют о присутствии в окружающей среде факторов, оказывающих негативное влияние на здоровье жителей и сопутствующие им генетические отклонения.

Выводы

Одним из важнейших экологически неблагоприятных факторов на территории села Калачи являются урановые шахты, расположенные вблизи села. В процессе ликвидации шахты были затоплены водой, что в настоящее время должно привести к определенным физико-химическим процессам, в частности к гниению материалов шахт, накоплению радона и других газов в подземном пространстве. Исходя из данной информации, можно предположить, что с.Калачи находится в зоне высокого потенциального риска от действия природных радиоэкологических факторов, которые усилены процессами ядерного техногенеза, что определяет определенную степень радиационной нагрузки данной территории.

В результате проведенных исследований на территории села Калачи было выявлено повышенное содержание радона, в ряде случаев, превышающих ПДК, носящее сезонно-выбросной характер, что в свою очередь может рассматриваться как одна из вероятных причина заболевания населения, учитывая наркотические свойства радона как инертного газа. Также одной из причин возникновения «сонной болезни» является повышенное содержание в атмосферном воздухе ацетона, который также обладает наркотическими свойствами.

Анализ содержания микроядер и содержания химических элементов в образцах крови показал, что при увеличении массовой доли элементов в крови человека наблюдается рост количества микроядер, что свидетельствует о генетических отклонениях.

Литература

1. Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» Утверждены постановлением Правительства Республики Казахстан от 3 февраля 2012 г. № 201.
2. Лукашенко С.Н. Справка. Радиоэкологическое состояние поселка Калачи (Акмолинская область, Республика Казахстан), Курчатов 2015 г.
3. Жуковский М.В., Кружалов А.В., Гурвич В.Б., Ярмошенко И.В. Радоновая безопасность зданий. - Екатеринбург: УрО РАН, 2000.
4. Павлов Б.Н, Павлов Н.Б, Куссмауль А.Р, Богачева М.А, Григорьев А.И. Физиологические эффекты газовых смесей и сред, содержащих ксенон и криптон. Точа доступа- http://medxenon.ru/sreda_kxenon.html
5. G. Buron, R. Hacquemand, G. Pourié, G. Brand. Inhalation exposure to acetone induces selective damage on olfactory neuroepithelium in mice. Neuro Toxicology Volume 30, Issue 1, January 2009, Pages 114–120

6. Geller, E. Gause, H. Kaplan, R.J. Hartmann. Effects of acetone, methyl ethyl ketone and methyl isobutyl ketone on a match-to-sample task in the baboon. *Pharmacology Biochemistry and Behavior* Volume 11, Issue 4, October 1979, Pages 401–406
7. Ross, D.S. Acute acetone intoxication involving eight male workers. *Annals of Occupational Hygiene*. Volume 16, Issue 1, April 1973, Pages 73-75

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПУТНИКОВЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ РАСТИТЕЛЬНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕДОБЫЧИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.В. Ковалёв

Научный руководитель доцент О.С. Токарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западная Сибирь является крупнейшим нефтегазовым бассейном мира площадью 3,5 млн. кв. км и одним из основных районов нефтегазодобычи в России. Деятельность нефтегазового комплекса приводит к систематическому нарушению растительного покрова в результате механических повреждений поверхности на этапе изысканий и при строительстве объектов инфраструктуры нефтедобывающих месторождений, из-за возникающих пожаров, а также из-за аварийных разливов нефти и нефтебурированных растворов и воздействия загрязнения атмосферы на растительность при сжигании попутного газа в факелах [1]. Поэтому на территориях, подвергающихся интенсивным техногенным нагрузкам, требуется постоянный мониторинг состояния окружающей среды.

В настоящее время, наряду с традиционными наземными методами наблюдения за состоянием растительного покрова территорий, используются данные спутникового мониторинга. Данные дистанционного зондирования Земли из космоса позволяют оперативно отслеживать изменения состояния и структуры растительного покрова на обширных территориях, в том числе труднодоступных для наземных исследований вследствие высокой заболоченности [2].

Целью данной работы является оценка изменения состояния растительного покрова на территории нефтедобывающих месторождений на основе значений NDVI с использованием тематических продуктов MODIS с пространственным разрешением 500 м.

Исследования проводились на 5 участках нефтедобычи: в ХМАО на территории Усть-Балыкского, Приобского, Самогорского, Лянторского месторождений и на участке нефтедобычи в Томской области, представленном Васюганской группой месторождений (Первомайское, Ломовое, Оленье, Катильгинское, Лонтыньяхское). Все выбранные месторождения относятся к крупным по величине начальных запасов. В качестве фонового участка выбран фрагмент территории Юганского заповедника, находящегося в сходных климатических условиях с выбранными месторождениями.

Границы месторождений построены с использованием космических снимков с пространственным разрешением 30 м, полученных со спутника Landsat-8. На данных снимках хорошо дешифрируются объекты инфраструктуры месторождений (кустовые площадки, трубопроводы, дороги и т.д.). Схема изучаемых участков, представленных в виде полигонов тематического векторного слоя цифровой карты, приведена на рис. 1, где черными жирными линиями показаны границы этих участков.

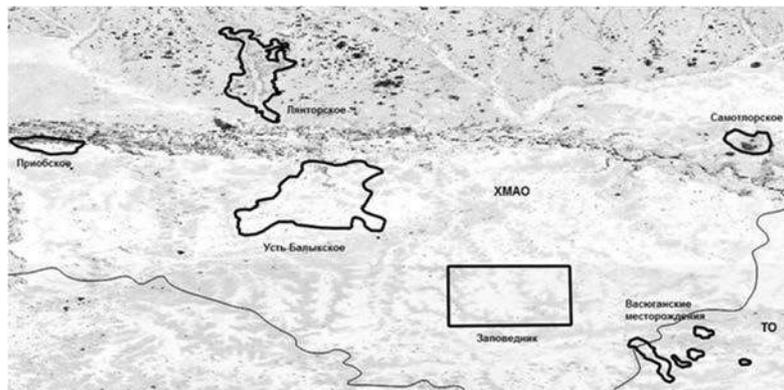


Рис. 1. Схема расположения исследуемых участков. Обозначения: ХМАО - Ханты-Мансийский автономный округ, ТО – Томская область

В работе использованы тематические продукты MODIS MOD13Q1 Vegetation Indices 16-Day Global 500m, содержащие значения вегетационного индекса NDVI, усреднённого за 16 дней, предоставляемые онлайн-архивом NASA EOSDIS. Для корректного отображения данных изображения на экране компьютера значения вегетационного индекса в предоставляемых файлах хранятся с масштабным коэффициентом 10000 [3].

Для изучения динамики состояния растительного покрова в пределах каждой исследуемой области рассчитано среднее значение NDVI по годам за период с 2010 по 2015 г. с интервалом в один год на основе тематических продуктов MODIS, полученных по снимкам с датами съёмки 12.06-27.06, 12.07-27.07.

Для иллюстрации, полученные средние значения NDVI по годам для указанных выше дат представлены на графиках (рис. 2 и 3), на основе которых построены линии трендов, отображающие характер изменения

вегетационного индекса для каждой исследуемой области. Стоит отметить, что значительное отличие значений NDVI для Лянторского и Самотлорского месторождений от остальных вызвано наличием множества болот в составе их общей площади (около 1000 км² для Самотлорского), а как указано выше значение NDVI для воды низкое.

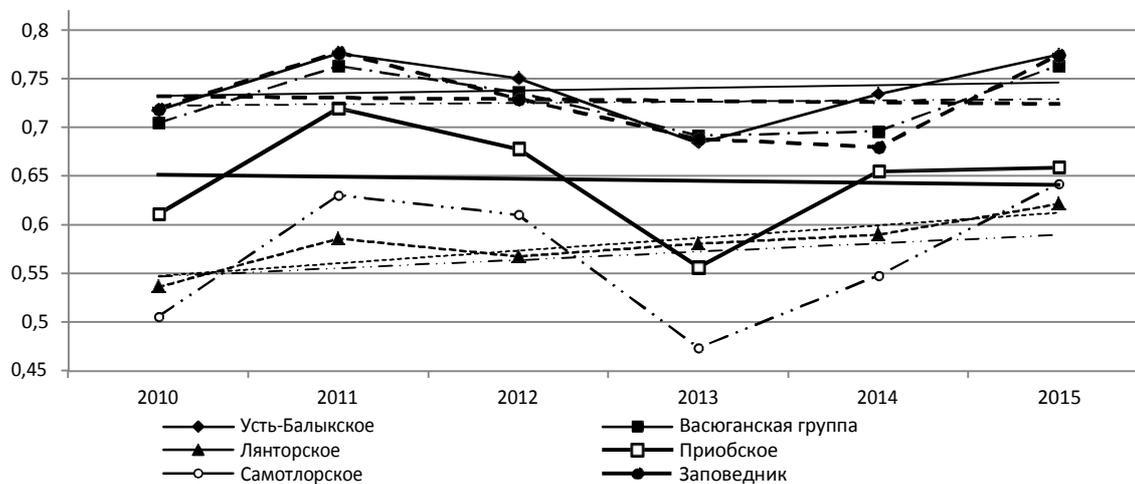


Рис. 2 Изменение средних значений NDVI на исследуемых участках за июнь

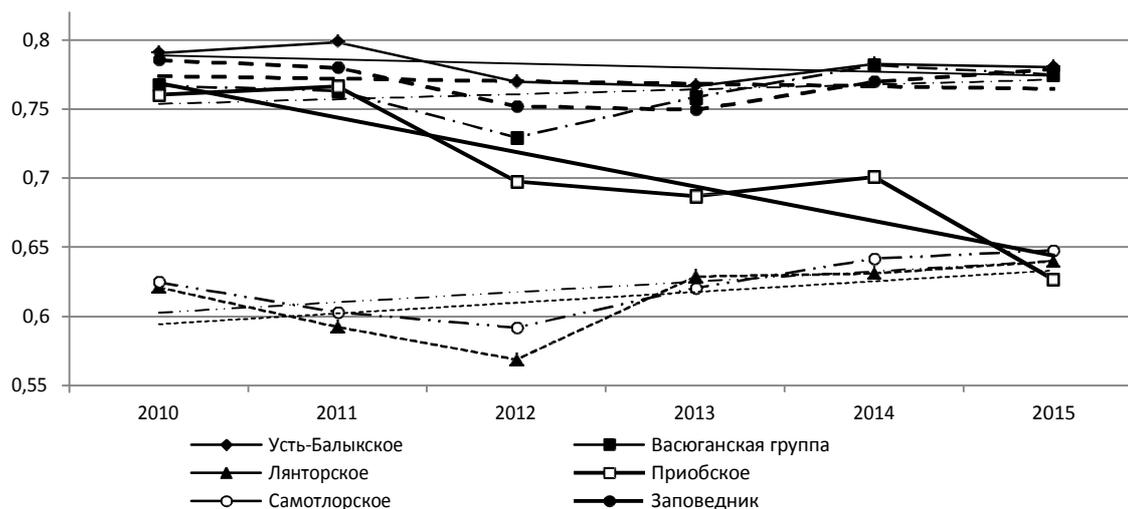


Рис. 3 Изменение средних значений NDVI на исследуемых участках за июль

Наклон линий трендов на рис. 2 и 3 значительно не отличается для территорий Юганского заповедника, Приобского, Усть-Балыкского месторождений и Васюганской группы месторождений. На территории Лянторского и Самотлорского месторождений угол наклона трендов показывает выраженную положительную динамику в состоянии растительного покрова, что может быть связано с проводимыми здесь рекультивационными работами. Сравнительный анализ трендов на рис. 2 и 3 показал, что в среднем заметно увеличение значений NDVI в июле, связанное с изменением вегетационного периода, однако на некоторых участках значения индекса в июле того же года не изменяются или даже снижаются. Так, например, в 2015 г. на Приобском месторождении в июле произошло значительное снижение значения NDVI по сравнению со значениями, полученными в июне, а на остальных месторождениях и на территории заповедника значения NDVI практически не изменились. Наибольшее влияние на средние значения NDVI здесь оказывает температурный и водный режим. Проведён сравнительный анализ графиков изменения значений и более глубокий анализ полученных данных, например, влияние температуры, аварий, влажности, паводков и т.д. Например, в 2012 году средняя температура за июль была относительно большой, что в свою очередь повлияло на падение NDVI.

Литература

1. Yu.Polichtchouk, O. Tokareva. Geoinformation Analysis of Atmosphere Pollution Impact on Landscape of Siberian Oil-Producing Territories // Proceedings SPIE. – 2000. – Vol. 4341. – pp. 571–576.

2. Токарева О.С., Полищук Ю. М. Сравнительный анализ результатов дистанционного определения вегетационных индексов и данных биоиндикационных исследований в задачах экологического мониторинга // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. – 2013. – Т. 10. – № 2. – С. 81– 87.
3. Ковалёв А.В. Оценка изменения состояния растительного покрова нефтедобывающих территорий Западной Сибири с использованием продуктов Modis// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 20015. – Т.1. – С. 628-630.

ИНДИКАТОРНОЕ ЗНАЧЕНИЕ LA/CE СООТНОШЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ИЗУЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ СРЕД И ЖИВЫХ ОРГАНИЗМОВ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

Е. В. Коваль

Научный руководитель профессор Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Редкоземельные элементы приобретают все более широкий спектр применения в современном мире: они используются в аэрокосмической технике, средствах связи, компьютеризации, редкоземельные элементы активно добываются [8,9].

Уникальные свойства редкоземельных элементов, обеспечивших их широкое применение в тех или иных областях, могут играть специфическую роль в биогеохимических процессах в биосфере. Это определяет активность их изучения в живых организмах и средах их обитания.

К источникам поступления редкоземельных элементов в окружающую среду кроме предприятий ядерно-топливного цикла и топливно-энергетического комплекса могут относиться: добыча угля, а так же угольная пыль и зола уноса, образовавшиеся при переработке угля [1,7].

Кроме того, поступление данных элементов может быть обусловлено влиянием природных источников поступления [6].

Взаимоотношения легких и тяжелых (La/Lu), легких и средних (La/Sm), легких и легких (La/Ce) редкоземельных элементов активно используются при изучении геологических образований. По характеру соотношений наблюдают отличия этих образований, выявляются определенные закономерности распределения редкоземельных элементов [2,5].

Актуальным является выявление показателей некоторых редкоземельных элементов в составе комплекса природных сред и биологических объектов для проведения эколого – геохимического районирования и выделения территорий с наличием аномалий.

Нами было проанализировано La/Ce соотношение в почве (192 пробы), солевых отложениях (накипи) (302 пробы), волосах человека (569 проб), крови человека (276 проб) и щитовидной железе человека (104 пробы) на территории районов Томской области. Количественное определение элементов проводилось с помощью инструментального нейтронно-активационного анализа на исследовательском реакторе ИРТ-Т в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования Томского политехнического университета (аналитик – снс А.Ф. Судыко).

Анализ La/Ce соотношения в почве показал, что из всей массы районов Томской области аномально низкими значениями лантана и церия выделяется Верхнекетский район (рис.1). Однако анализ накипи питьевых вод в населенных пунктах Верхнекетского района показал (рис. 2), что значения La и Ce в этой среде высокие, максимальные по сравнению с другими изученными районами области. Это может свидетельствовать о нахождении редкоземельных элементов в растворенном виде, их присутствие в местных водах и поступлении в накипь. Кроме того, анализ биосубстратов населения данной территории показал, что согласно лантан – цериевому отношению, в крови и щитовидной железе жителей Верхнекетского района значение La выше значений Ce (рис.4-5). Но в свою очередь отмечаются более высокие концентрации Ce в щитовидной железе в сравнении с кровью, что может быть связано с влиянием физиологических механизмов концентрирования элементов данных биосубстратов.

Ранее [3] было установлено сходство накопления щитовидной железой элементов с кровью, кроме того, для крови и щитовидной железы в большей степени характерен эндогенный путь поступления. Исходя из полученных результатов, можно предположить, что через питьевую воду редкоземельные элементы поступают в организм человека, из желудочно-кишечного тракта всасываются в кровь и затем поступают в щитовидную железу.

Для волос характерен, комбинированный путь поступления элементов, но в большей степени волосы отражают пылеарозольное поступление, поэтому как видно из рис. 3, из всех районов Томской области выделяется именно Томский, как район с интенсивным техногенном.

Редкоземельные элементы с четными атомными номерами распространены больше, чем редкоземельные элементы с нечетными, соответственно Ce всегда больше, чем La. Но при анализе природных сред и живых организмов были выявлены нарушения в лантан-цериевом отношении. Для почв Томской области значение La/Ce соотношения в среднем 0,54. Для накипи - 0,42, но для Томского района La/Ce соотношение равно 1,12. La/Ce соотношение в волосах жителей составляет в среднем 0,68, более высокими значениями выделяется Бакчарский (1,22) и Зырянский (1,02) районы. В Бакчарском районе локализируются крупные ресурсы железных руд, а в Зырянском районе расположено Яйское бурогольное месторождение, угли которого обогащены ураном и редкоземельными элементами. Среднее значение лантан-цериевого отношения в крови жителей Томской области - 1,48. В Верхнекетском районе самое высокое значение 6,58, в Зырянском районе

1,22, для Кожевниковского района значение равно 1,4, Для Чаинского района – 1,8. Щитовидная железа жителей Томской области отличается значениями соотношения больше 1. Возможно, это связано с различными патологиями данного органа.

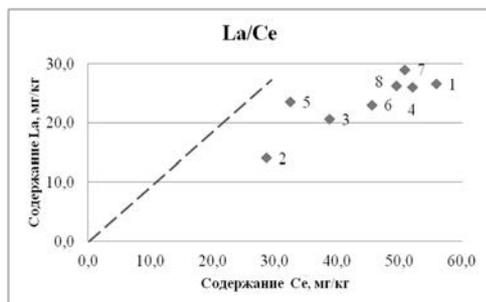


Рис. 1 La/Ce соотношение в почве районов Томской области

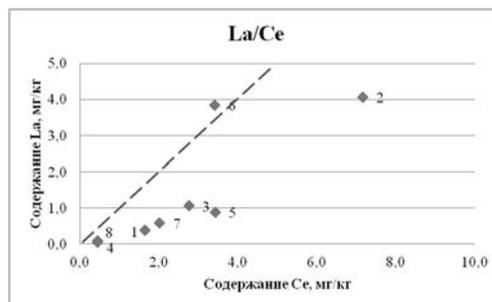


Рис. 2 La/Ce соотношение в солевых отложениях (накипи) районов Томской области

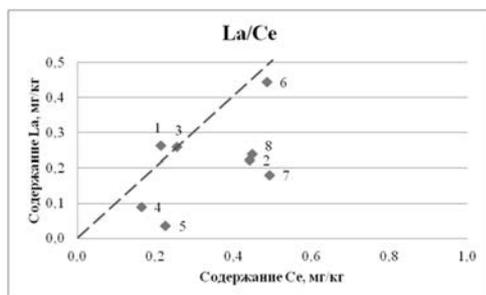


Рис. 3 La/Ce соотношение в волосах жителей районов Томской области

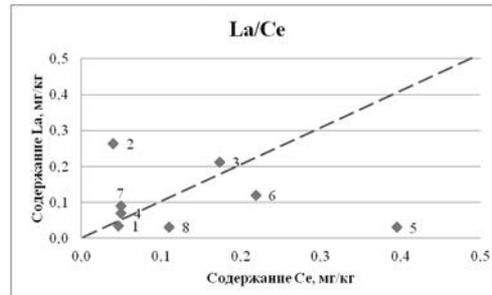


Рис. 4 La/Ce соотношение в крови жителей районов Томской области

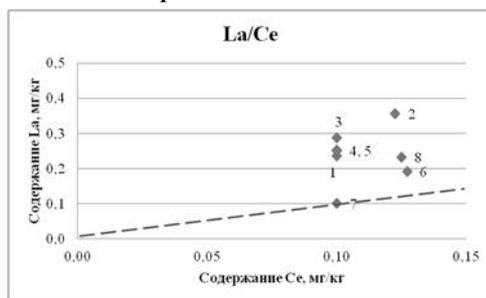


Рис. 5 La/Ce соотношение в щитовидной железе жителей районов Томской области

- 1 - Бакчарский район
- 2 - Верхнекетский район
- 3 - Зырянский район
- 4 - Кожевниковский район
- 5 - Первомайский район
- 6 - Томский район
- 7 - Чаинский район
- 8 - Шегарский район

Таким образом, La/Ce отношение можно рекомендовать в качестве индикатора при проведении эколого – геохимического районирования и выделения территорий с наличием аномалий.

Литература

- Арбузов С. И. Редкометалльный потенциал углей Средней Сибири / С. И. Арбузов, Л. П. Рихванов, В. В. Ершов // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. - 2001. - Т. 304, вып. 1: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. - [С. 130-147].
- Балашов, Ю.А. Геохимия редкоземельных элементов / Ю. А. Балашов; Академия Наук СССР; Институт геохимии и аналитической химии. - Москва: Наука, 1976. - 267 с.
- Денисова О.А. Микроэлементы и патология щитовидной железы в Томской области / О. А. Денисова [и др.]; Сибирский медицинский университет (Томск), Национальный исследовательский Томский политехнический университет (Томск). - Томск: STT, 2011. - 190 с.
- Наркович Д. В. Элементный состав волос детей как индикатор природно-техногенной обстановки территории (на примере Томской области): автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Д. В. Наркович; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). - Томск, 2012.
- Поцелуев А. А. Редкоземельные элементы в геологических образованиях Калгутинского месторождения (Рудный Алтай) / А. А. Поцелуев, В. И. Котегов, Д. И. Бабкин // Известия Томского политехнического

- университета [Известия ТПУ]. - 2002. - Т. 305, вып. 6: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. - [С. 229 - 246].
6. Рихванов Л.П., Языков Е.Г., Барановская Н.В и др. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения - Томск, 2006. -216с.
 7. Хасанов Р.Р., Гафуров Ш.З., Исламов А.Ф. Редкоземельные элементы в Визейских угольных пластах Волго-Уральского региона // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки . 2010. №4. - с.116 - 122.
 8. Kientz, Rare Earth Investment Potential is Great... If you are Patient, Seeking Alpha, <http://seekingalpha.com/article/227291-rare-earth-investment-potential-is-great-if-you-are-patient>
 9. Scott, Arafura in Funding Talks for \$964 Million Rare Earths Project, Bloomberg News, <http://www.bloomberg.com/news/2010-09-30/arafura-in-funding-talks-for-964-million-australian-rare-earths-project.html>

ИССЛЕДОВАНИЕ РУТУИ В ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ В ОЗЁРАХ ШЕГАРСКОГО РАЙОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ.

И. А. Ковешников

Научный руководитель старший преподаватель А. Ю. Иванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Донные отложения (ДО) представляют собой различные минеральные вещества, отложившиеся в результате биологических, физических и химических процессов на дне океанов, морей, озёр, рек и других различных водоёмах. Изучение ДО позволяет отслеживать хронологию накопления различных компонентов и выявлять содержание тех или иных реагентов в исследуемом природном объекте. Таким образом, ДО являются информативной частью водных систем с позиции оценки степени их устойчивого загрязнения [1].

Цель работы заключалась в изучении распределения концентрации ртути по глубине в колонке донных отложений, установления механизмов и источников ее поступления.

Так как ртуть является одним из основных показателей загрязнённости водных объектов, были проведены исследования в нескольких водоемах Шегарского района Томской области.



Условные обозначения:
● - места отбора проб

Рис.1. Схема размещения исследуемых озёр на территории Шегарского района.

Опробование донных отложений выполнено А.Ю. Ивановым в 2015 году. Отбор проб произведен при помощи сапропелевого бура БС-1 с пробоотборочным челноком длиной 1 метр. Опробование проводилось на глубину до 30 см с интервалом от 2 до 3 см [2].

В качестве аналитического метода использовался атомно-абсорбционный метод с использованием программного обеспечения РА915Р. Определение содержания ртути в донных отложениях проводили на ртутном газоанализаторе РА 915+ с приставкой Пиро - 915+. Метод основан на восстановлении до атомарного состояния содержащейся в пробе связанной ртути методом пиролиза и последующем переносе воздухом из атомизатора в

аналитическую кювету. В качестве стандарта использовали государственный стандартный образец марки СЧТ-3, №2509-83 с содержанием ртути 415 нг/г [3].

Содержание ртути в изучаемых водоемах составляет от 4,2, до 47 нг/г, что свидетельствует о неравномерном характере ее распределение.

Характер вертикального распределения ртути в колонке донных отложений рассматриваемых водоемов отражен на диаграммах (рис.1.), построенных на основе данных результатов анализа, учитывающих глубину залегания отложений и соответствующую ей концентрацию ртути

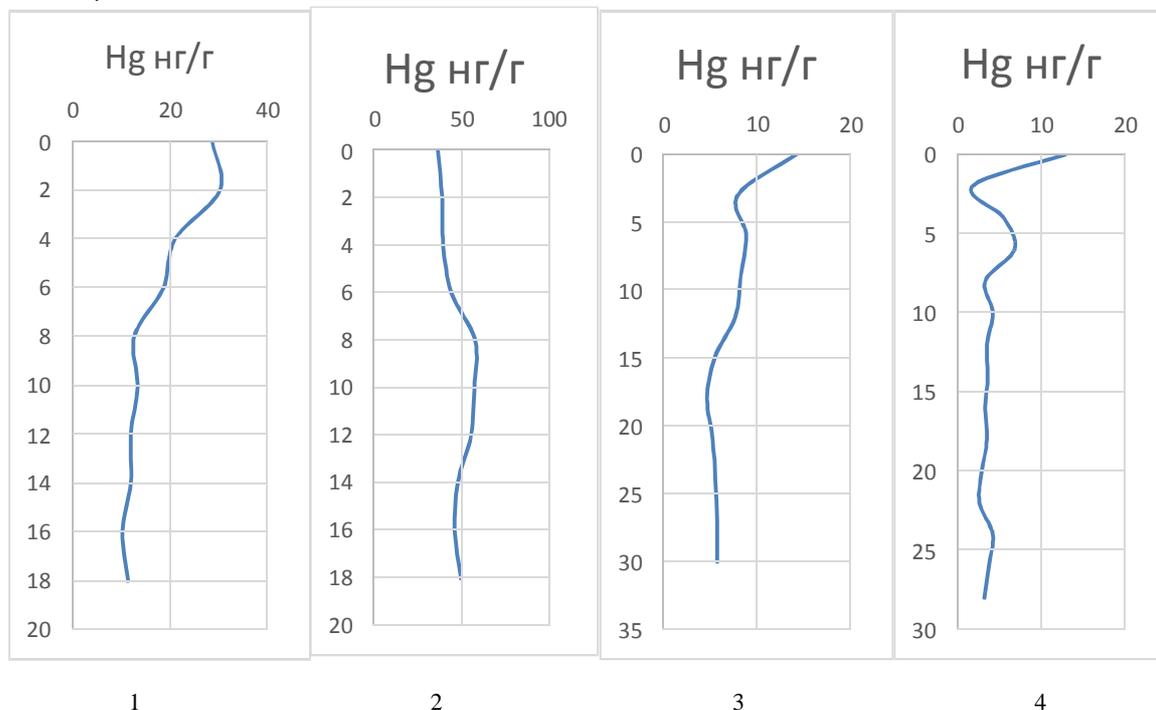


Рис.2. Концентрация ртути в донных отложениях:

1 – западная часть озера Карлыгач; 2 – восточная часть озера Карлыгач; 3 – запруда на реке Кетла; 4 – запруда на реке Кайтес.

Озеро Карлыгач находится рядом с населённым пунктом Жарковка и состоит из двух частей: западная и восточная части. Концентрация ртути в ДО двух частей озера заметно отличается из-за того, что западная часть была перепахана тракторами. Причиной повышенной концентрации ртути в нижней части колонки ДО в восточной части озера могут быть минеральные удобрения, которые являются основным источником загрязнения почв тяжелыми металлами и токсичными элементами. Это связано с содержанием в сырье, используемом для производства минеральных удобрений, стронция, урана, цинка, свинца, ртути, ванадия, кадмия, лантаноидов и других химических элементов. Снижение концентрации ртути в верхней колонке этой части озера можно связать с прекращением использования минерального удобрения содержащее ртуть, или со спадом сельскохозяйственной деятельности. Западная часть озера имеет иной характер накопления элемента в колонке ДО, накопление происходит в верхней части разреза, что соответствует общему глобальному фону. [4]

Нижняя часть разреза запруды на реке Кетла показывает, что объект не подвергался техногенной нагрузке. Но в верхней части разреза наблюдается небольшое увеличение концентрации ртути. Это может быть обусловлено наличием автодороги, проходящей рядом с запрудой, или с влиянием природных факторов.

Распределение концентрации ртути в ДО запруды на реке Кайтес идентичное с накоплением на запруде реки Кетла, в котором повышенное содержание ртути приходится также на верхнюю часть разреза. Но по сравнению с другими изученными водоёмами среднее содержание концентрации ртути является низкой.

Исходя из полученного материала, можно сделать следующие выводы. Повышенное содержание ртути в исследуемых водоёмах в верхних частях разрезов ДО исследуемых объектов может быть связано с глобальным фоном или зависеть от влияния местной сельскохозяйственной деятельности, которое привело к повышению концентрации ртути в ДО.

Литература

1. Кизицкий Р.М., Эколого-геохимические особенности распределения свинца и ртути в донных отложениях: дис. ... канд. геогр. наук: 11.00.11. - Ростов. гос. ун-т. - Ростов-на-Дону, 2000. - 26 с.
2. Закономерности распределения ртути в вертикальном профиле донных отложений слабопроточных водоёмов Томского района / Иванов А. Ю., Губина К. А., Перегудина Е. В. // Перспективные направления развития современной науки: сб. тр. межд. науч.-практич. конф. ЕНО – Москва, 2015, Вып. 200. – С. 184-186

3. Ртуть в пылеаэрозолях на территории г. Томска / А. В. Таловская, Е.А. Филимоненко, Н.А. Осипова, Е.Г.Язиков // Безопасность в техносфере. — 2012. — № 2. — С. 30-34.
4. Изменения содержания ртути в донных отложениях озёр севера фенноскандии в последние столетия / Даувальтер В. А., Кашулин Н. А., Денисов Д. Б. // Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты: второй международный симпозиум, 21-25 сентября 2015 г., Новосибирск / Российская академия наук (РАН), Сибирское отделение (СО), Институт неорганической химии им. А. В. Николаева (ИНХ). — Новосибирск: ИНХ СО РАН, 2015. — [С. 162-164].

СПЕЦИФИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Е.А. Коновальчик

Научный руководитель доцент В.З. Мильман

Сибирский Федеральный Университет г. Красноярск Россия

Республика Саха – регион, имеющий ряд специфических особенностей, которые необходимо учитывать при планировании и проектировании любых работ. Далее, я рассмотрю ряд из них более подробно.

Во-первых, широкое разнообразие ландшафтно-климатических условий. Территория Якутии принадлежит к двум крупнейшим тектоническим структурам – Сибирской платформе и Верхояно-Чукотской области мезозойской складчатости. На территории Сибирской платформы развиты плоскогорья, плато, равнины, что находит свое отражение в видовом составе растительного и животного мира. Верхояно-Чукотская складчатая область характеризуется горным рельефом. Западная часть относится к Среднесибирскому плоскогорью, характеризующегося неоднородностью в морфологическом строении, в северной части расположено Анабарское плато, сложенное породами архейского возраста, и имеющее относительно высокие высотные отметки. В восточном направлении Среднесибирское плоскогорье переходит в Центрально-якутскую равнину, включающую в себя долины Лены, Вилюя, и Алдана. Разнообразие геологии и форм рельефа оказывает влияние на освоенность и развитость территории.

Во-вторых, широкое распространение имеют многолетнемерзлые породы. В верховьях реки Вилюй был отмечен самый глубокий предел вечной мерзлоты. Строительство на мерзлых грунтах связано с усложнением проектных решений.

В-третьих, интересной особенностью региона является то, что 29,7% всей территории республики занимают особо охраняемые природные территории (табл.) [1]. Это один из самых высоких показателей в стране. Проектирование на данных территориях либо невозможно совсем, либо связано с рядом согласований, предусматривающих особые условия для строительства.

Таблица

Площади особо охраняемых природных территорий Республики Саха (Якутия) [1]

Статус	Категории	Количество	Площадь, га
Федеральный	Заповедники	2	2280100
	Ботанические сады	1	540
Всего		3	2280640
Региональный	Природные парки	6	7874072,22
	Ресурсные резерваты	62	46844109
	Государственный природный заповедник	13	9124200
	Охраняемые ландшафты	1	1045
	Уникальные озера	26	87852
	Памятники природы	17	531221
Всего		125	64462499,22
Местный	Ресурсные резерваты	44	21732237,9
	Зона покоя	16	2204002,4
	Памятники природы	23	508755,2
	Охраняемые ландшафты	2	350466
	Детские экологические парки	3	29150
	Уникальные озера	1	1087
Всего		89	24825698,5
Итого		217	91568837,72

Также пристальное внимание в регионе уделяется территориям традиционного природопользования, задача которых сохранить уклад жизни коренных и малочисленных народностей. Местные жители, традиционно ведут полукочевой образ жизни и, по большей части, занимающиеся скотоводством (Еще один осложняющий фактор – скотомогильники). Исходя из этого, необходимо учитывать пути миграции оленей, места выпаса лошадей, ни в коем случае не меняя и не нарушая природные ландшафты.

Немаловажным фактором является серия подземных атомных взрывов проводившихся в СССР с 1965 по 1988 год, в том числе на территории Якутии. Большая часть данных до сих пор остается засекреченной.

Кроме того, на территории республики имеется ряд полигонов, предназначенных для падения отработанных фрагментов ракет с космодрома «Восточный». Сам факт падения инородных предметов является собой экологическую катастрофу. Планирование объектов вблизи – нецелесообразно. Точные географические координаты выдают подведомственные органы при выполнении соответствующего запроса, обозначающего необходимость и целесообразность получения информации.

Инфраструктура района развита слабо. Важно отметить, что местное население имеет свой собственный язык, что может оказать свое влияние на этапе эксплуатации объекта.

Якутия – регион природных контрастов, с собственной культурой и историей, жители которого долгое время вели обособленный, уединенный образ жизни. Задача экологов и проектировщиков сохранить первозданный уклад жизни, не вредя не только дикой первозданной природе, но и людям, веками проживающим на данной территории. Поэтому при планировании работ нельзя применять шаблонные схемы, отработанные в других регионах, необходима особая, тщательная подготовка, основанное на проработке нюансов, характерных для республики.

Литература

1. Государственный доклад о состоянии и охране окружающей среды Республики Саха (Якутия) в 2014 году/ Правительства Респ. Саха (Якутия), М-во охраны природы Респ. Саха (Якутия); [сост.: Л.С. Волкова, А.И. Олесова, И.И. Кычкина; науч.ред. С.М.Афанасьев]

МИКРОЭЛЕМЕНТЫ В ПОЧВАХ ОСНОВНЫХ ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЮГО-ЗАПАДА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Е.Ю. Константинова

Научный руководитель доцент С.И.Ларин

Тюменский государственный университет, Институт наук о Земле, г. Тюмень, Россия

Устойчивость почв по отношению к различным видам техногенного воздействия в значительной степени определяется их гранулометрическим и элементным составом, унаследованным от рыхлых приповерхностных отложений [2-3, 8-9]. Гранулометрический, химический и минералогический составы почв в значительной степени определяют условия аккумуляции и миграции микроэлементов в ландшафтах, фоновые концентрации неорганических поллютантов в почвах.

В пределах юга Тюменской области и северного Зауралья выделяются следующие геоморфологические районы: Туринская денудационная наклонная расчлененная равнина, Предтургайская денудационная наклонная, местами расчлененная равнина, Ишимская денудационная наклонная равнина, денудационно-аккумулятивная слабоденудационная возвышенность Тобольский Материк, Среднеиртышская аллювиальная террасированная низменность, Кондинская аллювиальная террасированная низменность [1]. Отложения, слагающие данные морфоструктуры, различаются по составу и свойствам, что определяет разнообразие почвообразующих пород.

Приповерхностные отложения денудационно-аккумулятивной возвышенности Тобольский материк представлены облессованными четвертичными светло-бурными или желто бурными средними и тяжелыми суглинками озерно-аллювиального происхождения мощностью от 1 до 8 метров [1, 4]. Характерно высокое содержание крупной пыли (до 35—45%), отсутствие карбонатов и обогащение Ti, Mn и Al [5].

В пределах Ишимской денудационной наклонной равнины широко представлены субэральные отложения - типичные карбонатные лессовидные суглинки мощностью до 3-8 метров и более (в локальных депрессиях) [6]. Лессовидные почвообразующие породы региона характеризуются высоким содержанием крупной пыли в гранулометрическом составе, в отдельных разрезах встречаются тонкие прослойки и линзы песка.

Почвообразующие породы Туринской денудационной наклонной расчлененной равнины в значительной степени схожи с лессовидными суглинками Ишимской равнины. Суглинки карбонатны, отличаются низким содержанием пылевой фракции и повышенным содержанием мелкого песка [5, 7].

Автором исследованы особенности микроэлементного состава (рис. 1) и гранулометрического состава почв (табл.1) на 3 ключевых участках: высокие террасы р. Иртыш, переходящие в водораздельные поверхности возвышенности Тобольский материк (район пос. Туртас), центральная часть Ишимской равнины (район с. Окуновское) и придолинная часть Туринской равнины в районе г. Шадринска. Выбранные участки располагаются на достаточном удалении от крупных источников техногенного воздействия и могут рассматриваться в качестве фоновых. Пробы отобраны из центральных частей каждого генетического горизонта исследованных почв.

Гранулометрический состав исследованных почв определялся с использованием лазерного микроанализатора Fritsch «Analysette 22» пирофосфатным методом [10], микроэлементный – на рентгенфлуоресцентном спектрометре Rontec PicoTAX полного отражения (TXRF) [11].

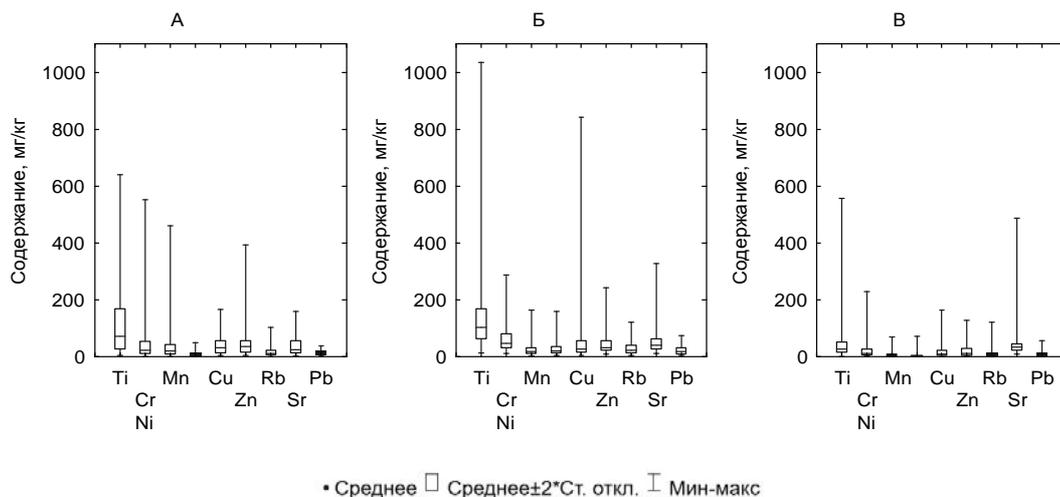


Рис. 1 Средние показатели содержания микроэлементов в почвах исследованных участков: А- террасы р. Иртыш (n=72), Б – центральная часть Ишимской равнины (n=82), в- придолинная часть Туринской равнины (n=51). Концентрация Mn и Ti приведена в мг/100 г почвы

Ti является типичным литофильным элементом, является одним из главных компонентов силикатов, поэтому его максимальные средние значения характерны для почв на наиболее выветрелых породах. Поведение Cr, по-видимому, в первую очередь связано с ландшафтно-климатическими особенностями. В условиях кислой среды южной тайги Cr выпадает в осадок. Максимальное содержание Mn наблюдается в почвах южно-таежных ландшафтов, что связано, в первую очередь, с нахождением данного элемента в виде конкреций, интенсивно формирующихся в условиях гидроморфизма. Ni наиболее богаты суглинистые почвы, обогащенные органическим веществом. Средние значения содержания Cu минимальны в почвах Туринской равнины, образованных на карбонатных суглинках. Максимумы значений в почвах Ишимской равнины, вероятно, объясняются интенсивностью процессов биоаккумуляции и сравнительно небольшим удалением этого металла из профиля почвы. Отмечается уменьшение средних содержаний Zn при увеличении содержания глинистых частиц в почвах рассматриваемых участков. Низкие средние концентрации Rb характерны для песчаных почв террас, максимальные концентрации примерно одинаковы, что связано с анализом проб в том числе и из органических горизонтов почв. Sr концентрируется в наиболее обогащенных илом карбонатных почвах Туринской равнины. Активный вынос Sr наблюдается в супесчаных почвах речных террас р. Иртыш. Rb наименее подвижен, содержание этого элемента в почвах всех 3 участков примерно одинаково, однако имеется тенденция к накоплению в почвах, наиболее обогащенных илом.

Таблица 1

Гранулометрический состав наиболее репрезентативных автономных почв

№ п/п	Средняя глубина отбора, см	Физическая глина, %			Физический песок, %		
		ил	пыль мелкая	пыль средняя	пыль крупная	песок мелкий	песок средний и крупный
Тобольский материк, высокая терраса р. Тургас							
1	24	3,24	13,25	10,56	55,57	17,38	0
2	35	3,48	15,54	11,4	54,79	14,79	0
3	60	3,86	13,43	8,15	55,99	18,57	0
4	75	3,25	9,5	5,93	47,25	34,07	0
5	95	3,3	9,35	6,11	49,32	31,91	0,01
Ишимская равнина, центральная часть							
1	1	2,12	12,14	3,95	48,62	33,16	0,01
2	15	5,72	23,85	11,28	56,56	2,59	0
3	25	6,06	26,4	8,43	50,84	2,33	5,94
4	35	8,03	29,64	14,86	44,5	2,95	0,02
5	55	7,77	26,19	16,14	45,91	0,9	3,09
6	85	8,39	28,07	13,31	43,15	6,97	0,11
7	100	13,35	36,12	10,5	39,16	0,86	0,01
Туринская равнина, придолинная часть р. Исеть							
1	10	6,43	26,81	17,23	38,82	10,7	0,01
2	26	6,37	26,7	16,06	35,32	15,34	0,21
3	43	7,05	26,5	17,69	37,24	11,48	0,04
4	85	10,18	27,14	14,06	32,86	15,57	0,19

Содержание микроэлементов в почвах крупных геоморфологических районов юга Тюменской области не всегда определяется особенностями гранулометрического состава и генезиса местных почвообразующих

пород. Для некоторых элементов особенности почвообразования, интенсивности биологического круговорота и водного режима являются основными факторами, определяющими их содержание в почвах и ландшафтах конкретной территории.

Литература

1. Геоморфология Западно-Сибирской равнины / Под ред. И.П. Варламова. – Новосибирск: Западно-сибирское книжное издательство, 1972. – 111 с.
2. Ильин В.Б. и др. Содержание тяжелых металлов в почвообразующих породах юга Западной Сибири // Почвоведение. – 2000. – № 9. – С. 1086-1090.
3. Ильин В.Б. и др. Фоновое количество тяжелых металлов в почвах юга Западной Сибири // Почвоведение. – 2003. – № 5. – С. 550-556.
4. Каретин Л.Н. Генетические особенности дерново-подзолистых почв «Тобольского материка» // Почвоведение. – 1987. - №11. – С. 34-43.
5. Каретин Л.Н. Почвы Тюменской области. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1990. – 289 с.
6. Каретин Л.Н. Черноземные и луговые почвы Тобол-Ишимского междуречья. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1982. – 294 с.
7. Чижикова Н.П., Граковский В.Г., Градусов Б.П.- Особенности минералогического состава почв лесостепи Зауралья // Почвоведение. – 1982. - №8. – С.84-96.
8. Acosta J.A., Martínez-Martínez S., Faz A., Arocena J. Accumulations of major and trace elements in particle size fractions of soils on eight different parent materials // Geoderma. – 2011. – № 161. – P. 30–42.
9. Qian, J., Shan, X., Wang, Z., Tu, Q.. Distribution and plant availability of heavy metals in different particle-size fractions of soil // Sci. Total Environ. – 1996. – №187. – P. 131–141.
10. Shein E.V., Milanovskii E.Yu., Molov A.Z. The effect of organic matter on the difference between particle-size distribution data obtained by the sedimentometric and laser diffraction methods // Eurasian Soil Sci. – 2006. - №39. – P 84–90.
11. Towett E.K. etc. Quantification of total element concentrations in soils using total X-ray fluorescence spectroscopy (TXRF) // Science of the Total Environment. - 2013. - №463-464. – P. 374-388

ДИНАМИКА ПОСТУПЛЕНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ ОТ АВТОМОБИЛЬНОГО ТРАНСПОРТА В РЕГИОНАХ БЕЛАРУСИ

О.Ю. Круковская

Институт природопользования НАН Беларуси, г. Минск, Республика Беларусь

При работе автомобильного транспорта в результате сжигания топлива в атмосферный воздух поступают оксид углерода, диоксид серы, твердые частицы, неметановые летучие органические соединения, оксиды азота и другие вещества. Помимо процессов сжигания топлива, загрязняющие вещества поступают в атмосферу при испарении топлива, истирании дорожного полотна и деталей транспортных средств. Автомобильный транспорт является приоритетным источником поступления основных загрязняющих веществ во многих странах [6].

Выбросы от мобильных источников, одной из групп которых является автомобильный транспорт, согласно статистическим данным оценкам в Беларуси составили суммарно в 2014 г. 880,8 тыс. т [3]. Согласно [5], в Беларуси в результате износа дорожного полотна и деталей транспортных средств было выброшено 4,8 тыс. т суммарных твердых частиц, испарения топлива привели к выбросам неметановых летучих органических соединений в размере 13,7 тыс. т.

Применительно к автомобильному транспорту и поступлению загрязняющих веществ в атмосферный воздух в результате его деятельности в настоящее время проявляются две противоположенные тенденции. С одной стороны, наблюдается рост парка транспортных средств и автомобилизации населения. В то же время, увеличение количества автомобильных транспортных средств приводит к улучшению технического состояния парка транспортных средств в целом и удельного поступления загрязняющих веществ в результате их работы в частности.

Целью данного исследования является изучение динамики выбросов от автомобильного транспорта в разрезе регионов Беларуси и вклада тенденций формирующих результирующий уровень воздействия на атмосферный воздух.

Материалы и методы. На первоначальном этапе работы были обобщены статистические данные о выбросах от мобильных источников [3] и изучена методика оценки выбросов от мобильных источников на национальном уровне [2]. В дальнейшем выполнен сбор информации для оценки выбросов от автомобильного транспорта (потребление топлива, экологическая структура парка транспортных средств) в разрезе регионов, что является минимальным общим уровнем агрегации требуемой исходной статистической информации. На следующем этапе выполнена оценка выбросов неметановых летучих органических соединений в результате испарения топлива с помощью модели COPERT [1] и поступления твердых частиц от износа с помощью модели GAINS [5] в региональном разрезе. В ходе исследования была собрана и проанализирована информация о связанных с выбросами показателях работы автомобильного транспорта. На заключительном этапе индексным способом выполнен факторный анализ интенсивности автомобилизации и состояния транспортных средств в динамику выбросов загрязняющих веществ от автомобильного транспорта. Все данные были собраны в разрезе 6 административных областей Беларуси и г. Минска; исследование охватывает временной интервал с 2011 по 2015 г.

Результаты и обсуждение. Парк автомобильных транспортных средств составил на конец 2014 г. 3,4 млн единиц, включая 2,9 млн легковых автомобилей, 421,2 тыс. грузовых автомобилей и 47,0 тыс. автобусов. За период с 2010 по 2014 гг. общее количество транспортных средств возросло на 11,7%. Общий прирост количества транспортных средств наблюдался как для общего количества, так и для отдельных категорий. В отдельные годы отмечено сокращение количества транспортных средств различных категорий к уровню предыдущего года.

Вклад регионов Беларуси в суммарное количество автомобильных транспортных средств близок к равномерному. Наибольшая суммарная скорость прироста количества транспортных средств за период 2010–2014 гг. характерна для г. Минска и Гомельской области.

Приведенное (нормированное) на численность населения количество транспортных средств в Республике Беларусь в 2010 г. составило 321 автотранспортное средства на 1000 человек, в 2014 г. – 359, увеличившись в среднем в стране также как и общее количество транспортных средств на 11,7%. Регионы Беларуси характеризуются неравномерным распределением нормированного количества транспортных средств. По состоянию на 2014 год, наибольшее количество автомобильных транспортных средств в расчете на 1000 человек зарегистрировано в Гродненской области (412 ед./1000 человек), в Гомельской – наименьшее (312 ед./1000 человек). В течение периода изменения во всех регионах происходило равномерно, исключая Витебскую область и г. Минск, где в 2013 г. наблюдалось сокращение нормированного количества транспортных средств.

Общая протяженность дорожной сети составляет в Беларуси в настоящее время 86,6 тыс. км. Средняя плотность дорожной сети в стране – 0,42 км/км², наименьшая характерна для Гомельской области (0,31 км/км²), наибольшая – Гродненской области (0,51 км/км²). Нагрузка на дорожную сеть, определяемая как отношение зарегистрированных в регионе автомобильных транспортных средств к протяженности дорожной сети, в Беларуси постоянно увеличивалась и в 2014 г. составило 39,3 машины на 1 км дорожного полотна. В разрезе регионов нагрузка на дорожную сеть варьирует в диапазоне от 22,5 до 48,1 маш/км. За рассматриваемый период нагрузка на дорожную сеть в стране в среднем суммарно увеличилась на 11,4 %, что вызвано увеличением количества транспортных средств при незначительном увеличении протяженности дорожной сети.

В 2014 г. суммарные выбросы от автомобильного транспорта в Беларуси с учетом испарений и абразии составили 656,2 тыс. т, сократившись с 2010 г. на 27,4 тыс. т или 4,0%. Все регионы страны характеризуются сходной структурой выбросов загрязняющих веществ от автомобильного транспорта: преобладают выбросы оксида углерода, составляющие 65,4–68,5% от общей массы выбросов, значителен также вклад летучих органических соединений (20,3–21,1%).

Выбросы оксида углерода от автомобильного транспорта в стране за рассматриваемый период сократились на 5,4 %, оксида азота – увеличились на 0,3%, диоксида серы – увеличились на 0,7%, неметановых летучих органических соединений – сократились на 2,9%, суммарных твердых частиц – сократились на 5,2%.

На основании данных о реализации топлива можно сделать вывод о неоднородности динамики выбросов загрязняющих веществ в регионах Беларуси. За пятилетний период в большей части регионов для всех веществ наблюдалось устойчивое сокращение выбросов от автомобильного транспорта (в наименьшей степени в Могилевской, в наибольшей – в Гродненской областях). Вместе с этим отмечено увеличение выбросов в 2011–2014 гг. в Минской области и г. Минске. Для столицы только в 2014 г. наблюдалось сокращение выбросов всех загрязняющих веществ.

Средняя плотность выбросов основных загрязняющих веществ от сжигания топлива автомобильным транспортом в Беларуси составила в 2014 г. 3,16 т/км². В областях значение этого показателя находилось в диапазоне от 1,44 до 3,36 т/км², тогда как в г. Минске составило 629,34 т/км². В расчете на 1 км средние приведенные выбросы от автомобильного транспорта в регионах находились в диапазоне 3,8–7,1 т/км дорог.

В расчете на 1 транспортное средство суммарные выбросы в 2014 г. в Беларуси составили 193 кг, сократившись на 32 кг (или 14,4%) за рассматриваемый пятилетний период. Выбросы суммы загрязняющих веществ на единицу транспортного средства (по состоянию на 2014 г.) разнятся в регионах Беларуси и находятся в диапазоне от 145 до 273 кг/единицу.

Анализ показал, что за период 2010–2014 гг. объем выбросов формировался под влиянием ряда факторов: неоднородности динамики потребления топлива автомобильным транспортом, увеличения количества транспортных средств (преимущественно за счет легковых), а также средним улучшением экологической структуры парка транспортных средств. Вклад автотранспорта в валовые выбросы в рассматриваемом периоде изменялся слабо и составил 70%, варьируя в регионах в широком диапазоне от 42 до 81%. Аналогичный уровень вклада автомобильного транспорта отмечен в регионах России [4].

Вследствие увеличения количества автомобильного транспорта суммарные выбросы основных загрязняющих веществ увеличились на 79,9 тыс. т. Вследствие улучшения парка транспортных средств сокращение выбросов составило 105,4 тыс. т. Таким образом, действие противоположно направленных факторов привело к результирующему сокращению выбросов на 25,5 тыс. т.

В разрезе регионов выявлено следующее: во всех регионах увеличилось количество автомобильных транспортных средств с 2010 по 2014 г. Следовательно, выросли выбросы суммы основных загрязняющих веществ под воздействием этого фактора. В то же время, во всех областях степень влияния улучшения состояния парка транспортных средств превзошла вклад в выбросы изменения интенсивности движения транспорта, что привело к результирующему сокращению удельных выбросов суммы загрязняющих веществ и сокращению выбросов за счет этого фактора. В г. Минске увеличение интенсивности движения автотранспорта не было скомпенсировано улучшением экологической структуры парка транспортных средств и наблюдалось увеличение выбросов.

Литература

1. Какарека, С. В., Круковская О.Ю. Оценка выбросов загрязняющих веществ от дорожных передвижных источников с использованием модели COPERT IV // Сборник науч. трудов «Охрана атмосферного воздуха. Атмосфера» / ОАО «НИИ Атмосфера»; под. ред. А. Ю. Недре. – Санкт-Петербург, 2013. – Вып.1 – С. 35–41.
2. Об утверждении инструкции о порядке учета выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от мобильных источников выбросов: постановление Министерства прир. ресурсов и охр. окр. среды Респ. Беларусь, 15. февр. 2010 г., №6. – 19 с.
3. Охрана окружающей среды в Республике Беларусь, 2010–2014. Статистический сборник / Национальный статистический комитет Республики Беларусь. – Минск, 2015. – 255 с.
4. Хотько, Н.И., Дмитриев А. П. Санитарное состояние атмосферного воздуха и здоровье населения // Известия высших учебных заведений. Поволжский регион. Медицинские науки. – Вып. 2 (22). – 2012. – 125–35.
5. Belarusian emission inventory data Informative Inventory Report to CLRTAP/EMEP 2015 – 22 p.
6. Inventory Review 2015 Review of emission data reported under the LRTAP Convention and NEC Directive – Viena: CEIP Umweltbundesamt, 2015 – 46 p.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЫШЕЧНОЙ И КОСТНОЙ ТКАНЕЙ ОБЫКНОВЕННОГО ОКУНЯ НА СОДЕРЖАНИЕ РТУТИ**М.Г. Кудрявцева, В.А. Батищева**

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ртуть (*Hg*) относится к классу высокотоксичных веществ наряду с кадмием, хромом и др. [4] Но от них ее отличает то, что ртуть наиболее широко применяется в различных производственных процессах, находится в повсеместной доступности (лампы, термометры, косметика и пр.) и обладает более высокой способностью аккумулироваться в тканях растений и животных.

В природе ртуть содержится, в основном, в земной коре, ее поступление в атмосферу и гидросферу осуществляется в связи с вулканической деятельностью, выветриванием и вымыванием горных пород и почв. В последнее время содержание ртути в природных средах резко увеличилось вследствие хозяйственной деятельности человека [6]. Основными источниками дополнительного поступления ртути в окружающую среду являются сжигание ископаемого топлива и эмиссия из почв при вырубке лесов и сельскохозяйственном использовании земель [3], выбросы промышленных и бытовых отходов в атмосферу и воду, выхлопные газы автотранспорта, разработка месторождений и добыча полезных ископаемых. Продолжительность жизни ртути в атмосфере небольшая (до нескольких дней), но в почве и водоемах она составляет сотни тысяч лет. Мигрируя на большие расстояния и попадая в водоёмы, ртуть представляет угрозу экосистемам и здоровью населения [5].

Доминирующий фактор в повышении биодоступности ртути – закисление воды. Попадая в атмосферными осадками и сбросами отходов в водоёмы, где существуют благоприятные условия для интенсивного протекания процессов метилирования (процесс образования метилртути, $[CH_3Hg]^+$), и, пройдя по трофической цепи, ртуть биоаккумулируется в тканях рыб, в концентрациях, во много раз превышающих содержание металла в окружающей среде. Общее содержание ртути в пресноводных рыбах варьируется в зависимости от трофического уровня, скорости роста и условий среды обитания, а также от pH воды и содержания в ней органического углерода [2].

В Томской области хорошо развита речная сеть, и жители населенных пунктов, расположенных по берегам рек и озёр (в особенности деревень и сел), активно занимаются рыбной ловлей и употребляют рыбу и рыбные продукты в пищу. В связи с этим, целью работы является исследование мышечной и костной тканей окуня на содержание ртути. Для анализа использовали окуней, отловленных на территории Асиновского и Зырянского районов. Объектом исследования являлась рыба из водоемов Асиновского и Зырянского районов Томской области. Содержание ртути в мышечной и костной тканях речной рыбы стало предметом исследования.

В работе были использованы 3 пробы костной ткани и 6 проб мышечной ткани обыкновенного окуня, в каждую из которых входило 3-4 рыбы. Мышечная ткань отделялась и измельчалась, костная ткань подвергалась сушке и дальнейшему измельчению до порошка. Содержание ртути в них было исследовано с помощью ртутного анализатора РА-915+ с приставкой ПИРО-915+, предназначенных для измерения концентрации ртути в твердых пробах сложного состава методом пиролиза без предварительной минерализации.

Полученные данные приведены в таблице 1.

Предельно допустимая концентрация ртути в пресноводной хищной рыбе, как в продукте питания, составляет 600 мкг/кг [1].

В данном исследовании было выявлено содержание ртути в мышечной ткани рыбы (52-236,6 мкг/кг), в костной – 183-563 мкг/кг. Содержание ртути в пробах мышечной и костной тканей обыкновенного окуня не превысило предельно допустимые концентрации.

В работе [8,9] было выявлено содержание ртути 8-119 мкг/кг – в мышечной ткани, 36-556 мкг/кг – в костной ткани обыкновенного окуня бассейна реки Оби. Содержание ртути в пробах не выходило за пределы предельно-допустимых концентраций, за исключением района интенсивной нефтедобычи, из чего был сделан вывод о возможном влиянии добычи и использования нефти и природного газа на выбросы ртути в окружающую среду [8,9]. По данным П.А.Попова, основанным на анализе большого числа экспериментальных данных [7],

среднее содержание ртути в мышцах рыб Сибири оценивается как 260 мкг/кг сырой массы, а в скелете – 190 мкг/кг.

Таблица 1

Содержание ртути в костной и мышечной тканях окуня обыкновенного (*Perca fluviatilis*) в некоторых водоемах Асиновского и Зырянского районов Томской области

Номер пробы	Наименование пробы	Район	Водоем	Дата отбора	Содержание ртути в костной ткани, мкг/кг	Содержание ртути в мышечной ткани, мкг/кг
K1	обыкновенный окунь (<i>Percafluviatilis</i>)	Зырянский	карьер, пос. Причулымский	23.12.2015	563,4	194
K2	обыкновенный окунь (<i>Percafluviatilis</i>)	Асиновский	вдхр. Б. Кутатка, с. Вороно-Пашня	15.12.2015	237,9	56,2
K3	обыкновенный окунь (<i>Percafluviatilis</i>)	Асиновский	р. Чулым, с. Батурино	22.12.2015	182,9	52
B1	обыкновенный окунь (<i>Percafluviatilis</i>)	Зырянский	устье р. Лаба, 3,3 км от с. Чердаты	4.02.2016	-	236,6
B2	обыкновенный окунь (<i>Percafluviatilis</i>)	Зырянский	оз. Уюк, с. Чердаты	01.02.2016	-	195,9
B3	обыкновенный окунь (<i>Percafluviatilis</i>)	Зырянский	р. Чулым, 12,2 км от с. Чердаты	05.02.2016	-	188,1

Также можно заметить, что содержание ртути в рыбе изученных водоемов Зырянского района, в целом, выше, чем в рыбе исследованных водоемов Асиновского района. Однако из-за малого числа проб делать какие-либо выводы представляется преждевременным.

Литература

1. СанПиН "Гигиенические требования безопасности и пищевой ценности пищевых продуктов" от 06.11.2001 № 2.3.2.1078-01 // Ежедневное приложение к газете "Учет. Налоги. Право". 01.09.2002 г. № 16.
2. Всемирная организация здравоохранения [Электронный ресурс] режим доступа URL: <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs361/ru/> (дата обращения: 13.02.2016).
3. Гелетий В.Ф., Гапон А.Е., Калмычков Г.В. и др. Ртуть в поверхностных донных осадках озера Байкал // Геохимия. 2005. №2. С. 220-226.
4. Госсми.ру [Электронный ресурс] режим доступа URL: http://gossmi.ru/page/gos1_166.htm (дата обращения: 13.02.2016).
5. Комов В.Т., Степанова И.К., Гремячих В.А. Содержание ртути в мышцах рыб из водоёмов Северо-запада России: причины интенсивного накопления и оценка негативного эффекта на состояние здоровья людей // Актуальные проблемы водной токсикологии. Борок: Рыбинский дом печати. 2004. С. 99-123.
6. Немова Н.Н., Лысенко Л.А., Мещерякова О.В., Комов В.Т. Ртуть в рыбах: биохимическая индикация // Биосфера. 2014. Т. 6. С. 176-186.
7. Попов П.А. Оценка экологического состояния водоемов методами ихтиоиндикации / Новосибир. гос. ун-т. Новосибирск, 2002. 270 с.
8. Степанова К. Д., Осипова Н. А. Оценка содержания ртути в речном окуне бассейна р. Оби // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 Апреля 2015. - Томск: Изд-во ТПУ, 2015 - Т. 1 - С. 651-652.
9. Evaluation of metal content in perch of the Ob River basin [Electronic resource] / N. A. Osipova, K. D. Stepanova, I. A. Matveenko // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2015. — Vol. 27 : Problems of Geology and Subsurface Development. — [012041, 5p.].

ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ ТЕРРИТОРИИ Г. ОМСКА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗУЧЕНИЯ ИХ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА И КАППАМЕТРИИ

Е. Г. Кузьмина

Научный руководитель доцент Л.В. Жорняк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Антропогенное воздействие на природную среду сопровождается, как правило, отрицательными изменениями ее компонентов. Загрязненные городские почвы ухудшают общую экологическую обстановку

города, что также отражается на состоянии здоровья населения. Почва – компонент природной среды, несущий в себе долговременную информацию о техногенном воздействии, поэтому необходима детальная оценка их состояния на территории города с использованием различных методов исследований.

Почвенный покров г. Омска постоянно изменяется под воздействием как природных (водная и ветровая эрозия), так и антропогенных факторов (химическое загрязнение, уплотнение и др.). Наиболее интенсивному антропогенному воздействию подвергаются территории промышленных предприятий города.

Цель исследования: оценка состояния почв в районах расположения промышленных предприятий г. Омска по результатам изучения их вещественного состава и каппаметрии.

Задачи: 1) изучить особенности вещественного состава почв, отобранных в районах расположения различных промышленных предприятий; 2) измерить магнитную восприимчивость отобранных проб почв; 3) сравнить полученные значения с результатами изучения фоновых проб почв и литературными данными.

Ранее исследования состояния компонентов природной среды на территории г. Омска проводились Литау В.В. (снеговой покров), Мельниковым А. Л. (почвенный покров) [2], Трошиной Е. Н. (загрязнения атмосферного воздуха и почвы) [3], но данные по изучению вещественного состава почв и магнитной восприимчивости отсутствуют, поэтому необходимы дополнительные исследования состояния почв.

Анализ ранее проведенных эколого-геохимических исследований почв г. Омска показывает, что они характеризуются недостаточной изученностью вещественного состава почв и магнитной восприимчивости, поэтому необходимы дополнительные исследования состояния почв.

Для решения поставленных задач было отобрано 66 проб почв на территории г. Омска, 65 из которых – в районах расположения промышленных предприятий г. Омска; 1 проба, отобранная в 50 км северо-западнее города в п. Любино, в исследованиях является фоновой в связи с минимальным уровнем техногенной нагрузки на данную территорию. Рассматриваемые предприятия располагаются в основном в зоне жилой застройки на территории различных районов города.

При отборе проб почв учитывалось направление ветра, особенности городской застройки, данные ранее проведенных исследований снегового покрова. Пробы отбирались в середине лета 2014 г. из верхнего 10-ти см слоя, предварительно очищенного от дернового горизонта, пробоотборной лопаткой. Отбор и обработка проб проводились в соответствии с требованиями (ГОСТ 17.4.2.01-81, ГОСТ 17.4.3.01-83, ГОСТ 17.4.1.02-83, ГОСТ 17.4.4.02-84, ГОСТ 28168-89).

Изучение вещественного состава проводилось в научно-образовательной лаборатории геохимических исследований природных сред (кафедра ГЭГХ ТПУ) с использованием стереомикроскопа Leica EZ4D, измерение магнитной восприимчивости почв – в лабораторных помещениях кафедры ГЭГХ с использованием Карраmeter Model: KT-5.

Детальное изучение вещественного состава проб почв из различных районов промышленных предприятий г. Омска, фонового участка (п. Любино) позволило диагностировать частицы как природного, так и техногенного происхождения. Частицы природного происхождения в исследованных пробах представлены преимущественно кварцем различного цвета, карбонатами, цементированными частицами, а также чешуйками слюды, полевыми шпатами, гидроокислами железа. Частицы техногенного происхождения представлены: ферросферами, частицами угля, сажей, золы, кирпичной крошкой, палочковидными полупрозрачными частицами, волокнистыми частицами.

Во всех пробах почв преобладает природная составляющая, в среднем 83,4 % для территории г. Омска, превышение техногенных составляющих над фоном от 3 до 9 раз. Максимальный процент природной составляющей приходится на частицы кварца, цементированные частицы, карбонатные частицы, растительные и биогенные частицы, а максимальный процент техногенной составляющей – на частицы сажи и угля.

Максимальное количество техногенных составляющих по отношению к природным, выявлено в районах около Омской ТЭЦ-5 – 28 % (сажа, частицы угля, ферросферы, кирпичная крошка), ОАО «Омский завод технического углерода» – 43 % (сажа, частицы угля, ферросферы), ОАО «Омсктрансмаш» – 20 % (частицы проволоки, сажи, палочковидные частицы), а минимальное – в почвах около ФГУП ПО «Полет» – 9 % (синтетические волокна, кирпичная крошка).

Содержание в пробах частиц, в составе которых имеются элементы группы железа (Fe, Ni, Co, Cr, V) определяет магнитные свойства почв. Работы некоторых ученых показывают, что изучение магнитных свойств почв очень информативны, поскольку магнитные свойства почв отражают тип почв, их сложение, генезис и протекающие в них процессы. (Бабанин, 1973; Бабанин и др., 1987).

Результаты измерения магнитной восприимчивости могут использоваться не только в экологических целях для экспрессной оценки загрязненности территории соединениями Fe, Mn, Co, Cr, Ni, V, а также и в других целях, например для изучения изменений условий осадконакопления, что фиксируется составом магнитных минералов в осадках (Сакаи и др., 2001).

При измерении магнитной восприимчивости проб почв (которая зависит от содержания в пробах ферромагнитных и парамагнитных ионов Fe, Mn, Co, Cr, Ni, TR, а также связана с присутствием магнитных фаз), отобранных в районах расположения различных промышленных предприятий города, средняя величина изменялась от 3,67 до $399,3 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ (таблица). Максимальное значение параметра отмечено в почвах, отобранных в Кировском районе ООО «Омский трубный завод» – $399,3 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ, минимальное – в почвах Центрального района около ООО «СибРМ» – $3,67 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ. Превышение над фоном варьирует от 1 до 12 раз.

Таблица

Среднее значение магнитной восприимчивости почв районов расположения
промышленных предприятий г. Омска

Промышленные предприятия	$\chi \cdot 10^{-5}$ ед. СИ $m \pm \sigma$ (min/max)	n
Советский округ		
ТЭЦ-3	209,4±0,49 (45/793)	9
НПЗ	87,7±0,79 (5/431)	8
ТЭЦ-4	34,3	1
Омский государственный университет (ОмГУ)	76,7	1
Парк на Королева	36,7	1
ОАО «Омский электродный завод»	54,3	1
Октябрьский округ		
ОАО «Техуглерод»	175,1±1,34 (45/378)	4
ФГУП ПО «Полет»	109,3±0,48 (69/168)	3
ОАО «Омсктрансмаш»	225,3±0,81 (53/398)	2
Лицей «Бизнес и информационные технологии»	11,3	1
ЗАО «Омский завод электротоваров»	151,3	1
СТО Ходовкин	65,3	1
ООО «Еврокордхимснаб»	122,3	1
ООО «Прогресс-сервис»	72,7	1
ООО «ОмскАвтоТент»	41	1
Ленинский округ		
Ж/д вокзал	63,7	1
ООО «Автосервис»	173,4	1
ООО «Ремдизель»	54,7	1
Центральный округ		
ОАО «Омскводоканал»	77,3	1
ТЭЦ-5	108,8±0,21 (53/163)	4
ООО «СибРМ»	3,67	1
ОАО «Радиозавод им. А.С. Попова»	99,3	1
Рыбный рынок	41	1
ОАО «Омское машиностроительное конструкторское бюро»	55	1
Ж/д Омск-Северный	40	1
Клиника до 16-ти	39,3	1
Омский государственный Аграрный университет	102,7	1
Кировский округ		
Автопрофи 55 (техцентр)	78,7	1
Полет-11, гаражно-строительный кооператив	88,8±2,53 (72/111)	2
ОАО «Тепловая компания»	82,7	1
Омский аэропорт	172,1±7,97 (101/336)	5
«Кузнечная мастерская»	154,3	1
ООО «ТехноПром»	237,7	1
ООО «Ремонт ж/д ПЧ-22»	89	1
ООО «Омский трубный завод»	399,3	1
ООО «Вертикаль»	96	1
г. Омск (среднее)	76,4±1,47 (3/793)	65
Фон (п. Любино)	32,3	1
г. Томск [1]	72,1±3,2 (18,3/124)	61

Примечание: m – среднее значение; σ – стандартная ошибка; n – количество проб.

Среднее значение показателя магнитной восприимчивости для почв территории г. Омска находится примерно на одном уровне с таковым для почв г. Томска [1].

Таким образом, специфика производств промышленных предприятий г. Омска определяет особенности вещественного состава и магнитной восприимчивости почв города.

Литература

1. Жорняк Л.В. Эколого-геохимическая оценка территории г. Томска по данным изучения почв: диссертация ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.36. – Томск, 2009. – 205 с.
2. Мельников А.Л. Экология почв территории города Омска: монография / А.Л. Мельников, Я.Р. Рейнгард. – Омск: Изд-во ФГОУ ВПО ОмГАУ. – 2006. – 144 с.
3. Трошина Е.Н. Экологическая оценка загрязнения атмосферного воздуха и почв г. Омска тяжелыми металлами для обоснования мониторинга. – Омск, 2009. – 183 с.

БИОТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ ОСАДКА ГОРОДСКИХ СТОЧНЫХ ВОД В ТОВАРНЫЙ ПРОДУКТ

М. Л. Лесина

Научный руководитель доцент А.Ю. Игнатова

Кузбасский государственный технический университет им. Т. Ф. Горбачева,
г. Кемерово, Россия

Ключевые слова: биотехнология, экология, отходы, органическое удобрение, биообъекты, компостирование.

Одной из многочисленных экологических проблем современной цивилизации является утилизация отходов производства и потребления, в том числе осадков сточных вод (ОСВ) городских очистных сооружений. В Российской Федерации за год образуется порядка 2 млн. т таких осадков по сухому весу (при исходной влажности 98% их масса составляет порядка 100 млн. т).

В тоже время ОСВ перспективно использовать в сельском хозяйстве. ОСВ содержит 5,1 % азота, 1,6 % фосфора, 0,4 % калия. ОСВ по содержанию этих элементов не уступает навозу. Однако, в ОСВ содержатся патогенные организмы и токсичные элементы. [1] Поэтому использование его в не переработанном виде недопустимо.

Перспективно готовить компосты из смеси ОСВ с влагопоглощающими органосодержащими материалами (например, опилки, лигнин, кора, солома злаковых культур), которые также являются массовыми отходами сельского хозяйства, деревообрабатывающей промышленности. [2]

Целью исследований стало разработать и внедрить технологии переработки местных органических отходов методом ускоренного управляемого вермикомпостирования с получением продукта, пригодного для дальнейшего использования.

Технология основана на использовании живых организмов, обитающих в природе, для переработки отходов, таких, как осадок городских сточных вод (ОСВ), куриный помет, свиной навоз, городской мусор, угольный шлам, отходы сельского хозяйства и деревообрабатывающей промышленности – солома, опилки, а также сапрпель, торф и другое углеродсодержащее сырье.

Проводится направленное управление биообъектами, стимуляция их деятельности путем создания оптимальных условий для их роста и развития. Это позволяет не нарушать естественные круговороты веществ, не вносить в среду новые для нее объекты, как в случае с методами генной инженерии. Технологии защиты окружающей среды, основанные на свойствах живых организмов утилизировать ксенобиотики, до сих пор не находят широкого применения на практике. В то же время именно такие технологии являются наиболее перспективными в связи сходящей включаемостью в естественные природные циклы.

В разработанной технологии мы используем живые объекты – дождевых червей и сапрофитные микроорганизмы для процесса трансформации ОСВ и других органических отходов в биоудобрение (биогумус или Биогум-М).

Применение разработанной технологии позволит улучшить экологическое положение в городе и регионе, создать новые рабочие места, повысить поступление налогов в бюджет и принести прибыль инвестору.

Аналогичные продукты производятся из навоза крупного рогатого скота (КРС), конского навоза. Разрабатываемая технология основана на переработке доступного осадка городских сточных вод и других местных отходов, что является решением экологической проблемы города с получением полезного продукта, не уступающего дорогостоящим аналогам. Сравнительная характеристика полученного удобрения с аналогами приводится в табл. 1.

Таблица 1

Сравнительная характеристика инновационного продукта (Биогум-М) и аналогов

Параметр	Навоз	Инновационный продукт (Биогум-М)	Биогумус фирмы «Грин Пик»
Соотношение углерода и азота (C/N)	14/1	25/1, 30/1	20/1
Содержание питательных элементов	1,5% N, 0,25% P ₂ O ₅ , 0,6% K ₂ O, 0,35% CaO, 0,15% MgO	1,99% N, 1,6% P ₂ O ₅ , 1,6% K ₂ O, 2,3% CaO, 1,5% MgO	1,5% N, 1,5% P ₂ O ₅ , 1,2% K ₂ O, 4% CaO, 0,6% MgO
Содержание патогенных организмов	Кишечные палочки, сальмонеллы, золотистый стафилококк, микобактерии, яйца гельминтов, семена сорных растений	Отсутствуют	Отсутствуют
Структура	Густая, комковатая масса с остатками соломы	Однородная, рыхлая	Однородная, рыхлая
Место производства	Местное сырье	Местное сырье	Привозной
Стоимость: Розница Опт	- 1000 руб./т	2 руб./кг; 1000 руб./т	11 руб./кг; 6000 руб./т

Конкуренция на данном рынке присутствует, но конкурентные продукты в основном производятся из навоза КРС и напрямую зависят от его стоимости. А в связи с ежегодным его подорожанием, цена конечного продукта (биогумуса) растет, и количество потребителей снижается.

В Кемеровской области цена навоза КРС для розничных потребителей колеблется 5-6 т. р. за кузов «Камаза» (около 5 тонн), соответственно, биогумус у конкурентов дороже, что делает его невыгодным для основного слоя розничных потребителей (пенсионеры-дачники), и, соответственно, оптовиков.

Разрабатываемый нами продукт будет значительно ниже по стоимости (как опт, так и розница), не уступая в качестве, что станет основным пунктом для привлечения покупателей.

Покупатели – предприятия угольной промышленности и садоводческие питомники (для рекультивации земель), городское хозяйство (продажа биоудобрения (для клумб, посадки деревьев), предприятия сельского хозяйства (продажа биоудобрения), садоводы-любители, рыбаки (продажа червей).

В Кемеровской области порядка 100 тыс. га земель, которым требуется рекультивация. Получаемое биоудобрение перспективно использовать для восстановления таких земель. На сегодняшний день в Кемеровской области отсутствует производство биоудобрений из органических отходов в промышленных масштабах. Этот сегмент рынка остается незанятым.

В качестве примера приведена оценка рентабельности производства биогумуса из ОСВ. Объем производимого биогумуса рассчитан с учетом количества и скорости переработки отходов. Численность червей учтена в зависимости от скорости их размножения. Данные в табл. 2.

Таблица 2

Оценка рентабельности производства биогумуса из ОСВ с использованием
вермикюльтуры в расчете на сезон (май-октябрь)

Вид деятельности		Сумма, руб.
Расходы	1. Закупка червей, устройство маточника, покупка и завоз растительных добавок, аренда площадей	600 тыс.
	2. Оплата труда работников (в расчете на 6 мес.)	700 тыс.
	3. Рекламная кампания	200 тыс.
Доходы	1. От продажи биогумуса (расчет на сезон: из 5,3 тыс. т ОСВ получится 2,1 тыс. т биогумуса, при цене биогумуса 1000 руб. за 1 т)	2,1 млн.
	2. От продажи червей (при расчете, что 1 червь – 5 коп., всего 20 млн. червей)	1,0 млн.
Прибыль (без учета налогов)		1,6 млн.

Требования к биогумусу: срок годности не ограничен. Реализация: розничная – расфасовано в полиэтиленовых пакетах 2 кг, 5 кг и т.д.; опт – отгрузка в мешки по 50 кг, либо на вывоз запрашиваемым весом.

Для растений одними из основных питательных элементов традиционно считаются азот, фосфор и калий. Именно они потребляются растениями в наибольших количествах. Однако их усвоение (так же, как и других элементов питания) происходит лишь из доступных (усвояемых) форм, количество которых определяет эффективное плодородие почв и качество вносимых в почвы компостов. Определение содержания питательных для растений веществ в процессе компостирования (общих форм азота, фосфора и калия, содержания нитратов и аммиака) показало, что у конечного продукта увеличилось содержание подвижных форм питательных веществ (P₂O₅, K₂O), снизилась зольность за счет увеличения органической части (кроме варианта с окисленным углем, который сам по себе является высокозольным). Органический азот минерализуется в аммиачную форму, легкодоступную для растений.

Разрабатываемая биотехнология позволит получать из отходов (ОСВ, городского мусора, соломы и т.д.) качественное удобрение - (биогумус), что является актуальным для решения проблемы переработки отходов, повышения плодородия почв и рекультивации нарушенных земель.

Литература

1. Благовещенская З. К., Грачева Н. К., Могиндович Л. С., Гришина Т.А. Утилизация осадка городских сточных вод // Химизация сельского хозяйства. – 1989. – № 10. – С. 73–76.
2. Васильев В. А. Справочник по органическим удобрениям / В. А. Васильев, Н. В. Филиппова. – М.: Росагропромиздат, 1988. – С. 124-125.

**РОЛЬ ПРИРОДНЫХ ПАРКОВ В СТРАТЕГИЧЕСКОМ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОМ
РАЗВИТИИ РЕГИОНОВ РОССИИ****(ПО МАТЕРИАЛАМ ОМСКОЙ И КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТЕЙ)****М. А. Лощилова, Л. А. Вальтер, Е. В. Портнягина****Юргинский технологический институт (филиал) Национального исследовательского Томского
политехнического университета, г. Юрга, Россия****Омский государственный педагогический университет, г. Омск, Россия**

Конституция Российской Федерации закрепляет в качестве одного из прав граждан России - право на благоприятную окружающую среду. Под благоприятной окружающей средой понимается окружающая среда, качество которой обеспечивает устойчивое функционирование естественных экологических систем, природных и природно-антропогенных объектов [5]. Однако сегодня экологическую политику нельзя назвать одним из приоритетных направлений государственной политики Российской Федерации. Необходимо отметить наличие большой степени дифференциации регионов России по географическому фактору, степени загрязненности воздуха, озеленению, качеству воды в водоёмах и других экологических факторов. На наш взгляд, это затрудняет процесс выработки единой стратегии в развитии общегосударственных подходов к формированию экопространства России и регионов благоприятного для проживания.

В прогнозе социально-экономического развития России до 2030 года охрана окружающей среды представлена как одно из направлений государственного стратегического развития. Особое внимание, на наш взгляд, стоит обратить на такие задачи, поставленные в долгосрочном прогнозе, как формирование экологической культуры, развитие экологического образования и воспитания; обеспечение эффективного участия граждан, общественных объединений, некоммерческих организаций и бизнес-сообщества в решении вопросов, связанных с охраной окружающей среды [8]. Реализация данных задач в новой стратегии должна позволить построить новое видение социально-экономического развития России через призму построения безопасных городов, благоприятных для жизни, гарантирующих реализацию конституционного права граждан России [6].

В настоящее время законодательство по вопросам охраны окружающей среды динамично развивается. Необходимо отметить, что вопросы охраны окружающей среды относятся к совместному ведению федеральных органов государственной власти и органов государственной власти субъектов [2]. Однако, как правило, региональное законодательство является типовым и во многом дублирует положения федерального законодательства в области охраны окружающей среды [12]. В 2014 году г. были внесены радикальные изменения в федеральные законы, касающиеся охраны окружающей среды, в том числе в Федеральный Закон «Об охране окружающей среды». Вступление многих из этих изменений в силу предусматривалось в 2015-2016 гг. Однако в связи с различными обстоятельствами некоторые изменения в 2015 г. не вступили в силу. Для этого в середине прошлого года была сделана корректировка новых требований, прежде всего по срокам их вступления в силу. Также потребовалось скорректировать требования, которые должны были вступить в силу с 1 января 2016 г. [1].

В вышеупомянутом законе дается определение особо охраняемых территорий, в том числе природных парков, которые на наш взгляд, необходимо рассматривать как центральное звено в комплексной оценке социально-экономического развития региона и построения модели его развития. Природные парки являются особо охраняемыми природными территориями регионального значения, в границах которых выделяются зоны, имеющие экологическое, культурное или рекреационное назначение, и соответственно этому устанавливаются запреты и ограничения экономической и иной деятельности [10].

Предметом данного исследования стали природные парки Омской и Кемеровской областей. Это обусловлено тем, что данные особо охраняемые объекты могут занять особое место в модели долгосрочного развития данных регионов.

Немаловажное значение в своей Концепции Омская область, также как и Кемеровская область, уделяет такому направлению как развитие внутреннего и международного туризма. Развитие в этом направлении природных парков позволит приблизиться к реализации стратегических приоритетов [9].

Птичья гавань — природный парк, расположенный в черте города Омска. Это особо охраняемая территория, которая наделена статусом объекта регионального значения и с 1979 года объявлен памятником природы с охранным статусом решением Омского облисполкома. Роль природного парка в реализации задач развития международного туризма обсуждалась экологическим сообществом еще в начале 90-х годов. Выдвигалась идея развития Национального парка, который вошел бы в перечень объектов, курируемых ООН [4]. В настоящее время принято решение (частично реализованы отдельные задачи) о создании интегративного проекта. «Птичья гавань» рассматривается, как возможность интеграции образовательного, научного потенциала так и туристско- рекреационного. Проект предусматривает строительство смотровых площадок, а также ряд зданий, позволяющих реализовать образовательные задачи, проводить научные исследования.

«Томская писаница» – первый в Сибири музеефицированный памятник наскального искусства, уникальный комплекс истории и культуры народов Евразии, созданный в 1988 году. В Кемеровской области музей- заповедник «Томская писаница», расположен в Яшкинском районе на площади 156 га лесопарковой зоны на правом берегу реки Томи в 55 км вниз по течению от г. Кемерово, рядом с д. Писаная.

В связи с празднованием 70-летия образования Кемеровской области проведен областной конкурс «Семь чудес Кузбасса», в число победителей вошли объекты культурного наследия: Томская Писаница, Кузнецкая

крепость, достопримечательное место «Мариинск исторический», монумент «Память шахтерам Кузбасса» Э. Неизвестного [7]. В целях развития культурно-познавательного туризма в Кемеровской области реализуется проект «Золотое кольцо Кузбасса», в который вошли объекты истории, культуры, природы, победители областного конкурса «Семь чудес Кузбасса», музеи-заповедники, краеведческие и исторические музеи, объекты индустриального туризма.

Тем не менее, остается ряд нерешенных проблем, как на федеральном законодательном уровне, так и на уровне регионального развития [11]. На федеральном уровне остается проблема нечеткого урегулирования критериев признания особо охраняемых зон, в том числе подпадающих под критерии международной охраны [3]. Вторая проблема это отсутствие достаточного финансирования в региональных бюджетах для реализации интегративных проектов на основе природных парков, позволяющих их рассматривать как точки роста в рамках социально-экономического развития региона, а также с точки зрения обеспечения экологической безопасности территории. Третья проблема - это не реализация задачи долгосрочной Концепции и прогноза социально-экономического развития Российской Федерации в части привлечения бизнес-сообщества, а также гражданского общества к реализации задач в сфере охраны окружающей среды. Наличие данных проблем делает не реалистичным многие положения долгосрочных концепций рассматриваемых регионов.

Анализ Концепций социально-экономического развития регионов Сибирского Федерального округа, где особое внимание уделено Концепциям Омской и Кемеровской областей, позволяет рассматривать особо охраняемые зоны, в первую очередь природные парки, не как единичные проекты, направленные на решение локальных задач в определенной сфере (образовательной, культурно-просветительской, исторической), а с точки зрения их интеграции в модель социально-экономического развития региона. Это предполагает рассматривать данные зоны как возможность интеграции образовательных, экономических, рекреационно-туристских ресурсов. На наш взгляд, регионам необходимо основываясь на принципах обеспечения экологической безопасности и устойчивого экологического развития территорий пересмотреть модели развития именно с этой позиции.

Таким образом, на региональном уровне, в том числе в рамках совместных проектов Кемеровской и Омской областей, необходимо активизировать межрегиональные контакты по вопросам определения миссии особо охраняемых зон в социально-экономическом развитии регионов через организацию форумов, в том числе с представителями местного бизнес-сообщества, малого предпринимательства, организацию дискуссионных площадок. Информационно-просветительская деятельность и межрегиональное сотрудничество позволят привлечь внимание не только к существующим проблемам природных памятников, но и прежде всего, увидеть новую роль и определить приоритетное место особо охраняемых зон в стратегическом развитии регионов.

Литература

1. Бабина Ю.В. Корректировка изменений природоохранного законодательства [Электронный ресурс] / научно-практический портал Экология производства <http://www.ecoindustry.ru/magazine/archive/viewdoc/2016/2/3625.html> (дата обращения 12.03.2016).
2. Закон Омской области от 06 октября 2005 года N 673-ОЗ «Об охране окружающей среды в омской области» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://info-ecology.ru/zakon/?Id=943018312>; Закон Кемеровской области от 18 января 2007 года N 5-ОЗ «О разграничении полномочий между органами государственной власти кемеровской области в сфере охраны окружающей среды» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/990306712>
3. Изьюров Е. Ю, Огородова Л.Я. Правовые вопросы создания и развития особо охраняемых территорий местного значения//Экологическое право. - №6. - 2015. - С. 22-27.
4. Кассал, Б.Ю. Птичья гавань погибает! [Текст] / Б.Ю. Кассал ; [беседовал] Валерий Куницын // НОС (Новое омское слово). – 2001. – 4 июля (№ 27). – С. 7.
5. Комментарий к Конституции Российской Федерации под общей ред. Л.В. Лазарева. - ООО «Новая правовая культура», М., 2016 г. - 250 с.
6. Ложилова М.А., Портнягина Е.В. Региональные аспекты оптимизации управления образовательными учреждениями// В мире научных открытий. - 2012. - № 5. - С. 100-113.
7. Мекуш Г.Е. Кемеровская область. Устойчивое развитие: опыт, проблемы, перспективы. - М.: Институт устойчивого развития Общественной палаты Российской Федерации /Центр экологической политики России, 2011. - 62 с.
8. Прогноз социально-экономического развития России до 2030 года [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://government.ru/media/files/41d457592e04b76338b7.pdf>
9. Стратегия социально-экономического развития омской области до 2020 года [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.omskportal.ru/ru/government/branches/Economy/developmentstrategy>
10. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды» // КонсультантПлюс
11. Loshchilova M. A., Lizunkov V. G., Zavyalova A. Professional Training of Bachelors in Mechanical Engineering, Based on Networking Resources// Procedia - Social and Behavioral Sciences. — 2015. — Vol. 206 : Linguistic and Cultural Studies: Traditions and Innovations, LKTI. — [P. 399-405]. — Title screen. — Доступ по договору с организацией-держателем ресурса. Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.1016/j.sbspro.2015.10.073>.
12. Mikhaltsova L.F., Milinis O.A., Danichkina N.A., Loshchilova M.A. Innovative strategy of educational space for creative self-development and competitiveness of future specialists // Italian Science Review. 2014. № 10 (2). P. 31-36.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РТУТИ В ПОЧВАХ НА ТЕРРИТОРИИ Г. ГОРНО-АЛТАЙСКА И ЕГО АГЛОМЕРАЦИИ

Т.Г. Макаревич

Научный руководитель доцент Л.В. Жорняк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время около 40% населения Республики Алтай сконцентрировано в г. Горно-Алтайск и его агломерации. В связи со спецификой региона основными источниками загрязнения окружающей среды являются котельные и автотранспорт. Их выбросы ухудшают экологическое состояние всех компонентов природной среды, что в дальнейшем может сказаться на здоровье населения.

При этом сильное воздействие оказывается на почвенный покров, являющийся одним из важнейших компонентов окружающей среды, особенно учитывая аграрную специфику региона. Почва является депонирующей средой, несущей в себе долговременную информацию о техногенном воздействии. В связи с чем необходима детальная эколого-геохимическая оценка состояния почв на территории агломерации.

Как известно, воздействие ртути, даже в небольших количествах, может вызывать серьезные проблемы со здоровьем и представляет угрозу для внутриутробного развития плода и развития ребёнка на ранних стадиях жизни. Ртуть может оказывать токсическое воздействие на нервную, пищеварительную и иммунную системы, а также на легкие, почки, кожу и глаза. ВОЗ рассматривает ртуть в качестве одного из десяти основных химических веществ или групп химических веществ, представляющих значительную проблему для общественного здравоохранения [4].

Содержание ртути в почвах определяется не только составом почвообразующих пород, региональными и глобальными выпадениями, но и наличием природных аномалий за счет ртутных месторождений и месторождений других рудных формаций, в рудах которых практически постоянно присутствует ртуть в виде примеси.

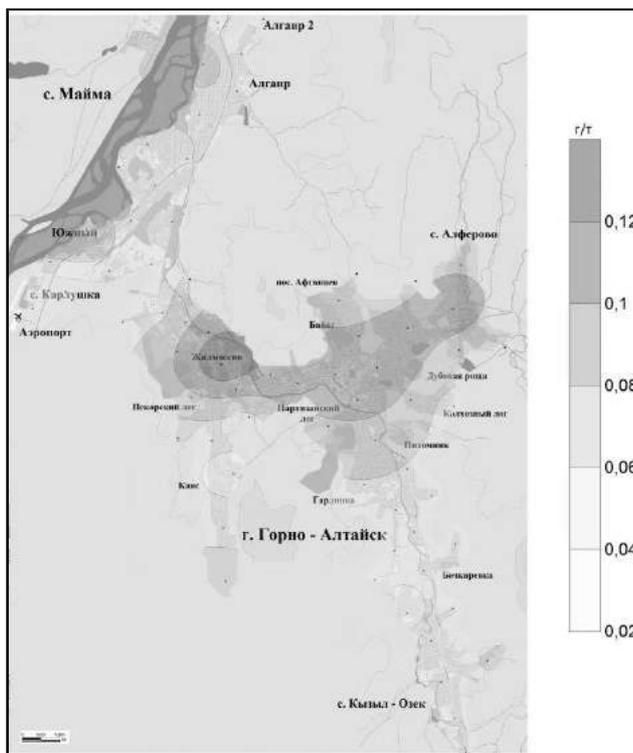


Рис. 1 Схема пространственного распределения содержаний Hg в почвах на территории агломерации г. Горно-Алтайска

Целью данной работы было изучение распределения концентраций ртути (элемента 1 класса опасности) в почвах республиканского центра Республики Алтай города Горно-Алтайска и близлежащих поселений. Работы проводились в пределах агломерации Горно-Алтайска состоящей из: г. Горно-Алтайска, с. Майма, п. Карлушка, п. Афганцев, с. Алферово и с. Кызыл-Озек.

На территории агломерации г. Горно-Алтайска было намечено 25 точек опробования. Масштаб исследований 1:200000. Отбор проб почв проводился согласно ГОСТ 17.4.3.01-83, а также методическим рекомендациям [2, 3]. Анализ проб проводился на базе учебно-научной лаборатории Международного инновационного образовательного центра (МИНОЦ) «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ. Все измерения выполнялись методом атомно-абсорбционной спектроскопии (методом «пирилиза») на

ртутном анализаторе РА-915+, согласно ПНД Ф 16.1:2.23-2000 [6]. Результаты исследований представлены на рисунке 1.

Анализируя полученные данные, можно отметить, что на исследуемой территории распределение содержаний ртути в почвах относительно равномерное, наибольшие концентрации ртути отмечаются в центре города Горно-Алтайска, вдоль Коммунистического проспекта. Так же повышенные концентрации отмечены в пос. Афганцев и с. Алфёрово. Минимальные значения отмечены на территории с. Кызыл-Озёк, центральной части с. Майма и п. Каяс (рис. 2).

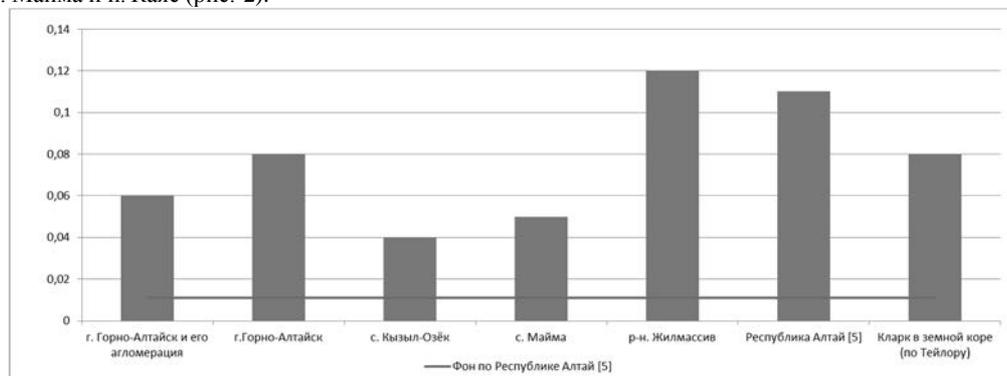


Рис.2 Содержание ртути в почвах исследуемой территории в сравнении с фоном по Республике Алтай и кларком в земной коре (по Тейлору) (г/т).

Содержания ртути в почвах исследуемой территории изменяются от 0,03 г/т до 0,12 г/т. Концентрации ртути в почвах центральной части г. Горно-Алтайска в 2 раза превышают средние значения в почвах с. Кызыл-Озёк и с. Майма. Максимальное содержание ртути (0,12 г/т) отмечено в районе Жилмассива.

Таблица

Содержание Hg в почвах исследуемой территории

Территория	Содержание ртути, г/т (min-max/среднее)	Кол-во проб
г. Горно-Алтайск и его агломерация	0,03-0,12 / 0,06	25
г. Горно-Алтайск	0,05-0,12 / 0,08	13
с. Кызыл-Озёк	0,03-0,06 / 0,04	5
с. Майма	0,04-0,08 / 0,05	7
Республика Алтай [5]	0,01-0,25 / 0,11	505
Фон по Республике Алтай [5]	0,01	
г. Томск [7]	0,67-1,15 / 0,91	
ПДК [1]	2,1	
Кларк в земной коре (по Тейлору)	0,08	

Содержание ртути в почвах на территории г. Горно-Алтайска в среднем в 4-8 раз превосходит фоновые значения по Республике Алтай. Из таблицы видно, что содержание ртути в почвах агломерации не превышает ПДК и кларк в земной коре (по Тейлору). Содержание ртути в пределах агломерации г. Горно-Алтайска в среднем в 15 раз ниже, чем средние содержания ртути по г. Томску.

Таким образом, можно отметить, что на исследуемой территории распределение содержаний ртути в почвах относительно равномерное, за исключением центральной части исследуемой территории, где выявлены районы с повышенными, относительно среднего содержания по всей выборке, уровнями накопления ртути в почвах. На данный момент ситуация является в целом благоприятной, т.к. превышений ПДК не выявлено.

Литература

1. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.
2. ГОСТ 17.4.3.01-83 Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб.
3. Ермохин А.И. Руководство по оценке загрязнения объектов окружающей природной среды химическими веществами и методы их контроля: Учебное пособие / А.И. Ермохин, Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков. – Томск: Изд-во ТПУ, 1995. – 96 с.
4. Информационный бюллетень ВОЗ N°361. Ртуть и здоровье. Всемирная организация здравоохранения. [электронный ресурс] URL: <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs361/ru/>
5. Маликова И.Н. Подвижные формы ртути в почвах природных и природно-техногенных ландшафтов / И.Н. Маликова, Г.Н. Аношин, Ж.О. Бадмаева // Геология и геофизика, 2011. – т. 52. – № 3. – с. 409 – 425.
6. Методика определения содержания ртути в почвах, грунтах, донных отложениях и глинах. Методика М 03-09-2013. ПНД Ф 16.1:2.2.2.80-2013.

7. Рихванов Л.П. Ртуть в почвах Томского региона / Л.П. Рихванов, Н.А. Осипова, Л.А. Петрова // Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты. Материалы международного симпозиума (Москва, 7-9 сентября 2010 г.). – М.: ГЕОХИ РАН, 2010. – С. 200 – 202.

ВЛИЯНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ДЕМОГРАФИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ (1980-2014гг.)

Т.В. Макаренко

Научный руководитель доцент Е.Е. Пугачёва

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Площадь территории Томской области составляет 314,4 тыс. км², численность населения на 1 января 2014 г. – 1070,1 тыс. человек, из них 71.6% приходится на городское население [1]. В состав области входят 6 городов, 1 поселок городского типа, около 600 сельских населенных пунктов.

Проведенный анализ показателей естественного движения населения за последние 34 года позволил выявить следующие основные признаки демографической ситуации Томской области. С 1983 до 1995гг. отмечалось устойчивое снижение показателя рождаемости, одновременно происходил рост смертности населения (рис.1) [3,4]. Затем был зафиксирован незначительный рост численности населения, продолжающийся и в течение последних 5 лет. Естественный прирост населения в 1980-1993гг. был положительным с максимальным показателем в 1983г (11.4 на 1000 человек); затем, до 2008 г. сальдо было отрицательным.

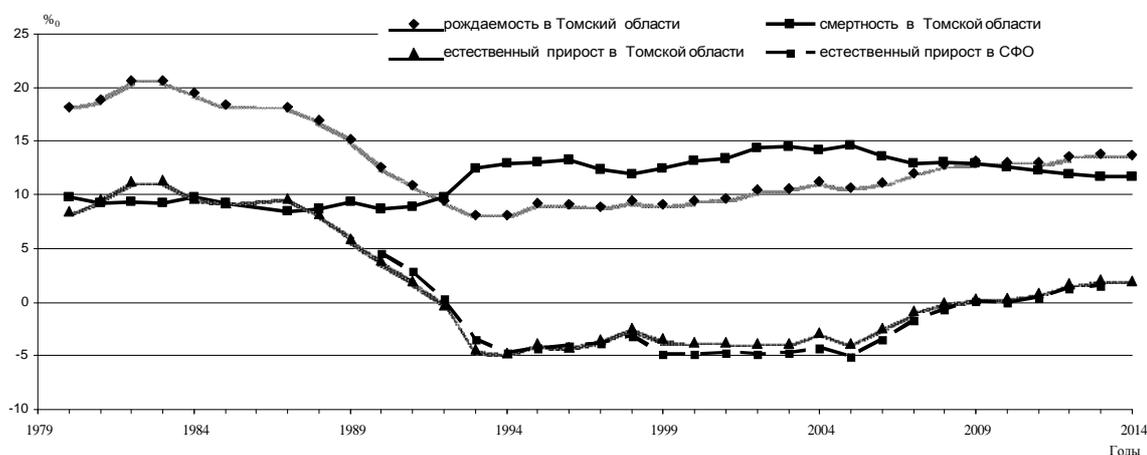


Рис.1. Динамика показателей естественного движения населения (на 1 000 населения) и естественного прироста (на 1 000 населения) в период 1980 – 2014 гг. Составлено с использованием данных [3,4]

Начиная с 2006г., наметилась тенденция в динамике снижения смертности, и в 2009г. Томская область вышла на положительный показатель естественного прироста, который сохраняется по настоящее время. В 2014г. коэффициент рождаемости составил 13,7 рождений на 1000 населения, коэффициент смертности – 11,7. Аналогичная закономерность в повышении естественного прироста населения в 1990-2014гг. прослеживалась и для Сибирского федерального округа (СФО). При этом вся Центральная Россия, а также многие регионы из других федеральных округов РФ в 2014 году испытывали естественную убыль населения [5].

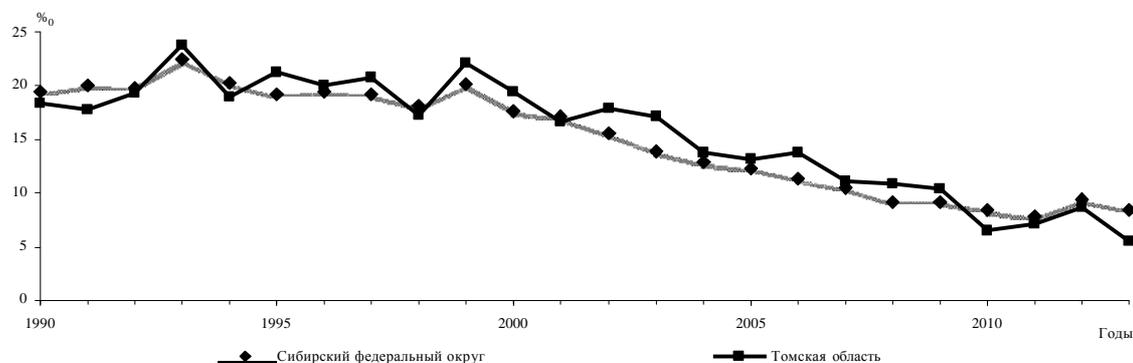


Рис.2. Младенческая смертность в период 1990—2013 гг. (показатель на 1000 родившихся живыми). Составлено с использованием данных [2]

Одним из существенных факторов демографического благополучия является показатель младенческой смертности, который за последние 24 года, примерно, соответствовал данным СФО с общей тенденцией к понижению (рис.2). Основными причинами смерти детей в возрасте до года чаще всего являются состояния в перинатальном периоде (54,4 %), врожденные аномалии (17,8 %), симптомы и неточно обозначенные состояния (11,9 %), травмы и отравления (8,9 %) [1]. Период 2007-2014 гг. выделяется как наиболее показательный в снижении младенческой смертности на территории Томской области.

В структуре причин смерти населения за последние 10 лет ведущее место постоянно занимали болезни системы кровообращения, новообразования, болезни органов пищеварения, органов дыхания и от инфекционных и паразитарных болезней [4]. В структуре смертности трудоспособного населения области ведущие места занимают эти же причины смерти, только на первое место выходят травмы и отравления (29.5%), на второе – болезни системы кровообращения (28,9%), на третье – новообразования (16%).

В динамике показателей заболеваемости установлена тенденция роста заболеваемости с диагнозом, установленным впервые в жизни. Первичная заболеваемость с 2000г. увеличилась с 805,3 на 1000 населения до 1077,2 в 2013г. В структуре первичной заболеваемости населения Томской области большая часть приходится на болезни органов дыхания, травмы и отравления, болезни мочеполовой системы, инфекционные и паразитарные болезни, болезни глаза и его придаточного аппарата.

При комплексном анализе демографических характеристик населения учитываются экологические, социальные и экономические составляющие. И на их основе выделяется состояние ведущих экологических компонентов: атмосферный воздух, поверхностные воды, почвы, растительность, животный мир, которые влияют на здоровье населения.

В целом на территории области сохраняется общая тенденция сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, что связано с уменьшением добычи нефти и газа предприятиями нефтегазодобывающего комплекса и реализацией программ по утилизации попутного нефтяного газа [1]. Последние годы обеспеченность населения безопасной и безвредной питьевой водой держится на уровне 60-65%, но, вместе с тем, в 2014 г. в Томской области для обеспечения хозяйственно-питьевого водоснабжения эксплуатировалось 524 водопровода, 81,3 % их не отвечали санитарным требованиям из-за отсутствия зон санитарной охраны и обязательного комплекса водоочистных установок [4]. В 2014 г. в водоемы было сброшено 367,20 млн м³ сточных вод, что на 3,71 млн м³ меньше, чем в 2013 г. С 2005 г. этот показатель уменьшился на 170,6 млн м³.

В настоящее время радиационную обстановку в Томской области в основном формируют выпадения радионуклидов из атмосферы, обусловленные ранее проведенными ядерными испытаниями на полигонах других субъектов РФ; загрязнение радионуклидами вследствие эксплуатации заводов Сибирского химического комбината и хранилищ радиоактивных отходов, а также аварии [1]. Последние 15 лет мощность дозы гамма-излучения в населенных пунктах на территории Томской области находилась в пределах колебаний естественного радиационного фона и составляла от 6 до 13 мкР/ч, при средних значениях 7—10 мкР/ч. Радиационная обстановка на следе загрязнения в результате аварии на Сибирском химическом комбинате в апреле 1993 г. нормализовалась. Содержание радионуклидов в пищевых продуктах, питьевой воде, почве, атмосферном воздухе находятся в пределах нормы.

Все виды отходов потребления и производства, но в разной степени, оказывают негативное экологическое влияние на состояние природных компонентов. С 1990 г. по 2001 г. объем отходов находился на уровне 1500 тыс. т. в год, с 2002 г. на 2009 г. сократился до 641 тыс. т. С 2009 г. по 2014 г. объемы отходов вновь возросли до 1101,4 тыс. т. По состоянию на 2014 г. было образовано 771 тыс. т отходов промышленности и 330,4 тыс. т отходов потребления.

По состоянию атмосферы, поверхностных и подземных вод, территория области относится к зоне с повышенной степенью экологической опасности [1,6]. Данные факторы могут оказывать опосредованное влияние на многие заболевания, но, в первую очередь, на детские патологии, младенческую смертность, а также болезни органов дыхания, кровообращения и пищеварения, которые занимают ведущее место в структуре общего заболевания населения.

Таким образом, демографическая ситуация Томской области с начала 90-х годов до 2008г. имела явно выраженные признаки популяционного напряжения, но затем сменилась незначительным, но стабильным повышением показателей естественного прироста населения (рождаемость, смертность), снижением младенческой смертности, которые могут быть в значительной степени обусловлены региональными социально-экономическими причинами и усложняются местными природными и экологическими условиями.

Учитывая большую площадь Томской области, различную социо-эколого-экономическую ситуацию в каждом муниципально-административном образовании, дальнейший анализ демографических характеристик и состояния природной среды необходимо проводить на основе критериев ранжирования и зонирования [6].

Литература

1. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды Томской области в 2014 году» / Гл. ред. С. Я. Трапезников. — Томск: Дельтаплан, 2015. — 156с.
2. Единая межведомственная информационно-статистическая система [Электронный ресурс]. URL: <https://www.fedstat.ru/indicator/data.do?id=31166> (дата обращения: 03.01.2016).
3. Пугачёва Е.Е. Основные демографические характеристики населения Томской области // Демографическая ситуация центральных районов России и реализация концепции демограф. политики Российской Федерации: Мат. Всерос. межвед. научно-практ. конф. — Воронеж, 2008. — С. 125-127.

4. Томская область в цифрах, 2015: Крат. стат. сб./Томскстат — Томск, 2015. — 254 с.
5. Тындик А.О., Борисова С.С. География рождаемости в России [Электронный ресурс] // Демоскоп Weekly : [сайт]. URL: <http://demoscope.ru/weekly/2015/0635/tema01.php> (дата обращения: 03.01.2016).
6. Экологические проблемы регионов России. Томская область. Информационный выпуск №6 / Гл. ред. Ю.А. Арский. — М.: ВИНТИ, 2000. — 192 с.

СОДЕРЖАНИЕ РТУТИ В ВОДНЫХ РАСТЕНИЯХ СЕМЕЙСТВА РЯСКОВЫЕ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОГО РАЙОНА

А.Ю. Максимова

Научный руководитель профессор Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема загрязнения окружающей среды ртутью - одним из опасных экотоксикантов, и ее соединениями, получила огромный резонанс после того, как в 60-е годы XX столетия в Японии, на о. Кюсю, в префектуре Минамата более 200 жителей погибли от отравления этим элементом. С этого времени проблема загрязнения окружающей среды соединениями ртути приобрела мировой характер [6].

Основными антропогенными источниками ртути являются угольные ТЭЦ и котельные, хлорно-щелочные заводы, цементные заводы, а также атомные электростанции, загрязняющие вещества от которых, в том числе и ртуть, переносятся воздушными потоками на большие расстояния, оседают на поверхности Земли и с поверхностным стоком поступают в реки, озера и моря.

Около 80% всей ртути «задерживается» на водосборах - в реках, ручьях, озерах или в заболоченных районах, что в некоторых случаях может являться «химической бомбой замедленного действия» [7].

В большинстве случаев использование прямых методов анализа химического состава поверхностных вод в определении широкого круга элементов, в том числе ртути, весьма затруднительно, в связи с их малой концентрацией на фоне веществ минерального и органического происхождения. Для ртути, как и многих других микроэлементов, количественное определение концентрации в биообъектах позволяет создать более объективное представление о распространенности микроэлементов в водной среде. При этом возникают определенные требования к биоиндикатору: он должен чутко реагировать на изменение микроэлементного состава окружающей среды, он должен быть космополитом, желателен легко отбираться, долго храниться, а также должен являться депонирующей средой для большинства микроэлементов [8]. Всеми вышеперечисленными свойствами обладают растения семейства Рясковых, которые относятся к эврибионтным гидрофитам и обитают на границе двух сред «вода-воздух». На данное водное растение как биогеохимически значимый объект для мониторинга еще в 30 годы обратили внимание ученые лаборатории БИОГЕЛ [2-4].

Производственная деятельность человека способствует появлению в окружающей среде отдельных регионов, характеризующихся избыточным содержанием химических элементов, формируются техногенные геохимические провинции [5].

Наши исследования проводились на территории Томской области в Томском районе, который характеризуется крайне неравномерным распределением промышленных предприятий и населенных пунктов, что создает неравномерную экологическую нагрузку территории. Наиболее напряженными секторами являются север-северо-восточный, юг-юго-западный и западный, непосредственно прилегающие к г. Томску и находящиеся в 30 километровой зоне влияния предприятий ядерно-топливного цикла Сибирского химического комбината и рядом других. Основным узлом существования сложных экологических проблем Томского района связаны с так называемым Северным промышленным узлом, распространяющимся на территорию север-северо-восточного и частично восточного секторов относительно Томск-Северской промышленной агломерации. Северный промышленный узел концентрирует на ограниченной территории около 33 предприятий различного направления [10].

На территории Томского района отобраны пробы растений семейства Рясковых в таких населенных пунктах, как: д.Гиоргиевка, д.Надежда, с.Наумовка, д.Кузовлево, п.Михайловка, п.Копылово, д.Малая Михайловка, д.Губино, п.Светлый, с.Моряковский Затон, п.Самусь, д.Кусково и п. Победа.

Содержание ртути в макрофите исследовано при помощи атомно-абсорбционной спектрометрии с методом «холодного пара» на базе научно-образовательного центра «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (стандарт – «Лист березы» ГСО 8923-2007, СОКОМЕТ 007-7-2008-RU, Hg ($0,037 \pm 0,006$) $\cdot 10^{-6}$ нг/г).

На гистограмме (рис.1) показаны основные статистические параметры распределения данного микроэлемента (нг/г) в макрофитах, произрастающих на территории Томского района. Наблюдается мономодальное несимметричное распределение Hg. В целом средние содержание ртути по Томскому району (18 нг/г) не превышает фоновых значений для макрофитов (20 нг/г) [9]. При этом наблюдаются локальные участки, где содержание ртути значительно превышает фон (20% от всей выборки) к ним относятся такие населенные пункты, как: д.Гиоргиевка, д.Надежда, с.Наумовка, п.Михайловка, что говорит о неравномерном распределении исследуемого микроэлемента по площади. Эти участки преимущественно включают водоемы, расположенные в основной розе ветров от Сибирского химического комбината.

Так территорию Томского района по содержанию ртути в растениях сем. Рясковых можно разделить на 3 группы. К первой группе относятся населенные пункты, расположенные в зоне воздействия предприятий Сибирского химического комбината и Северного промышленного узла по преобладающей розе ветров (с юго-юго-запада на северо-северо-восток). Ко второй группе относятся населенные пункты, располагающиеся вдоль

рек Томь и Обь, наблюдаются повышение концентрации ртути в ряске по приближению к р. Обь.. Третья группа представляет собой поселки, расположенные на значительном расстоянии от основных объектов техногенного воздействия, на юга и юго-западной стороне. Данную специфику можно наглядно продемонстрировать на диаграмме содержания ртути в ряске на территории Томского района (Рис 2.)

Данное исследование показало, что растения из семейства Рясковых способны отражать геохимическую ситуацию окружающей среды, аккумулировать огромный спектр химических элементов, концентрации которых 1-3 раза выше, что в водоеме, что упрощает получение более объективного представления о распространенности микроэлементов в водной среде, также всецело доказывает свою значимость как экологически и биогеохимически значимый объект исследования.

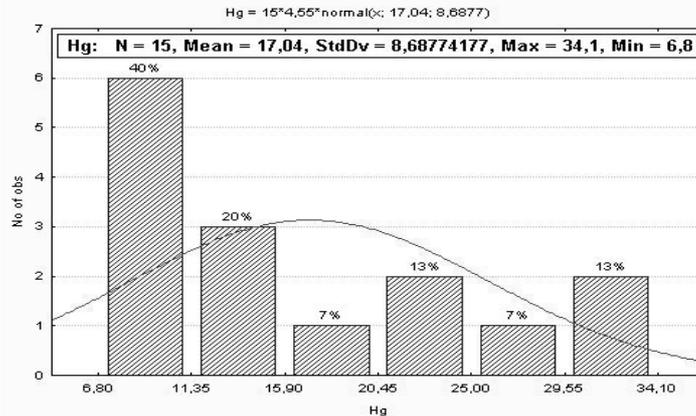


Рис. 1 Гистограмма содержаний Hg в ряске на территории Томского района

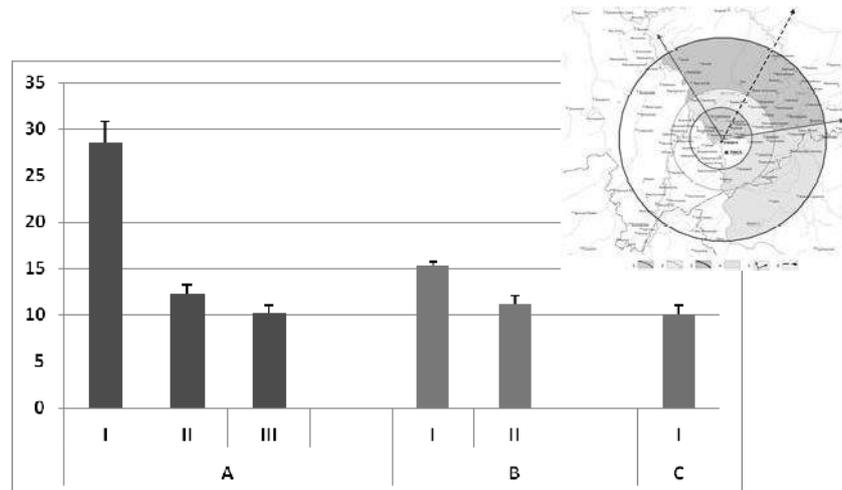


Рис. 2. Содержание ртути в ряске на территории Томского района (нг/л)

Населенные пункты сгруппированы по направлениям : А – северо-восточное, В –северо-западное, С – юго-юго-западное; 1-3 – ближняя, средняя и дальние зоны каждого, направления соответственно

Литература

1. Адам А.Ю. Состояние окружающей среды Томской области// Проблемы взаимодействия природы и общества: Науч.тр. – Томск, 1995. – С.15-22
2. Бруновский Б.К., Кунашева К.Г. О содержании радия в некоторых растениях. // Докл. АН СССР. — 1930. - Серия А, №20.
3. Вернадский В.И. О концентрации радия живыми организмами // Докл. АН СССР, 1929. N2. С. 33 – 34
4. Вернадский В.И. О химическом элементарном составе рясок (Lemna) как видовом признаке.// Живое вещество и биосфера. М., "Наука".- 1994. -С.473-476.
5. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Саэт, Б.А. Ревич, Е.П. Янин и др. – М.: Недра, 1990. – 355с.
6. Ермаков В.В., Летунова С.В., Конова Н.И., Алексеева С.А., Судницына И.Г. Геохимическая экология организмов в условиях ртутного субрегиона биосферы // Проблемы геохимической экологии (Тр. Биогеохимической лаборатории. Том 22). М.: Наука, 1991. С.24–68.
7. Лапердина Т.Г. Определение ртути в природных водах. Новосибирск: Нау-ка, 2000. 222 с.

8. Леонова Г.А. Геохимическая роль планктона континентальных водоемов Сибири в концентрировании и биоседиментации микроэлементов / Г.А. Леонова, В.А. Бобров – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2012. – 314с.
9. Никаноров А.М., Жулидов А.В., Покаржевский А.Д. Биомониторинг тяжелых металлов в пресноводных экосистемах. Л.: Гидрометеиздат, 1985. 144 с.
10. Рихванов Л.П., Язиков Е.Г. Сухих Ю.И., Барановская Н.В., Волков ВТ., Волкова Н.Н., Архангельский В.В., Архангельская Т.А., Денисова ОА, Шатилов А.Ю., Янкович Е.П. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения. 216 стр., 111 илл., Томск, 2006 г.

СОДЕРЖАНИЕ И ФОРМЫ НАХОЖДЕНИЯ РТУТИ В ПОЧВАХ УГЛЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ

Д.И. Максимова

Научный руководитель: доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Воздействие угольной промышленности на почвы многогранно и носит ярко выраженный негативный характер. Особенно ярко это проявляется в изменениях химического состава почв близлежащих территорий под влиянием выбросов, сопровождающих процессы угледобычи и углепереработки. Уголь Кузбасса содержит примеси многих компонентов, в том числе и ртути [1]. Масштабное концентрирование ртути техногенной природы фиксируется вблизи ряда предприятий угольно-топливного цикла. Это приводило и приводит к формированию ее аномальных концентраций во всех сопряженных природных средах, в том числе и в почве.

Целью настоящей работы явилось изучение форм нахождения ртути в почвах г. Междуреченска. Город расположен в центральной части Томусинского каменноугольного месторождения в месте слияния рек Томь и Уса в зоне их выхода из гор Кузнецкого Алатау в Кузнецкую низкогорно-холмистую котловину. Ранее выявлена специфическая особенность загрязнения компонентов природной среды угледобывающих регионов [2,3].

Методика эксперимента.

Пробы почв (30 проб) отобраны равномерно по территории города в мае 2015 г. Опробование проводилось на территориях с максимальным и минимальным уровнем загрязнения почв, согласно ранее проводимым исследованиям [2,3] (В докладе приводятся данные о составе 10 проб). Определение содержания ртути в почвах и почвенных вытяжках выполнено на анализаторе ртути RA 915+ с приставкой Пиро - 915+. Метод основан на восстановлении до атомарного состояния содержащейся в пробе связанной ртути методом пиролиза и последующем переносе образовавшейся атомарной ртути из атомизатора в аналитическую кювету воздухом. Приставка предназначена для анализа сложных проб, содержащих органическую матрицу. Предварительными экспериментами в режиме «Форсаж» показано, что выбранный режим (скорость прокачки воздуха 0,8-1,2 л/мин., температура испарителя 680-740 °С) обеспечивает полноту выделения ртути. В качестве стандарта использовали стандартный образец почв СДПС-3 с содержанием ртути 290 нг/г.

Навески предварительно измельченных и высушенных при комнатной температуре образцов составляли 35,0±0,1 мг. Границы относительной погрешности измерений составили 20-28 %, в зависимости от массовой доли ртути в образцах, при доверительной вероятности 0,95 и трех параллельных измерениях.

Таблица 1

Усредненный долевой вклад каждой фракции, выделенной различными экстрагентами, из почв г. Междуреченска

№ пробы	Ф1, %	Ф2, %	Ф3, %	Ф4, %
М1	16,80	4,78	47,96	30,46
М2	21,76	5,77	4,47	68,01
М3	40,11	15,27	21,40	23,22
М4	23,33	5,14	4,58	66,94
М5	25,87	6,88	3,42	63,83
М6	9,18	2,90	21,18	66,74
М7	15,14	4,63	2,63	77,60
М8	14,44	5,10	2,18	78,28
М9	15,97	5,21	1,54	77,28
М10	9,79	5,37	2,40	82,43

Разделение почв на фракции проводили путем последовательного экстрагирования [5]. Так, при растворении исходной навески в воде выделяется слабо связанная, водорастворимая форма. Следующая кислоторастворимая фракция выделялась действием водного раствора уксусной и соляной кислот. Для выделения трудно растворимых форм – органокомплексов и прочносвязанных в решетке минералов-носителей применялись последовательно концентрированные растворы гидроксида натрия и азотной кислоты. Каждая стадия выделения состояла из этапа интенсивного перемешивания в течение 10-12 часов, осаждении

нерастворившейся части центрифугированием, и последующей декантации. Вытяжка анализировалась также на анализаторе ртути RA 915+ с приставкой для анализа жидких проб. Метод основан на восстановлении ртути в растворах хлоридом олова (II) и последующим определении атомарной ртути. В качестве стандарта использовали стандартный образец состава ионов ртути ГСО 7263-96.

Результаты и их обсуждение. Рассчитан в процентном соотношении усредненный долевого вклад каждой фракции, и представлен в таблице.

На рисунке показаны предварительные данные, полученные при экстракции различных фракций Hg из почв, приведено соотношение различных форм связанной ртути в изученных пробах. В подавляющем большинстве проб наибольшая часть ртути находится в прочносвязанной форме, разлагаемой только концентрированной азотной кислотой. Лишь в двух пробах преобладает органическая форма.

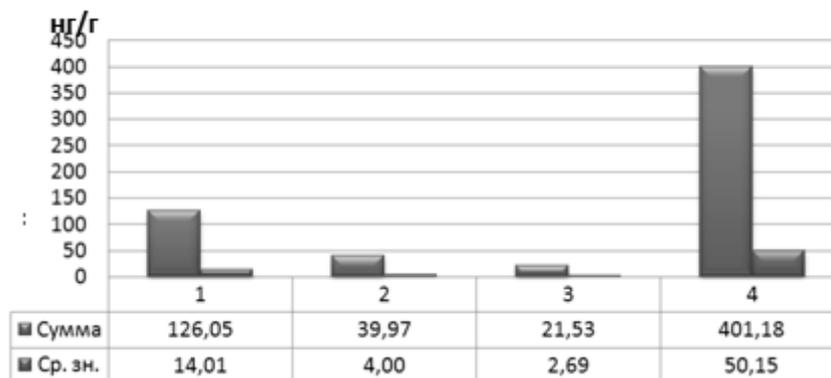


Рис. 1. Среднее содержание ртути в каждой фракции: (1 – слабо связанная водорастворимая, 2 – кислоторастворимая, 3 – органические комплексы, 4 – прочно связанная)

Изучение форм нахождения ртути в почвах позволяет судить о том, насколько проявляется в почвах характер производственной деятельности в регионе. Так, по данным Юдовича [4], ртуть в углях и продуктах обогащения - концентратах представлена аутогенными формами - органической Hg_{орг} и микро-минеральной пиритной - Hg_{пир}. Эти две формы ртути являются доминирующими; их соотношение и определяет распределение Hg в угле. Можно полагать, что ртуть в почвах имеет «угольное» происхождение.

Таким образом, ртуть в почвах, подверженных техногенному влиянию, представляет опасность в связи с возможностью перехода Hg из почв в растения, а также в другие компоненты биосферы. При этом наиболее важная роль принадлежит органическим формам Hg, которые активнее накапливаются живыми организмами, что может приводить к накоплению этого металла в пищевой цепи человека.

Литература

1. Геохимия ртути в углях Сибири / С. И. Арбузов, Осипова Н.А., [и др.] // Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты : второй международный симпозиум, 21-25 сентября 2015 г., Новосибирск / Российская академия наук (РАН), Сибирское отделение (СО), Институт неорганической химии им. А. В. Николаева (ИНХ). — Новосибирск: ИНХ СО РАН, 2015. — С. 27-31.
2. Тяжелые металлы в почвах в районах воздействия угольных предприятий и их влияние на здоровье населения] / Н. А. Осипова [и др.] // Безопасность в техносфере : научный журнал. — 2015. — № 2. — С. 16-25.
3. Химические элементы в почвах г. Междуреченска / Chemical elements in soils of Mezhdurechensk / Н. А. Осипова, Е. В. Перегудина, Е. Г. Язиков // Современные проблемы науки и образования. — 2015. — № 1. — 8 с..
4. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Токсичные элементы-примеси в ископаемых углях. Екатеринбург: Изд-во УрО РАН. 2005. 655 с.
5. Bloom N.S., Preus E., Katon J., Hiltner M. Selective extractions to biogeochemically relevant fractionation of inorganic mercury in sediment and soils // Anal. Chim. Acta. 2003. V.479. N 2. P. 233-248.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФОТОВОЛЬТАИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ОСВЕЩЕНИЯ МОСТОВОГО ПЕРЕХОДА ЧЕРЕЗ КЕРЧЕНСКИЙ ПРОЛИВ

А.С. Маюрова

Научный руководитель доцент М.А. Кустикова

Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет
информационных технологий, механики и оптики, г. Санкт-Петербург, Россия

В марте 2014 года к составу Российской Федерации была присоединена Республика Крым. В связи с этими событиями остро встал вопрос о создании единой транспортной системы через Керченский пролив. Во время Великой Отечественной Войны в летнее время была построена мостовая переправа через Керченский пролив, которая была разрушена следующей весной из-за схода льда и сложных климатических условий.

В ноябре 2014 года был представлен проект - совмещенный мост с автомобильной и электрифицированной железной дорогой. Длина мостовой переправы через Керченский пролив по проекту составляет 19 км. В связи с большой протяженностью моста является актуальной проблема энергоэффективности освещения. Необходимость ее решения диктуется как экономическими, так и социальными

процессами, происходящими в нашей стране. По данным Гидрометцентра России в Керчи в среднем 300 солнечных дней и 2470 солнечных часов в году.

Солнечные батареи являются фотоэлектрическими преобразователями – полупроводниковыми устройствами, соединенными последовательно-параллельно между собой. Принцип работы данных устройств основан на фотовольтаическом эффекте.

Классификация солнечных батарей по технологии изготовления выделяет два основных типа: кремниевые и пленочные. Кремниевые солнечные элементы дополнительно классифицируются на монокристаллические, поликристаллические и аморфные.

Монокристаллические батареи состоят из чистого кремния, который широко используется в производстве полупроводников. Монокристалл растет на семен, вытягиваемом из кремниевого расплава. Изготовленные таким способом стержни нарезаются на части толщиной 250-300 мкм, образуя ячейки. КПД монокристаллических батарей составляет 17-20%.

Поликристаллические солнечные элементы изготавливаются из кремния, получаемого путем медленного охлаждения кремниевого расплава. Данные элементы дешевле, чем монокристаллические батареи, так как их способ получения менее энергоемкий. Солнечные элементы из поликристаллов наиболее распространены, КПД поликристаллических батарей ниже, чем у монокристаллических, и составляет 12-17%.

Аморфные батареи относятся как к пленочным батареям по технике производства, так и к кремниевым. Элементы из аморфного кремния получают путем осаждения тонкой пленки кремния на несущий материал. Данный метод изготовления является самым простым и дешевым, но эффективность батареи значительно ниже из-за процессов деградации кремния. КПД батарей из аморфного кремния составляет 5-6% [1].

Наиболее перспективными технологиями в солнечной энергетике являются сенсублизированные красителями солнечные панели. Данные батареи изготавливаются из более экологически безвредных материалов, и их утилизация не вызывает проблем. Однако данные панели имеют КПД 10-12%.

Существенным недостатком солнечных панелей является наличие токсичных веществ в составе фотоэлементов и использование ядовитых веществ при их производстве. По истечению 30-50 лет эксплуатации панелей возникает проблема их утилизации, которая пока не разрешена с точки зрения экологии.

Расчет расстояния между опорами освещения выполняется на основании норм освещенности дорог.

Возьмем для расчета три вида осветительных систем с различными типами источника света, но одинаковой мощностью в 250 Вт:

- С металлогалогенной лампой ГКУ21-250-012
- Со светодиодами ДКУ03-240-001
- С дуговой натриевой трубчатой лампой ЖКУ08-250-001

Рассчитаем расстояние l между опорами освещения исходя из норм освещенности. Необходимо чтобы средняя яркость покрытия была равна $1,6 \text{ Кд/м}^2$ [2].

Средняя яркость L_{cp} определяется по формуле:

$$L_{cp} = \frac{r \cdot I_{cp}}{S \cdot \pi}, \quad (1)$$

где r – коэффициент яркости, I_{cp} – средняя сила света, S – площадь поверхности дороги между опорами.

Коэффициент яркости r определяются путем интерполяции табличных значений этих коэффициентов определенных в ГОСТ 26824-2010 «Здания и сооружения. Методы измерения яркости».

Средняя сила света I_{cp} определяется по следующей формуле:

$$I_{cp} = \frac{\Phi}{4\pi}, \quad (2)$$

где Φ – световой поток.

Мост через Керченский пролив по проекту состоит из четырех полос, ширина каждой полосы равна 3,75 м. Следовательно, ширина m дороги в одну сторону равна 7,5 м. Из формулы (1) площадь S равна:

$$S = \frac{r \cdot I_{cp}}{L_{cp} \cdot \pi}. \quad (3)$$

Из формулы (2) найдем искомое расстояние l :

$$l = \frac{r \cdot I_{cp}}{L_{cp} \cdot \pi \cdot m} \quad (4)$$

Полученные расстояния в табл. 1. Как видно из данной таблицы наиболее высокая стоимость у осветительных приборов со светодиодами, однако срок службы светодиодных систем по сравнению с номинальным сроком службы ламп в среднем в 50 раз больше [3].

Таблица 1

Сравнительные характеристики осветительных приборов

	ГКУ21-250-011	ДКУ03-240-001	ЖКУ08-250-001
Тип источника света	Металлогалогенная лампа	Светодиоды	Дуговая натриевая трубчатая лампа
Мощность, Вт	250	240	250
Световой поток, Лм	20000	26220	30000
Требуемое расстояние между столбами, м	45,5	42,3	49,5
Стоимость за 1 штуку, руб	5635	34200	2785
Необходимое количество, шт	418	450	384
Стоимость итого, руб	2 355 430	15 390 000	1 069 440

Номинальная мощность светильников составляет 250 Вт, исходя из этих данных подбираем солнечные панели достаточной мощности. Система солнечных батарей автономного электроснабжения должна включать в себя: солнечные панели, контроллер заряда, инвертер и аккумуляторы. Тонкопленочные элементы не рассматриваются из-за большой площади солнечных панелей при заявленной мощности. Характеристики систем солнечных батарей представлены в табл. 2.

Таблица 2

Сравнительные характеристики осветительных приборов

Тип солнечных панелей	Монокристаллический	Поликристаллический
Мощность, Вт	260	260
Площадь, м ²	1.28	1.6
Стоимость системы за 1 шт, руб	50 000	47 200
Итоговая стоимость с МГЛ, руб	20 900 000	19 729 600
Итоговая стоимость со светодиодами, руб	22 500 000	21 240 000
Итоговая стоимость с ДНТЛ, руб	19 200 000	18 124 800

Выводы

Наиболее перспективным направлением в солнечной энергетике являются пленочные солнечные элементы, однако в настоящий момент более распространены кремниевые панели. Осветительные приборы с дуговыми натриевыми трубчатыми лампами являются самыми дешевыми, однако светодиодные системы имеют более долгий срок службы и имеют низкое энергопотребление. Для обеспечения энергоэффективного питания осветительной системы наиболее рационально взять монокристаллические солнечные элементы, так как они обладают меньшей площадью, чем поликристаллические. Для выбора типа осветительных приборов необходимо провести дополнительные экономические расчеты.

Литература

1. Кашкаров А.П. Ветрогенераторы, солнечные батареи и другие полезные конструкции. – М.: ДМК Пресс, 2011. – 144 с.
2. Строительные нормы и правила: СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. [Текст]: нормативно-технический материал. – Москва, 1995. – 35с.
3. Козловская В.Б., Радкевич В.Н., Сацукевич В.Н. Электрическое освещение. Справочник. – Минск, 2007. – 37 с.
4. Dr. Arnulf Jager-Waldau. PV Status Report 2012. - Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012 - 58 pp.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ДЕНДРОХРОНОИНДИКАЦИИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Е.А. Мельникович

Научный руководитель доцент Т.А. Архангельская

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дендрохроноиндикация – комплексный метод исследований природных и антропогенных процессов и явлений, позволяющий устанавливать зависимость различных характеристик годичных колец деревьев от факторов внешней среды и получать ретроспективную информацию о процессах и явлениях, происходящих в окружающей среде [1]. Совершенствование лабораторно-аналитической базы дало возможность изучать не только морфометрические, структурные, физико-химические характеристики древесины годичных колец

(ширина, площадь сечения, плотность, пористость, размеры и морфология клеток и другие показатели), но и проводить датирование процессов и событий и реконструировать параметры внешней среды за длительные интервалы времени (дендрохронология), изучать изменение климата (дендроклиматология), исследовать такие процессы и явления, как динамика солнечной активности, лесные пожары и другие. Наиболее важное значение сегодня приобретает и индикация антропогенных воздействий, которые вызывают изменения среды обитания древесных растений и человека, что позволяет использовать годичные кольца деревьев для ретроспективного экологического мониторинга (биогеохимическая дендрохроноиндикация).

На сегодняшний день существует сравнительно небольшое количество работ по изучению годичных колец деревьев и накопления в них химических элементов. Это говорит об актуальности исследований в данном направлении. Наиболее точными методами исследования годовых колец деревьев для реконструкции прошлых событий, приведших к экологическим загрязнениям, являются радиографические методы (f-радиография, автордиография и т.д.), метод инструментального нейтронно-активационного анализа (ИННА) и другие [2].

В основе радиографических методов лежит регистрация разнообразными детекторами излучения от исследуемого объекта с последующим выявлением источников данного излучения [4].

Для определения уровня накопления и особенностей распределения урана и других делящихся элементов в годичных кольцах деревьев Т.А. Архангельской (2004 г.) использовался метод f-радиографии (осколочной радиографии). Осколочная радиография позволяет регистрировать накопление делящихся элементов в древесине, а также изучать характер распределения элементов по годичным кольцам. Преимуществом метода является высокая точность определения количественного содержания радионуклидов. Обязательным условием реализации этого метода является наличие мощного источника тепловых нейтронов, такого как ядерный реактор. Данный метод использовался сотрудниками Томского Политехнического университета и в 1993 году при оценке радиоэкологической ситуации в зоне влияния Сибирского химического комбината г. Северска. Результаты исследования позволили получить патент на способ оценки радиоэкологического загрязнения окружающей среды. Радиографические методы находят применение и в исследовании экологических катастроф глобального масштаба. Об этом говорят исследования, проведенные Рихвановым Л.П. и др. [4,5].

Дендрохимические исследования, проведенные на кафедре ГЭГХ ТПУ, показали, что определённый химический элементный состав годовых колец деревьев говорит не только об изменениях в окружающей среде, но и о работе организма самого растения, которое подстраивается под эти изменения [3]. Тем не менее, применение подобных методов дает возможность определения содержаний различных элементов в каждом годичном кольце дерева. Исходя из этого, годичные кольца деревьев являются регистраторами загрязнений окружающей среды.

Литература

1. Измерение эмиссии CO₂ древесиной годичных колец/ Б.Г.Агеев [и др.]//Оптика атмосферы и океана. — 2002. — Т.15. — №9. — с. 766-767.
2. Архангельская Т.А. Использование метода осколочной радиографии для изучения уровня и динамики накопления делящихся радионуклидов в годовых кольцах деревьев / Т.А. Архангельская, Л.П. Рихванов // Материалы Международной научно-технической конференции «Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства». - Томск, 2001. - С. 127-131.
3. Миронова А.С. Изучение закономерностей накопления химических элементов в кольцах деревьев/ А.С.Миронова, А.А.Капустина// Геохимия живого вещества : материалы Международной молодежной школы-семинара; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. — с.156-158.
4. Рихванов, Л.П. Дендрорадиография как метод ретроспективной оценки радиоэкологической ситуации : монография / Л. П. Рихванов, Т. А. Архангельская, Ю. Л. Замятина; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Дельтаплан, 2015. — 148 с.: ил. — Библиогр.: с. 127-143.
5. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии/ Л.П.Рихванов — Томск.: Изд-во ТПУ, 1997. — 384 с.

ОЦЕНКА ОПАСНОСТИ БУРОВЫХ ШЛАМОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ В КАЧЕСТВЕ ТЕСТ-ОБЪЕКТА ПРОТОКОККОВОЙ ВОДОРОСЛИ ХЛОРЕЛЛЫ *CHLORELLA VULGARIS BEIJER*

А.А. Мех

Научный руководитель доцент С.В. Азарова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В процессе освоения месторождений нефти, при бурении нефтяных скважин образуется большое количество бурового шлама, который является отходом 4-5 класса опасности, и оказывает непосредственное влияние на окружающую среду. В свою очередь загрязняющие вещества, попадающие в природную среду, претерпевая различные превращения, усиливают или уменьшают свое токсическое действие.

Цель работы – оценить токсичность отходов месторождений нефти с помощью биотестирования, используя в качестве тест-объекта водоросль *Chlorella vulgaris Beijer*. Задачи исследования - изучение химического состава буровых шламов, апробирование и оценка биологического влияния буровых шламов.

Был изучен буровой шлам с трех месторождений Каргасокского района Томской области (Первомайское, Катъльгинское, Южно-Черемшанское месторождения). Токсическое действие исследуемых буровых шламов определено интегральным методом, включающим расчетный и биологический (биотестирование) методы для определения класса токсичности и воздействия отходов на живые организмы с помощью тест-объектов протококковой водоросли хлореллы *Chlorella vulgaris* Beijer.

Chlorella vulgaris Beijer очень распространена, постоянно встречается в воде и в грязи луж, канав и прудов. Для процесса фотосинтеза хлорелле требуются только вода, диоксид углерода, свет, а также небольшое количество минералов для размножения. Деление происходит обычно в 1 раз в сутки, в условиях интенсивного культивирования иногда чаще (Мельников С. С., 1991). Клетки способны выдерживать кратковременное воздействие среды с рН=1 и 12, резкие сдвиги концентрации элементов минерального питания в среде культивирования, достаточно значительные колебания температуры (Мельников С. С., 1991). Хлорелла имеет следующий биохимический состав (в % сухой биомассы): белок -55%, липиды - 12%, углеводы - 25%, зола - 8%. В составе золы много фосфора, серы и магния (Богданов Н., 2001).

С помощью расчетной методики для выявления токсичности промышленных отходов «Критерии отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды», был выявлен класс опасности исследуемых буровых шламов, на основании экспериментальных данных, полученных при количественном анализе выполненным методом атомно-эмиссионной спектрометрии с ИСП (табл. 1) в лаборатории «Сетевой центр коллективного пользования ТПУ», лаборантом Костиковой Л.А.

Таблица 1

Характеристика буровых шламов

Исследуемая среда	Месторождение	Класс опасности	Характеристика
Буровой шлам	Первомайское	4	Малоопасные. Низкая степень вредного воздействия на природную среду, а период восстановления составляет от 3-х лет.
Буровой шлам	Катъльгинское	5	Практически неопасные. Степень воздействия – очень низкая, экологическая система и ее компоненты не нарушены.
Буровой шлам	Южно-Черемшанское	5	Практически неопасные. Степень воздействия – очень низкая, экологическая система и ее компоненты не нарушены.

Согласно приказу МПР РФ — «Об утверждении критериев отношения утильсырья к определенному уровню вредности по отношению к природе» необходимо выполнять биотестирование для подтверждения 5-го класса опасности. Таким образом, биотестирование отходов 5 класса проводится для установления степени опасности утилизируемого сырья.

Совместно с образцами бурового шлама с месторождений Катъльгинское и Южно-Черемшанское, относящихся к 5-му классу опасности), биотестированию подвергся и буровой шлам с Первомайского месторождения (4 класса опасности).

Таблица 2

Результаты исследования острой токсичности водной вытяжки из отходов производства

	Номер пробы	Величина токсической кратности разбавления	Повторяемость г*, %	Качество воды	Результат токсикологического анализа
1	T-167-1 (м-е Первомайское)	1,7	30	Слаботоксичная	наличие
2	T-167-2 (м-е Катъльгинское)	31	10	Сильнотоксичная	наличие
3	T-167-3 (м-е Южно-Черемшанское)	-	-	-	невозможно определить по данной методике из-за непрозрачности раствора

Примечание:

*- (г) относительное значение допускаемого расхождения между четырьмя результатами параллельных определений.

Для оценки интегральной токсичности бурового шлама наряду с методами химического анализа был применен метод биотестирования, где в качестве тест-объекта использовались водоросли хлореллы *Chlorella vulgaris* Beijer. Биотестирование позволяет установить токсичность среды с помощью тест-объектов, которые сигнализируют об опасности независимо от того, какие вещества и в каком сочетании вызывают изменения

жизненно важных функций у тест-объектов. В целом биотестирование не указывает причину токсичности, оно дает возможность прогнозировать воздействие объектов на биоту.

При анализе токсичности различных объектов применяются методы биотестирования, позволяющие за короткое время оценить границы безопасности экосистем. Методы биотестирования широко применяются так как являются универсальными, экспрессными, дешевыми и доступными в использовании.

В научно-образовательном центре «Вода» НИТПУ, под руководством лаборанта Воробьевой Д.А., было проведено исследование острой токсичности водной вытяжки бурового шлама с помощью тест-объекта *Chlorella vulgaris Beijer* по методики ПНД Ф Т 14.1:2.3.4.10-04 16.1:2.3.7-04 [3]. Результаты испытаний приведены в таблице 2.

Результаты тестирования буровых шламов на исследуемом тест-объекте свидетельствуют о неблагоприятном воздействии, которое устраняется 2-кратным разбавлением в одном случае (месторождении Первомайское) и 30-кратным разбавлением в другом случае (месторождение Катыльгинское), для Южно-Черемшанского месторождения данная методика не подошла из-за несоответствия раствора по оптическим свойствам.

Была выявлена зависимость - более прозрачный раствор, менее токсичен. Но в случае непрозрачности раствора, вызванной содержанием тонкодисперсной взвеси – глины, являющиеся основным компонентом буровых растворов, данная методика неприменима.

В ходе эксперимента были обнаружены методические нюансы, которые позволяют сделать вывод, что данная методика определения токсичности применима не ко всем видам буровых шламов.

Литература:

1. Богданов Н.И. Концепция очистки сточных вод / Н.И. Богданов // Окружающая природная среда и медицинская экология: сборник материалов. - Пенза, 2001. – С. 109 –110
2. Мельников С. С., Манакина Е.Е. Хлорелла: Физиологически активные вещества и их использование. – Мн.: Наука и техника, 1991. – 79 с.
3. ПНД Ф Т 14.1:2.3.4.10-04 16.1:2.3.7-04 Методика определения токсичности питьевых, природных и сточных вод, водных вытяжек из почв, осадков сточных вод, отходов по измерению оптической плотности тест- культуры водоросли хлорелла (*Chlorella Vulgaris Beijer*) – М.: 2007

ВЛИЯНИЕ ПОЛИГОНА ТБО НА ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКУЮ ОБСТАНОВКУ НА ПРИМЕРЕ КРУПНОЙ ГОРОДСКОЙ СВАЛКИ

К.С. Милушкин, А.С. Чепайкина, Р.К. Ильясов
Научный руководитель доцент И.М. Фархутдинов
Башкирский Государственный университет, г. Уфа, Россия

Экологический кризис, переживаемый человечеством в начале XXI в., требует критического пересмотра ценностей научно-технической революции и определения приоритетных задач предстоящего периода общественного развития с целью более рационального природопользования. Контроль загрязнения атмосферного воздуха, водных объектов и переработка отходов на данный момент являются проблемами, стоящими перед лицом всего мирового сообщества. Особенно важной является проблема утилизации твердых бытовых отходов (ТБО), так как выбор способа утилизации влияет на состояние почвы, воды и воздуха.

Одним из факторов ухудшения экологического состояния Республики Башкортостан являются городские бытовые и промышленные отходы [2, 3]. Только в г. Уфа ежегодно более 200 тыс. т отходов складываются на территориях предприятий, свыше 50 тыс. т. вывозится на городскую свалку или выбрасывается на необустроенные свалки.

Основным приемником твердых бытовых отходов является Уфимская городская свалка. Свалка расположена на вершине водораздела р. Шугуровка и руч. Фирсов, которые в свою очередь являются притоками р. Уфа – главного источника хозяйственно-питьевого водоснабжения города.

В связи с этим, для уменьшения возрастающего влияния полигона ТБО на состояние окружающей природной среды, возникла необходимость в модернизации процесса накопления и утилизации отходов. Для разработки проекта модернизации, на данной территории с участием автора проводились инженерно-геологические и инженерно-гидрогеологические изыскания.

Целью инженерно-гидрогеологических исследований являлось изучение условий распространения водоносных горизонтов и глубин их залегания на основе фондовых материалов и данных проведенного бурения для инженерно-геологических изысканий на данном объекте; изучение фильтрационных свойств грунтов, слагающих основание полигона; определение направления потока грунтовых вод с построением карты гидроизогипс.

Территория свалки представляет собой вытянутый с юго-запада на северо-восток участок, расположенный на вершине возвышенности. В настоящий момент на свалке ведется накопление твердых бытовых отходов г. Уфы, смешивание их с подстилающими грунтами и уплотнение. Общая мощность накопленных бытовых отходов достигает мощности 17,0 м.

В геоморфологическом отношении участок расположен на водораздельном пространстве р. Шугуровка и руч. Фирсов. Отметки территории изысканий колеблются в пределах 157,0-196,0 м БС.

Преобладающее направление ветров для г. Уфы – южное и юго-западное (52%), таким образом, основные загрязнители, попадающие с полигона в атмосферный воздух движутся на северо-восток, за пределы территории города Уфа. По результатам отбора проб атмосферного воздуха на полигоне и по сторонам света от него превышений предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ не обнаружено. По результатам газогеохимических исследований эмиссия биогаза по метану менее 1,6%, по углекислому газу 3,4%. Таким образом, существующий полигон ТБО значительного негативного влияния на атмосферный воздух не оказывает.

В геолого-литологическом строении по результатам инженерно-геологических изысканий до глубины бурения 18,0 м принимают участие отложения четвертичной системы (сверху – вниз): современный почвенно-растительный слой (hQ_{IV}), современные техногенные отложения (tQ_{IV}); четвертичные покровные отложения (dQ) а также отложения общесыртовой свиты (N_2-Q_1).

Четвертичная система (Q)

С поверхности участок работ перекрыт современным почвенно-растительным слоем мощностью 0,3-0,8 м. Абсолютные отметки подошвы слоя 160,01-183,10 м.

Современные техногенные отложения представлены насыпными грунтами: твердыми коммунальными отходами, глиной коричневой, твёрдой, с включением до 30% бытового мусора, с примесью органических веществ, мощностью отложений – 0,5-17,0 м, абсолютные отметки подошвы слоя –144,60 – 182,00 м.

Четвертичные отложения представлены глиной серовато-коричневой, твёрдой, с примесью органических веществ, вскрытая мощность отложений 1,0 – 14,7 м. Абсолютные отметки подошвы слоя 138,60-173,20 м.

Общесыртовая свита (N_2-Q_1)

Общесыртовая свита представлена глиной желтовато-коричневой, твёрдой. Вскрытая мощность отложений составляет 0,5 – 8,8 м, подошва слоя не вскрыта.

По материалам проведенных инженерно-геологических изысканий до глубины 18,0 м вскрыт один водоносный горизонт, приуроченный к четвертичным отложениям, а на участках их выклинивания к отложениям общесыртовой свиты.

По результатам исследования почв на содержание тяжелых металлов и нефтепродуктов вокруг свалочной массы, наблюдаются превышения предельно допустимых концентраций по кобальту во всех пробах (2-4 ПДК). По остальным компонентам превышений ПДК не выявлено. Превышение ПДК по кобальту вероятнее всего обусловлено высоким фоновым значением (2 ПДК), согласно т. 4.1 СП 11-102-97.

Подземные воды на период бурения (июль 2015 г.) вскрыты на глубине 0,8-6,0 м, что соответствует абсолютным отметкам 168,3-170,1 м БС. Водоносный горизонт функционирует в безнапорном режиме.

По химическому составу воды преимущественно хлоридно-гидрокарбонатные кальциево-натриевые, натриево-кальциевые. Минерализация подземных вод составляет 0,8-3,4 г/л.

По результатам исследования подземных вод на загрязненность наблюдается превышение ПДК по мышьяку практически во всех пробах (до 6 ПДК). Согласно критериям оценки степени загрязнения подземных вод в зоне влияния хозяйственных объектов (т. 4.4 СП 11-102-97) ситуация характеризуется как чрезвычайная экологическая ситуация.

Амплитуда колебания подземных вод по материалам ранее проведенных изысканий в весенний паводок оставляет 1,0-2,4 м, в осенний 0,8-1,5 м [1].

Питание подземных вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков и частично за счет отстоя и фильтрации бытовых отходов. Разгрузка подземных вод происходит в воды р. Шугуровка и руч. Фирсов.

По результатам гидрогеологических исследований построена карта гидроизогипс, показывающая форму зеркала подземных вод. По данной карте можно проследить в каких направлениях будет двигаться поток. Направление, движения подземных вод наблюдается с севера на юго-восток и на юго-запад (от водораздела к ручью Фирсов и р. Шугуровке).

Коэффициент фильтрации водовмещающих пород изменяется, в основном, от 0,1 до 1,3 м/сутки. Средневзвешенный коэффициент фильтрации составляет 0,42 м/сут.

Время достижения загрязняющих веществ с поверхности до уровня подземных вод, рассчитанное по формуле Н.Н. Биндемана составляет 18 суток [6]. Через 18 суток загрязненные стоки достигнут уровня грунтовых вод и начнется их растекание.

Скорость распространения подземных вод по потоку (в сторону р. Шугуровка и руч. Фирсов) рассчитанная по В.М. Фомину [6] составляет 953 м за 5 лет.

Учитывая расстояние от полигона ТБО до руч. Фирсов (около 250 м), можно сделать вывод, что загрязнения, поступающие в подземные воды, достигают вод ручья за 1,3 года. До р Шугуровка (расстояние около 400 м) загрязнения доходят за 2 года.

Так же, на основании проведенных ранее опытно-фильтрационных работ [1] на участке работ наблюдается тенденция нисходящих перетоков подземных вод в нижележащие горизонты через слабопроницаемые слои, гидрогеологические «окна» преимущественно литолого-фашиального происхождения. Величины вертикальных градиентов фильтрации изменяются от 0,1 (южная часть) до 1,5-2 (центральная и северная часть). Вертикальный переток загрязненных грунтовых вод в уфимский водоносный комплекс колеблется от 0,1 до 3,0 м³/сут. Он позволяет проникать загрязнителям на глубину до 100 м, вплоть до регионального водоупора. В подобной ситуации не исключаются дальние латеральные переносы загрязняющих веществ в трещиноватых и закарстованных уфимских и кунгурских отложениях до р. Шугуровка и р. Уфа.

Исходя из этого, можно сделать вывод, что загрязнение на настоящий момент достигло водотоков, и продолжается с ежегодно увеличивающимися темпами.

Для снижения загрязнения подземных и поверхностных вод при эксплуатации полигона ТБО рекомендуется предусмотреть следующие мероприятия:

- планировка основания полигона выше уровня подземных вод, с учетом его амплитуды колебания;
- гидроизоляция основания массы отходов, для исключения попадания фильтрата в горизонты подземных вод;
- планировка массы отходов и их основания для недопущения утечек фильтрата в подстилающие грунты и на поверхность;
- сбор и утилизация дождевых и талых вод с поверхности массы отходов.

Также для контроля за загрязненностью горизонтов подземных вод и ближайших водотоков необходимо предусмотреть систему стационарных наблюдений за степенью их загрязненности.

Предполагаемую сеть наблюдательных скважин необходимо расположить таким образом, чтобы она охватывала участок источника загрязнения, саму область загрязнения и фоновый участок, где подземные воды не затронуты загрязнением. Размещение наблюдательных скважин необходимо ориентировать по грунтовому потоку на основании карты гидроизогипс. Конструкция скважин должна обеспечивать защиту подземных вод от попадания в них случайных загрязнений.

На поверхностных водотоках, имеющихся вблизи полигона (р. Шугуровка, руч. Фирсов) также рекомендуется оборудовать пункты режимных наблюдений выше и ниже полигона.

Литература

1. Абдрахманов Р.Ф. Гидрогеоэкология Башкортостана. – Уфа: Информреклама, 2005. – 344 с.
2. Акбалина З.Ф., Тимергалин М.Д., Минигазимов Н.С., Белан Л.Н. Исследование экологического состояния полигона ТБО в Давлекановском районе Республики Башкортостан для дальнейшей рекультивации. Сборник докладов и тезисов участников III Международной конференции «Detection, control and processing of anthropogenic pollutants of environmental protection of administrative region» 25-26 октября 2015 г., г.Ереван, Армения, с.17-18.
3. Белан Л.Н., Акбалина З.Ф., Зверева Т.И., Давлетшин Р.Р., Яруллина И.Н., Шамсутдинова Л.Р., Гюлишанян А.А. Решение проблем обращения с ТКО в муниципальных образованиях // Тезисы докладов XII Международной научно-технической конференции «Современные проблемы экологии», Тула, 2015, с.66-68.
4. Инструкция по проектированию, эксплуатации и рекультивации полигонов для твердых бытовых отходов. – М.: Министрство строительства Российской Федерации, 1996.
5. СП 11-102-97 Инженерно-экологические изыскания для строительства. – Москва, 1997 г. – 41 с.
6. Фомин В.М. оценка изменения гидрогеологических условий под влиянием производственной деятельности. – М.: Недра, 1978.

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТАЛЛОСОДЕРЖАЩИХ ФАЗ В ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦАХ, АККУМУЛИРОВАННЫХ В СНЕЖНОМ ПОКРОВЕ В ОКРЕСТНОСТЯХ ОБЪЕКТОВ УГОЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

К.Ю. Михайлова¹, В.В. Литау^{1,2}

Научный руководитель доцент А.В. Таловская¹

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *НПО «Мостовик», г. Омск, Россия*

Атмосферный воздух является неотъемлемой частью существования человека. Присутствие аэрозольных частиц, определяет качество атмосферного воздуха и его пригодность как среды обитания. Продолжительность жизни человека в высшей степени зависит от содержания в воздухе канцерогенных и токсических веществ, которые присутствуют в виде аэрозолей в атмосфере [3]. Проведение снегогеохимической съемки является экспресс-анализом уровня загрязнения приземного слоя атмосферы. Согласно данным Министерства энергетики Российской Федерации, основным видом производства электроэнергии на территории России являются тепловые электростанции, работающие на органическом топливе – уголь или газ. Самым мощным источником выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на территории г. Омска является ТЭЦ-5, использующий Экибастузский уголь в качестве сырья [5].

Методика исследования. В 2014 г. были отобраны пробы снега в окрестностях ТЭЦ-5 в северо-восточном направлении на расстоянии 0,75, 1,5, 3 и 4 км. В качестве фоновой площадки выбран п.г.т. Москаленки, в 100 км на запад от города, в соответствии с направлением преобладающего ветра. Все работы по отбору проб и пробоподготовке выполнялись с учетом методических рекомендаций, приводимых в работах Василенко В.Н., Назарова И.М. и др. [2], методических рекомендациях ИМГРЭ [6] и руководстве по контролю загрязнения атмосферы (РД 52.04.186 № 2932-83).

Пробы твердого осадка снега изучали в учебно-научной лаборатории оптической диагностики Международного инновационного научно-образовательного центра «Урановая геология» при кафедре геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета. Микроскопическое изучение проб проводили с помощью сканирующего электронного микроскопа (СЭМ) HitachiS-3400N с ЭДС BrukerXFlash 4010. В данной работе представлены результаты исследования металлосодержащих фаз в твердом осадке снега. Изучение

химического состава твердого осадка снега проводилось инструментальным нейтронно-активационным анализом в аккредитованной ядерно-геохимической лаборатории.

Результаты и их обсуждение. В ходе исследований было обнаружено превышения фонового содержания Ba, Ce, Yb, Sr, La, Th и Nd в 2-3 раза (табл. 1). Поступление данных элементов может быть связано с сжиганием угля. По данным [4] редкоземельные и радиоактивные элементы присутствуют в виде примесей в углях Экибастузского бассейна, которые используется на изучаемой теплоэлектростанции.

Таблица 1

Содержание элементов в пробах твердого осадка снега в северо-восточном направлении от ТЭЦ-5,

	мг/кг					
	750 м	1,5 км	3 км	4 км	Среднее	Фон
Ba	790	786	923	876	858	298
Ce	77,6	70,4	81,8	72,9	78	45
Yb	4,6	4,6	5,4	4,8	5	2
Sr	347	256	322	209	305	123
La	49,8	45,2	46,3	45,8	46	22
Th	8,04	7,3	9	8,2	9	5
Nd	28,4	19,8	37,7	29	31	18

В ходе электронно-микроскопического исследования проб были обнаружены минеральные фазы (кварц, полевые шпаты), сферические образования (алюмосиликатные и черные микросферулы), формы бария представлены в виде барита, также были выявлены фосфаты La и Ce, с примесью Th, а также ряда других редкоземельных элементов (Y, Dy, Gd, Yb, Ho) с примесью U. Форма найденных образований преимущественно неправильная, размер колеблется от 0,55-5,83 мкм. Согласно литературным источникам твердые частицы могут влиять на здоровье человека [1]. Частицы, размер которых ниже 10 мкм, можно отнести к ингаляционным, или к тем, которые можно вдохнуть. Частицы, чей размер не превышает 2,5-3 мкм способны на длительное время задерживаться в дыхательных органах. Помимо размеров частиц, также необходимо знать их химический состав и форму, так как не все частицы в равной степени могут оказать вредное влияние на здоровье [1]. В исследуемых пробах были обнаружены частицы по размерам, которые можно отнести к ингаляционным (рис.2).

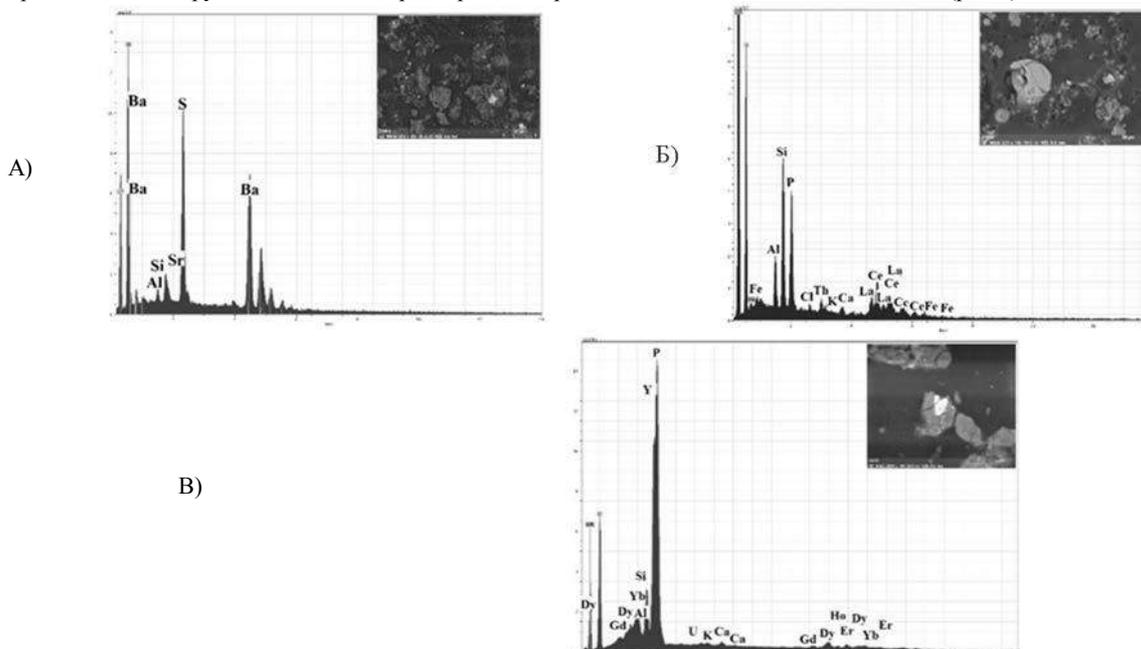


Рис. 2. Результаты электронно-микроскопического исследования проб твердого осадка снега вблизи ТЭЦ-56 а -барит, 5,83 мкм; б –фосфаты редких земель с примесью тория, 4,29 мкм; в – фосфаты редких земель с примесью урана, 5 мкм;

Заключение. Таким образом, результаты исследования показали, что твердый осадок снега обогащен Ba, Ce, Yb, Sr, La, Th, Nd относительно фоновых проб. Были выявлены минеральные образования, содержащие эти элементы, с размерами 4,29-5,83 мкм. Согласно классификации, минеральные образования относятся к ингаляционным, т.е. способных к попаданию в дыхательные органы человека.

Литература

1. Željko Cvetković & Mihovil Logar & Aleksandra Rosić. Mineralogy and characterization of deposited particles of the aero sediments collected in the vicinity of power plants and the open pit coal mine: Kolubara (Serbia) / Environ Sci Pollut Res. - 2013. - № 20 – pp. 3034–3049
2. Василенко В.Н. Мониторинг загрязнения снежного покрова / В.Н. Василенко, И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман. - Л.: Гидрометеоиздат, 1985. – 181 с.
3. Ивлев Л.С., Довгалюк Ю.А. Физика атмосферных аэрозольных систем. СПб.: НИИХ СПбГУ, 1999.
4. Калинина (Панасюк) С. Ю., Арбузов С. И., Маслов С. Г. Поиск рационального использования экибастузских углей [Электронный ресурс] // II Международная Казахстанско-Российская конференция по химии и химической технологии, посвященная 40-летию КарГУ имени академика Е.А. Букетова: Материалы: в 2 т., Караганда, 28 Февраля-2 Марта 2012. - Караганда: КарГУ, 2012 - Т. 2 - С. 26-29 - CDROM
5. Министерство энергетики Российской Федерации. Основные виды производства электроэнергии на территории России. – Условия доступа: <http://minenergo.gov.ru/activity/powerindustry/powersector/structure/types/> (дата обращения: 14.02.16).
6. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. РД 52.04.186 № 2932 83. – М.: Госкомгидромет, 1991. – 693 с.

РАЗРАБОТКА ВЕБ-ГИС СИСТЕМЫ ДЛЯ ИНФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕСТВЕННОСТИ О РЕЗУЛЬТАТАХ НАУЧНОЙ И УЧЕБНОЙ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**А.О¹. Михалев, В.И². Гребенщикова**

Научный руководитель доцент А.В. Паршин

¹*Иркутский национальный исследовательский технический университет, г.Иркутск, Россия;*²*Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия*

В последние годы информационные технологии совершили серьёзный скачок в своём развитии, предоставляя возможность создавать информативные и удобные картографические сервисы, способные послужить множеству целей. Одним из перспективных направлений является представление в сети информации о результатах научной деятельности, выполняемой академическими и образовательными учреждениями. К примеру, результаты геоэкологического мониторинга окружающей среды могут представлять интерес для широкого круга специалистов, а также для обычных граждан. Это органично сочетается с возможностью разместить в сети Интернет информацию о имеющихся в организации данных, о наличии которых могут не знать заинтересованные специалисты. Архивные материалы зачастую требуют адаптации под новые технологии хранения и обработки пространственной информации. Как нельзя лучше для систематизации и представления таких материалов, обычно выраженных в картографическом виде, подходят геоинформационные системы и геопорталы.

Предметом данной работы является разработка веб-ориентированной геоинформационной системы и создание веб-ресурса, на котором будут представлены результаты масштабных геохимических исследований учёных Института геохимии СО РАН с 80-90-х годов по настоящее время на территории Прибайкалья и республики Бурятия [1],[5],[6]. В рамках исследования был собран большой массив данных по содержанию ряда химических элементов в различных компонентах геосистем, при этом представляется возможным создать информационную среду, эффективно обеспечивающую и современные исследования.

Архивные материалы работ прошлого века были собраны без GPS-привязки, уровень развития информационных сетевых технологий не позволял представить результаты работ в удобном и информативном виде конечному потребителю, геоинформационные системы и технологии только зарождались. В связи с этим в первую очередь решалась проблема систематизации и корректного пространственного определения точек.

Изначально данные представляли собой 8 таблиц Excel с содержаниями 44 химических элемента в аллювии (около 700 точек), делювии (около 1500 точек), коренных породах (около 900 точек), донных отложениях (около 1000 точек) и содержаниями микроэлементов (около 1500 точек) и макроэлементов (около 1000 точек) в воде. Создание геопортала требует хранения всех геохимических данных на сервере базы данных, и отдельного картографического веб-сервера, выполняющего их отрисовку и представление на веб-сайты. На первом этапе архивные материалы были собраны в файлы csv и затем реэкспортированы в формат shp для более удобной геоинформационной обработки. Для различных видов данных были найдены решения по их пространственной привязке путем пересчета локальных координат в географические и применения трансформаций по опорным точкам (рис. 1). Для представления в Интернет собранный массив данных в дальнейшем планируется перевести в формат СУБД PostgreSQL/PostGIS.

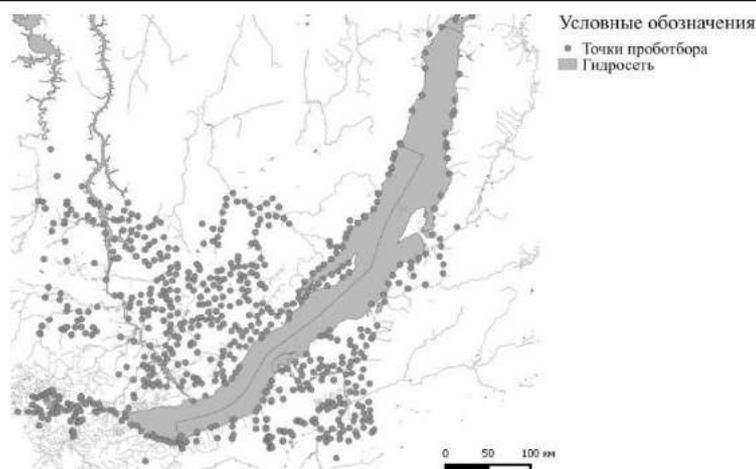


Рис. 1. Карта фактов некоторых работ 90-х годов XX в., выполненных специалистами ИГХ СО РАН

Однако на интернет-платформе по очевидным причинам нецелесообразно представлять всю первичную информацию по каждому показателю, намного более эффективно в целом охарактеризовать геоэкологическую обстановку с помощью нескольких высокоинформативных карт и схем [6], а о наличии конкретных данных представить метаинформацию. Для этого был применен геоинформационный подход, ранее апробированный для решения как геоэкологических [6], так и геологоразведочных задач [3], [7].

На основе имеющегося набора данных, была апробирована методика геоинформационного анализа, позволяющая разделить территорию на участки со схожей геохимической обстановкой и в итоге создать нескольких информативных «комплексных карт». В основе данной методики лежит многомерный факторный геоинформационный анализ.

Для каждого элемента в каждой точке пробоотбора считался коэффициент концентрации K_k - отношение содержания химического элемента в природной среде к его фоновому содержанию. В качестве фонового содержания бралось значение медианы. Используя коэффициент концентрации, можно рассчитать $Z_c = \sum K_k - (n - 1)$ для каждой точки. Z_c - суммарный показатель геохимического загрязнения, характеризующий действие группы химических элементов. Для каждой точки был получен свой Z_c , и это позволило в дальнейшем прибегнуть к пространственной интерполяции. Но картина, полученная в её результате, оказалась неинформативной. Наибольший вклад в Z_c внесли элементы Rb, Cs, U, F, Hg. Их влияние перекрыло вклад остальных, поскольку коэффициенты концентрации были значительно выше.

Поэтому решено было применить факторный анализ методом главных компонент в его ГИС-варианте [4]. Его суть заключается в неоднократном вычислении и картировании главных компонент, что позволяет разделить всю территорию Байкальского региона на участки со схожей геохимической обстановкой и на последующих итерациях расчета проанализировать эти участки по отдельности. Как пример - первая главная компонента в значительной степени отражает вышеупомянутую аномалию Rb, Cs, F. (рис. 2).

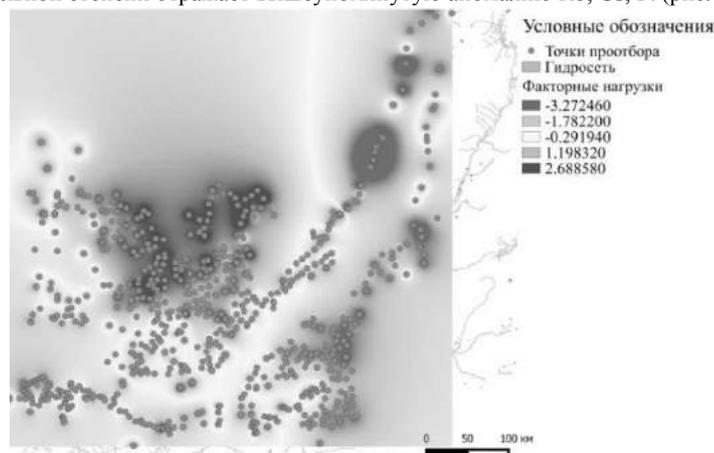


Рис. 2. Картографическое представление первой главной компоненты по совокупности данных работ 90-х годов и соответствующие факторные нагрузки

Затем будет выполняться анализ для каждой области, характеризующейся схожими значениями ГК, что позволит в ее пределах выделить основные характеризующие особенности геохимической обстановки.

По итогам всех итераций факторного анализа и его интерпретации будут выделены ряд информативных ассоциаций элементов, маркирующих определенные виды антропогенных воздействий или развития явлений, они будут классифицированы, приведены в единую размерность и отображены в картографическом виде.

На данный момент расчеты и их интерпретация еще не завершены, однако полученные результаты позволяют считать задачу создания нескольких интегральных карт достижимой с использованием описанного метода. Таким образом в ближайшем будущем планируется создать веб-картографический ресурс, отражающий некоторые результаты исследований ученых ИГХ СО РАН в виде легко интерпретируемых карт по ГИС-технологии, аналогичной уже имеющимся веб-картографическим ресурсам [2]. За счет применения метаданных, описывающих состав и основные результаты работ в конкретном районе и контакты авторов работ, при необходимости специалисты других учреждений смогут без труда установить научные контакты.

Литература

1. Гребенщикова В.И., Лустенберг Э.Е., Китаев Н.А., Ломоносов И.С. Геохимия окружающей среды Прибайкалья // Новосибирск: ГЕО, 2008, 234 с.
2. Михалев А.О., Байгускарова А.Д., Кавандина Е.В., Матыцин В.В. Принципы и ГИС-технологии организации системы радиоэкологических исследований территории г. Иркутска в рамках научно-исследовательских работ студентов // Современные наукоемкие технологии. 2014. № 7-2. С. 38-40.
3. Паршин А.В., Демина О.И. Интегральные геохимические индикаторы в основе математико-картографического обеспечения экспертных геохимических географических информационных систем // Проблемы недропользования. 2014. № 2. С. 53-59.
4. Паршин А.В., Спиридонов А.М. Методические и технические решения геолого-геохимических ГИС для обеспечения комплексных научных исследований золоторудных объектов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2014, № 3-2, с. 65-69.
5. Паршин А.В., Шестаков С.А., Чудненко К.В., Савельев Е.П. Критерии оценки геоэкологического состояния вод оз. Байкал // Вода: химия и экология. 2013. № 9 (63). С. 24-31.
6. Филимонова Л.М., Паршин А.В., Бычинский В.А. Оценка загрязнения атмосферы в районе алюминиевого производства методом геохимической съемки снежного покрова // Метеорология и гидрология. 2015. № 10. С. 75-84.
7. Auzina L.I., Parshin A.V. 2016 System - integrated GIS-based approach to estimating hydrogeological conditions of oil-and-gas fields in Eastern Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science vol. 5

ФИТОРЕМЕДИАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ПОЧВ ОТ РАДИОАКТИВНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ

А. Ю. Мишанькин

Научный руководитель доцент А.Н. Третьяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время серьезной экологической проблемой является разного рода загрязнение почвенного покрова. Почва, которая является одной из депонирующих сред, активно накапливает в себе антропогенные токсиканты, в число которых входят и радиоактивные элементы, такие как уран, цезий-137, стронций-90 и другие.

Необходимо отметить, что реабилитация почв, подвергшихся радиоактивному загрязнению, является довольно дорогостоящим и трудоёмким процессом. Кроме того, восстановленный почвенный покров зачастую лишается плодородия, что имеет особенно негативные последствия в районах с развитым растениеводством [2].

Перспективной технологией в области очистки почв от радиоактивного загрязнения является фиторемедиация, которая представляет собой технологию удаления токсичных соединений из почвы, грунтовых вод и водоёмов при помощи почвенных микроорганизмов и растений. Особенно эффективными следует считать фиторемедиационные технологии при оздоровлении почв на больших территориях, когда из почвы постепенно удаляются токсичные соединения путём их усвоения как растениями, так и микроорганизмами.

Важной особенностью фиторемедиации является сохранение первоначальной целостности почвенной структуры и естественного состава ризосферных микроорганизмов.

Существует некоторая специфика детоксикационных возможностей растений и микроорганизмов, совместное действие которых довольно часто носит симбиотический характер. В обоих случаях органические токсиканты усваиваются и ассимилируются, т. е. подвергаются окислительной деградации, причём в этом процессе микроорганизмы ввиду их быстрого роста, саморегулируемых адаптационных и индуктивных процессов, а также большого спектра генетической информации следует признать более активными «детоксикационными» агентами, чем растения. В случае с неорганическими токсикантами, которые после проникновения в организм не подвергаются метаболическим превращениям, складывается другая картина. В ряде случаев микроорганизмы разных таксономических групп способны аккумулировать внутри клетки высокие концентрации токсичных элементов, которые в результате лизиса (разрушения клеток при воздействии гидролитических ферментов) клеточных стенок вновь оказываются в почве, что в конечном итоге не способствует её ремедиации.

Однолетние и многолетние растения довольно часто обладают способностью усваивать вместе с питательными компонентами токсичные вещества (тяжёлые металлы, радиоактивные элементы), которые из почвы транспортируются в надземные органы, что приводит к очистке почвенного покрова от загрязнения.

Растения для фиторемедиации отбираются экспериментальным путём, с учётом особенностей как самих растений, так и почвенного участка, который подлежит реабилитации. Некоторые растения-гипераккумуляторы тяжёлых металлов приведены в таблице 1 [1].

Таблица 1

Растения, используемые для фитоэкстракции тяжёлых металлов [1]

Растение	Тяжёлый металл
Brassica juncea	Pb, Cr (VI), Cd, Zn, Ni, Cu, Se, B
Medicago sativa	Pb, Zn, Ni, Hg
Thlaspi caerulescens	Ni, Zn
Festuca arundinacea Alta Populus	As, Cd
Hibiscus cannabinus	Se

Существует несколько разновидностей фиторемедиационных технологий. Среди них выделяются ризофильтрация (адсорбция и последующий транспорт токсикантов корнями растений), ризодеградация (полная или частичная деградация токсичных соединений в области корневой системы растений до их проникновения в растение), фитодегградация (ферментативная деградация органических токсикантов путём характерных для растительных клеток метаболических превращений), а также удаление из почвы токсикантов неорганического происхождения). Необходимо упомянуть и о такой фиторемедиационной технологии, как фитоволотализация. Её суть заключается в способности растений поглощать вредные вещества из почвы с последующим выделением в воздух этих веществ.

В данной научной работе в качестве растения-гипераккумулятора радиоактивных элементов использовалась горчица белая (*Sinapis alba*) - однолетнее масличное растение из семейства капустных (красноцветных), отличающееся коротким вегетационным периодом (45 - 60 дней до массового цветения и 80 - 90 дней до полного созревания) [1].

Выбор данного растения сделан на основании изучения литературных источников, а также вследствие широкоизвестных фиторемедиационных способностей горчицы белой.

На первой стадии исследований было выяснено, что горчица белая действительно обладает способностью аккумуляции радиоактивных веществ. В ходе исследования использовался садовый (рассадный) почвогрунт. В качестве радиоактивного загрязнителя почвы использовался раствор урана-238, с концентрацией урана 4,1 мг/л. Горчица была посажена в трёх ёмкостях с обыкновенным почвогрунтом (фон), почвогрунт в других трёх ёмкостях перед посадкой семян был пропитан урановым раствором.

После достаточного укоренения и появления зелёной массы были выполнены анализы почвогрунтов и золы растений, обработка данных и сравнение с фоновыми значениями. Результаты анализов показали интенсивное накопление урана растительной массой, вследствие чего количество этого элемента в почвогрунте значительно снизилось. Таким образом, горчица белая выступила в роли эффективного растения-фиторемедиатора радиоактивных веществ (в данном случае – урана-238).

На второй стадии исследований задачей являлось определение порога токсичности (выявление предельных концентраций радиоактивных веществ в почве, при которых растение погибает, т. е. летальной дозы), а также оценка степени всхожести растений при разных концентрациях радиоактивного элемента в почве. Также внимательно подвергался характер роста растений.

Для выявления порога токсичности и оценки всхожести предварительно было приготовлено 20 ёмкостей с 100 г садового почвогрунта в каждой. Приготовленные ёмкости с почвогрунтом были разделены на 4 группы по 5 ёмкостей, с концентрацией радиоактивного загрязнителя (урана-238) 1, 5, 10 и 15 мг/кг. В каждой ёмкости было посажено 10 семян горчицы белой. Радиоактивным загрязнителем почвы являлась урановая руда, в отличие от первого этапа исследований, когда использовался раствор урана.

Спустя две недели после посадки семян была оценена всхожесть горчицы белой. Данные о всхожести семян приведены в таблице 2.

Таблица 2

Всхожесть семян горчицы белой при разных концентрациях урана в почвогрунте

Концентрация урана в почвогрунте, мг/кг	Количество всходов (из 50), шт.	Процент всхожести, %
1	33	66
5	32	64
10	33	66
15	34	68
среднее значение	34	67

Данные, приведённые в таблице 2, свидетельствуют о том, что порог токсичности не был достигнут. Всхожесть семян при концентрациях урана от 1 до 15 мг/кг довольно высокая.

После удаления (выдёргивания) горчицы был произведён анализ почвогрунтов для определения концентрации урана-238, с целью оценки фиторемедиационной эффективности растений.

Подготовка проб к анализу заключалась в просушивании почвогрунта (при температуре около 100 °С) и приготовлении вытяжки, состоящей из 5 г почвогрунта и 50 мл 1 % раствора азотной кислоты (вытяжка готовилась для почвогрунтов из каждой ёмкости отдельно). Получившаяся вытяжка перемешивалась на шейкере в течение нескольких часов, затем фильтровалась (использовались бумажные фильтры).

Для непосредственного анализа готовились пробы, состоящие из 0,5 мг полисиликата натрия, 0,5 мг отфильтрованной почвенной вытяжки и 5 мг воды каждая.

Анализ проводился на спектрофлуориметре флюорат-02 (спектрофлуориметрический метод).

Результаты анализов почвогрунтов на содержание урана-238 приведены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты анализов почвогрунтов на содержание урана-238 после выдёргивания горчицы белой

	Первоначальная концентрация урана-238 в почвогрунте, мг/кг			
	1	5	10	15
Усреднённые концентрации урана-238 в почвогрунтах после выдёргивания горчицы белой, мкг/кг	29,97	41,48	42,83	50,89

Результаты анализов являются подтверждением наличия у горчицы белой способности к аккумуляции радиоактивных веществ. Наблюдается стабильное накопление урана-238 растительной массой.

В связи с тем, что порог токсичности для растений не был обнаружен, возникает необходимость дальнейшего изучения данного вопроса, что подразумевает увеличение концентраций урана-238 в почвогрунтах. Кроме того, предполагается детальное исследование фиторемедиационных характеристик горчицы белой.

Литература

1. Метаболизм антропогенных токсикантов в высших растениях / Под ред. Г. И. Квеситадзе. – М.: Наука, 2005. – 199 с.
2. Трофимов Н. А. Биоремедиация загрязнённых экосистем // Наука за рубежом. - 2013. – №. 25. – С. 6–7.

ХАРАКТЕРИСТИКА И ОЦЕНКА ОПАСНОСТИ КОМПОНЕНТОВ МОДЕЛЬНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОДОРОСЛЕЙ *CHLORELLA VULGARIS BEIJER*

А.С. Мишунина

Научный руководитель доцент С.В. Азарова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Буровые растворы готовые и отработанные – это химическая продукция. Для их получения используется широкий ассортимент различных материалов, химических реагентов и добавок. В США выпускается свыше 1900 наименований различных компонентов производством которых занимается около 100 фирм. Попадание буровых растворов и промывочных жидкостей, как и другой химической продукции в окружающую среду опасно, не смотря на самоочищающую способность последней. Производственная деятельность, связанная с буровыми растворами по данным ряда авторов [2, 3] отрицательно воздействует на окружающую среду.

Чтобы оценить токсичность тех или иных промышленных реагентов важно пользоваться методиками, одобренными Федеральной службой по надзору в сфере природопользования. Методика токсикологического метода анализа на *Chlorellavulgarisbeijer* одобрена для целей государственного экологического контроля. Данная методика может применяться для сертификации буровых растворов в совокупности с другими тест-объектами и сравнительной оценки токсичности буровых растворов, определения класса опасности.

Актуальность работы заключается в определении токсичности неотъемлемого элемента нефтяной промышленности – бурового раствора, который после цикла работы в скважине отводится в шламонакопитель. Амбары подлежат рекультивации, но токсичность веществ сохраняется, если не обезврежена бактериальными препаратами или барьерным способом (гидроизоляция по периметру) для нераспространения по всем средам природы.

Согласно методике определения токсичности питьевых, природных и сточных вод, водных вытяжек из почв, осадков сточных вод и отходов производства и потребления по изменению оптической плотности культуры водоросли *Chlorellavulgarisbeijer* был произведен ряд экспериментов по определению токсичности качества жидких водяных проб буровых растворов.

Измерение оптической плотности суспензии водоросли позволяет оперативно контролировать изменение численности клеток в контрольном и опытном вариантах острого токсикологического эксперимента,

проводимого в специализированном многоцветном культиваторе. Критерием является подавление роста или стимуляция роста значения оптической плотности культуры водоросли [2].

Полимеросодержащие буровые растворы начали применять в первой половине 70-х годов и в настоящий момент это самые распространенные и повсеместно применяемые в бурении реагенты. Поэтому для проведения биотестирования были выбраны реагенты, большинство которых относят к полисахаридам.

Томским политехническим университетом были проведены исследования буровых растворов П.С. Чубиком и доказана необходимость биотестирования порядка двадцати лет назад на реагентах производства СССР и зарубежных стран того времени.

В работе П.С. Чубика также отмечено, что основными факторами, обуславливающими актуальность экологизации промысловых жидкостей является наличие того факта, что промысловая жидкость, как производственная продукция используется в процессе получения другой более важной продукции, каковой является скважина, которая имеет весьма «непродолжительный «жизненный цикл» (от суток до нескольких месяцев), в конце которого, она как правило превращается в отходы [3].

Производство водорастворимых простых эфиров целлюлозы достигает около 380 тыс. т/год, из которых 180 тыс. т/год составляет карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). Применение рецептур с добавками полимерных реагентов (КМЦ) позволило улучшать состояние стенок скважины, ограничивать содержание нефти в растворе и повышать качество цементирования скважин [1].

КМЦ является импортным реагентом, главные свойства структурообразование, представляет продукт взаимодействия целлюлозы с монохлоруксусной кислотой. Сухая натриевая соль КМЦ оказывает слабое коррозионное действие.

Полианионную целлюлозу (ПАЦ) получают из тех же исходных веществ, что и обычную КМЦ. Существуют различные модификации технологического процесса, позволяющие получать ПАЦ с различной степенью замещения. ПАЦ характеризуется повышенной устойчивостью к полиминеральной агрессии и биостойкостью, что значит долгое сохранение в окружающей среде и смешение с природными компонентами.

«PolyracR» способствует формированию тонкой, плотной, упругой и малопроницаемой фильтрационной корки, снижая зону проникновения фильтрата в пласт, предотвращая вторжение твердой фазы раствора, снижает вероятность возникновения дифференциального прихвата. Реагент устойчив к бактериальной агрессии, не требует использования бактерицидов, что утяжеляет его переработку в дальнейшем при бактериальном способе утилизации.

На базе «Проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии» при участии инженера-исследователя Воробьевой Дарьи Андреевны было проведено биотестирование. Согласно методике Кичемасова [1] значение отклонения в процентах от контроля средней величины оптической плотности тест-культуры водоросли показывает качество воды по токсичности, представленной в таблице 1.

Таблица 1

Определение качества водных буровых растворов

№ п/п	Номер пробы	Величина токсической кратности разбавлений	Повторяемость г*, %	Качество воды	Результат токсикологического анализа
1	КМЦ	7	10	Среднетоксичная	наличие
2	Polyrac R	4,4	3	Среднетоксичная	наличие
3	ПАЦ ВВ	59	23	Сильнотоксичная	наличие
4	ПАЦ НV	24	12	Токсичная	наличие
5	КМЦ +NaCl	9	5	Токсичная	наличие
6	Polyrac R+ NaCl	8	21	Среднетоксичная	наличие
7	ПАЦ ВВ+ NaCl	22	7	Токсичная	наличие
8	ПАЦ НV+ NaCl	9,6	15	Токсичная	наличие

Рассчитали относительную разницу (в %) величины оптической плотности для каждого разведения по сравнению с контролем по формуле:

$$I = (X_k - X_0) / X_k * 100\%$$

где I – контрольный вариант, X_k, средние значения оптической плотности в контроле X₀ – среднее значение оптической плотности в опыте.

Критерием токсичности пробы воды является снижение средней величины оптической плотности по сравнению с контрольным вариантом. По таблице токсикологической характеристики качества испытуемой воды (таблица 2) отнесли к среднетоксичным образцы КМЦ и ПолиракR. Величина токсичной кратности разбавления для КМЦ равна 7, для ПолиракR равна 4, 4, для ПАЦ ВВ равна 59 для ПАЦ НV равна 24.

При величине токсичной кратности (ТКР) вод и водных вытяжек превышен критерий токсичности в виде 20 % подавления роста рассчитывается по формуле:

$$TKP = 10 ((lgP_6 - lgP_m) * (I_m - 0,2) / (I_m - I_6)) + lgP_m$$

Если превышен критерий токсичности в виде 30 % стимулирования роста, то расчет ТКР проводится по формуле:

$$TKP = 10 ((I_{P6} - I_{Pm}) * (I_m - 0,3) / (I_m - I_6)) + I_{Pm}$$

где P_6 - величина разбавления (большая), при которой индекс отклонения был ниже критерия токсичности;
 P_m - величина разбавления (меньшая), при которой индекс отклонения был выше критерия токсичности;
 I_6 и I_m - величины соответствующих этим разбавлениям индексов отклонения в росте, выраженных в долях.
 В качестве P_6 и P_m берется та пара наибольших разбавлений, между которыми имеет место переход индекса величины установленного критерия токсичности.

Таблица 2

Токсикологические характеристики качества испытываемой воды

Величина разбавления тестируемой воды, при которой превышен предел токсичности	Качество воды
1 (неразбавленная)	слаботоксичная
3	среднетоксичная
9	токсичная
27	сильнотоксичная
81	гипертоксичная

На водорослях *Chlorellavulgarisbeijer* может производиться государственный экологический контроль. Предположительно при комплексном сравнительном анализе методика может применяться для сертификации буровых растворов в совокупности с другими тест-объектами.

По результатам качество воды относят к среднетоксичному и токсичному. Таким образом, полученные результаты позволяют рекомендовать образцы для переработки и обезвреживания, а также для правильного размещения, хранения и захоронения.

Литература

1. А.Н. Кичемасов..Методика определения токсичности питьевых, Природных и сточных вод, водных вытяжек из почв, осадков сточных вод и отходов производства И потребления по изменению оптической плотности культуры водоросли хлорелла (*chlorellavulgarisbeijer*) ФР.1.39.2007.03223. Москва, "Акварос", 2012, 42 стр.
2. Новиков В.С. Результаты промышленного испытания калиевого раствора / Обзорнаяинформ. сер. Бурение. М.: Недра, 1977. №6. С.32-36.
3. Чубик П.С. Научно-методические основы оптимизации качества буровых промывочных жидкостей: диссертация доктора техн. наук: 05.15.14: защищена 05.04.00/ Чубик Петр Савельевич – Томск, 2000. – 370с.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДЗЕМНЫХ ВОД В УЕЗД ЧОДОНЬ, ПРОВИНЦИИ ВАККАН (ВЬЕТНАМ)

Нгуен Ван Луен

Научный руководитель профессор О.Г. Савичев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: На основе результатов исследований, выполненных в 2010–2015 гг., получена общая характеристика химического состава подземных вод в уезде Чодонь провинции Баккан, Вьетнам. Показано, что особенности пространственно-временных изменений химического состава подземных вод определяются геологическими условиями, внутригодовым распределением атмосферного увлажнения, а также локальным загрязнением окружающей среды в населённых пунктах и вблизи действующих и закрытых горнодобывающих предприятий. Наибольшие концентрации микроэлементов чаще всего отмечаются в пределах водосбора р. Бан Тхи, перспективного с точки зрения проведения геолого-разведочных работ, а внутри года – в период дождей.

1. Введение

Северная часть Вьетнама богата минеральными ресурсами. В частности, здесь обнаружены значительные запасы железных, марганцевых и комплексных руд (цинк, свинец), строительных материалов. В настоящее время разрабатывается только часть разведанных месторождений и проводятся активные действия по освоению новых объектов, что, с одной стороны, создаёт предпосылки для дальнейшего социально-экономического развития региона [1–4]. С другой стороны, особую актуальность приобретают геоэкологические исследования в рамках изучения региональных условий формирования химического состава и качества компонентов окружающей среды, особенно подземных вод, испытывающих самое непосредственное воздействие в процессе добычи полезных ископаемых и иных видов хозяйственной деятельности. Именно такая цель и была поставлена авторами на примере уезда Чодонь, расположенного на севере Социалистической республики Вьетнам.

2. Результаты исследования и их обсуждение

Анализ имеющихся данных показал, что изученные подземные воды по условиям залегания – грунтовые; в соответствии с классификациями О.А. Алёкина [6] по минерализации – «пресные» со средней и реже – малой минерализацией, по химическому составу – гидрокарбонатные кальциевые I, II и III типов; по величине рН – слабощелочные и нейтральные; по жёсткости – от очень мягких до умеренно жёстких (табл. 1). Воды содержат незначительное количество органических веществ по перманганатной окисляемости. В ряде случаев выявлено значительное превышение нормативов хозяйственно-питьевого водоснабжения, установленных по

величине pH и содержанию Fe, Zn, Cd, Mn, As, Si, Al. При этом необходимо отметить, что установлено статистически значимое (при уровне значимости 5 %) различие выборок содержаний NO_3^- , Zn, Mn, As в подземных водах в водосборах рек Бан Тхи и Дай по дисперсии (табл. 1, 2). Этот факт объясняется, видимо, как наличием ореолов техногенного рассеяния, сформировавшихся при добыче свинцово-цинковых руд в водосборе р. Бан Тхи, так и более высоким природным «фоновым» содержанием ряда химических элементов в горных породах и подземных водах, которые с ними взаимодействуют.

Таблица 1

Территория	Показатель	pH, ед. pH	УЭП, мкС/см	$\Sigma_{\text{ми}}$, мг/дм ³	NH_4^+ , мг/дм ³	NO_2^- , мг/дм ³	NO_3^- , мг/дм ³	Fe, мг/дм ³	Глубина пробоотбора, м
Водосбор р. Бан Тхи	A	6.64	260	235.4	0.104	0.010	5.120	0.148	18.00
	G	6.60	251	226.9	0.048	0.007	3.459	0.106	14.32
	σ	0.76	77	71.2	0.108	0.008	4.318	0.120	13.37
	N	19	13	13	4	4	4	4	5
Водосбор р. Дай	A	6.79	308	281.2	0.058	0.009	2.124	0.216	15.17
	G	6.74	289	262.0	0.027	0.008	1.782	0.201	10.54
	σ	0.80	117	112.1	0.078	0.004	1.253	0.082	14.93
	N	18	12	12	8	8	8	8	6
Уезд Чодонь в целом	A	6.73	283	257.0	0.076	0.009	3.626	0.182	18.50
	G	6.69	269	242.9	0.036	0.008	2.489	0.148	13.41
	σ	0.76	98	92.7	0.084	0.005	3.297	0.101	14.78
	N	39	27	27	13	13	13	13	12
Сравнение данных по водосборам Бан Тхи и Дай	$t/t_{5\%}$	0.27	0.56	0.57	0.35	0.04	0.74	0.48	0.13
	$F/F_{5\%}$	0.42	0.67	0.72	0.32	0.58	2.02	0.36	0.17

Примечание: A – среднее арифметическое; G – среднее геометрическое; σ – среднее квадратическое отклонение; N – количество проб; $t/t_{5\%}$ – отношение фактического и критического (при уровне значимости 5 %) значений критерия Стьюдента; $F/F_{5\%}$ – отношение фактического и критического (при уровне значимости 5 %) значений критерия Фишера.

Наиболее высокие концентрации изученных микроэлементов часто отмечаются в месяцы с максимальным атмосферным увлажнением (с мая по октябрь), хотя имеются и определённые отличия, связанные с приуроченностью к первой или второй половине периода дождей. Объём имеющихся данных не очень велик (до 39 проб). Тем не менее, в первом приближении можно сделать вывод, что в первом случае в подземных водах района исследований наиболее вероятно обнаружение повышенных концентраций Cu, Cd, Pb, а во втором – Zn (рис. 1), Mn, Hg, As. В свою очередь, скорость водообмена регулирует общее время взаимодействия в системе «вода – порода» и количества выносимых из этой системы относительно устойчивых (при определённых условиях) продуктов химических реакций, образующих «защитный слой». Кроме того, в условиях низкогогорья создаются благоприятные условия для поддержания окислительной обстановки.

Таблица 2

Территория	Показатель	Zn	Cd	Pb	Cu	Mn	Hg	As
Водосбор р. Бан Тхи	A	0.6550	0.0004	0.0012	0.0110	0.1400	0.0001	0.0044
	G	0.0958	0.0001	0.0011	0.0055	0.0433	0.0001	0.0031
	σ	1.3208	0.0008	0.0008	0.0133	0.2785	0.0000	0.0041
	N	19	19	19	4	15	17	17
Водосбор р. Дай	A	0.0309	0.0005	0.0014	0.0105	0.0660	0.0001	0.0038
	G	0.0165	0.0001	–	0.0063	0.0440	0.0000	0.0020
	σ	0.0384	0.0009	0.0011	0.0080	0.0690	0.0000	0.0074
	N	18	18	18	8	10	16	16
Уезд Чодонь в целом	A	0.3398	0.0004	0.0013	0.0146	0.1069	0.0001	0.0040
	G	0.0430	0.0001	–	0.0072	0.0423	0.0000	0.0024
	σ	0.9614	0.0008	0.0009	0.0168	0.2163	0.0000	0.0057
	N	39	39	39	13	26	34	34
Сравнение данных по водосборам Бан Тхи и Дай	$t/t_{5\%}$	0.96	0.31	0.25	0.03	0.38	0.93	0.14
	$F/F_{5\%}$	446.33	0.45	0.67	0.47	4.29	0.48	1.16

Во внутригодовом изменении удельной электропроводности и общего содержания растворённых солей в подземных водах (по величине $\Sigma_{\text{ми}}$) статически значимые связи со средними значениями атмосферных осадков или номером гидрологического года не выявлены, что связано, предположительно, наложением двух разнонаправленных процессов: 1) увеличением времени взаимодействия воды и горных пород в «сухой» сезон;

2) усилением во время продолжительных дождей выноса веществ, ранее накопленных на поверхности водосборов и в водоносных отложениях.

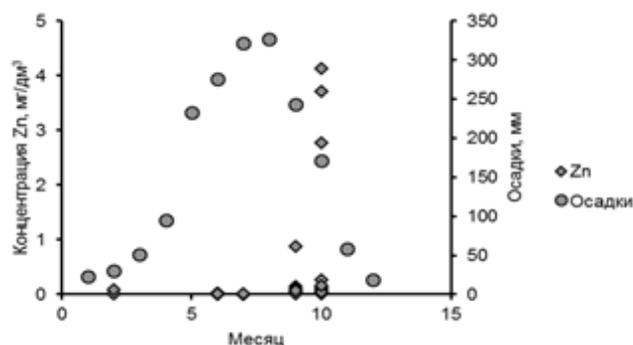


Рис. 1. Внутригодовое распределение концентраций Zn в подземных водах водосбора р. Бан Тхи за 2010–2015 г

3. Заключение

Подземные воды в уезде Чодонь провинции Баккан характеризуются в целом как пресные, гидрокарбонатные кальциевые, слабокислые или нейтральные. В ряде случаев они содержат Fe, Zn, Cd, Mn, As, Al, Si в количестве, заметно превышающем установленные в Российской Федерации и Вьетнаме нормативы хозяйственно-питьевого водопользования. Особенности пространственно-временных изменений химического состава подземных вод определяются геологическими условиями (месторождения и проявления свинцово-цинковых и, возможно, марганцевых руд с повышенными концентрациями попутных элементов), внутригодовым распределением атмосферного увлажнения (максимумы – в июле–августе), а также локальным загрязнением окружающей среды в населённых пунктах, вблизи действующих и закрытых горных предприятий. Наибольшие концентрации микроэлементов чаще всего отмечены в пределах водосбора р. Бан Тхи, перспективного с точки зрения проведения геолого-разведочных работ, а внутри года – в период дождей.

Литература

1. Дао Мань Тиен. Методология и особенности геохимической специализации гранитоидных формаций Северного Вьетнама: диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук: 04.00.08 Баку: Азербайджанский гос. ун-т, 1984. – 198 с.
2. До Ван Фи, Хоанг Минь, До Ван Ай. Первые результаты использования геохимического моделирования в исследовании свинцово-цинковой зоны на юге уезда Чодонь // Геология и минералы. – 2000. – № 7, С. 235–250. / на вьетнам. яз.
3. Нгуен Хонг Куанг, Тонг Тхи Тху Ха, Та Хунг Кыонг, Тхан Ван Кет, Фам Дык Чонг. Оценка текущего состояния окружающей среды в горнодобывающей промышленности в Северо-Восточной районе (Вьетнам). – Ханой: Институт геологических наук и минеральных ресурсов, 2011. – 118 с. / на вьетнам. яз.
4. Нгуен Мань Ха, Ву Тхань Хай, За Динь Тхай, Тханг Тхи Минь Хень. Ежегодный мониторинг окружающей среды в провинции Баккан. 2013–2014 гг. // Баккан: Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды провинции Баккан. JSC "Environment analyzing and technique", 2014. – 372 192с. / на вьетнам. яз.
5. Савичев О. Г., Колоколова О. В., Жуковская Е. А. Состав и равновесие донных отложений р. Томь с речными водами // Геоэкология. – 2003. – № 2. – С. 108–119.
6. Алёкин О.А. Основы гидрохимии. – Л.: Гидрометеиздат. 1970. – 444 с.

ОСОБЕННОСТИ НАКОПЛЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РТУТИ В ПОЧВАХ НА ТЕРРИТОРИИ РАЙОНОВ ТХАНЬЧИ И ТХЫОНГТИН Г. ХАНОЯ (ВЬЕТНАМ)

Нгуен Чунг Киен

Научный руководитель доцент Л.В. Жорняк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет», г. Томск, Россия

В XXI веке, вследствие интенсивного развития экономики и урбанизации, экологические вопросы стали весьма актуальными для больших городов, особенно для г. Ханоя (столица Вьетнама). Очень важная проблема – загрязнение почв. В почву загрязняющие вещества поступают с опасными отходами производств различных промышленных предприятий, а также с химическими удобрениями и пестицидами, используемыми в сельском хозяйстве. Загрязняющие вещества проникают в почву, ведут к нарушению ее структуры и снижению плодородия почв, отрицательно воздействуют на все экосистемы и на здоровье человека. Поэтому наблюдение и оценка состояния степени загрязнения почв на территории города очень важны.

Ханой – столица Вьетнама, а также культурный, политический и экономический центр страны, расположенный в нижнем течении реки Красная, на ее правом берегу. В настоящее время в пределах границ г. Ханоя находятся 12 городских районов, 17 сельских районов и 1 городок [6].

Одной из важных геоэкологических проблем г.Ханоя является ликвидация и дезактивация очагов загрязнения почв тяжелыми металлами: Pb, Cd, Hg, Zn, поступающими от автотранспорта и промышленных

предприятий в атмосферу, а затем в почву, а также от использования химических удобрений и пестицидов в сельском хозяйстве.

Загрязнение почвы ртутью может происходить при попадании в нее пестицидов, различных бытовых и промышленных отходов, например, люминесцентных ламп, элементов испорченных измерительных приборов и т.д. Ртуть также может поступать и в организм человека из загрязненной почвы. Если это происходит регулярно, то могут возникать тяжелые расстройства в работе различных органов организма человека, в том числе пострадает и нервная система. При ненадлежащем лечении отравления ртутью возможен летальный исход.

Цель данной работы – изучение особенностей накопления и пространственного распределения содержания ртути в почвах на территории районов Тханьчи и Тхьонгтин г. Ханоя (Вьетнам). Для достижения поставленной цели в августе 2015 г. были отобраны 77 проб почв (рис. 1). На территории районов Тханьчи и Тхьонгтин г. Ханоя расположено значительное количество промышленных парков с различными заводами по производству строительных материалов, стали, электроники, швейно-текстильных изделий, удобрений, а также металлургические производства и другие.

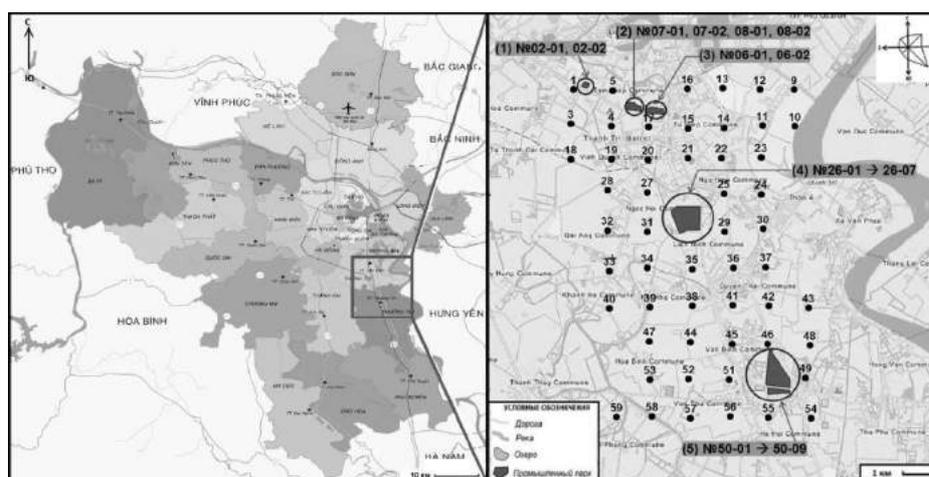


Рис. 1 Административная карта и схема расположения точек опробования почв на территории районов Тханьчи и Тхьонгтин г. Ханоя
(1) – Механический завод; (2) – Фосфатный завод «Вандиен»; (3) – Аккумуляторный завод «Вандиен»; (4) – Промышленный парк «Нгокхой»; (5) – Промышленный парк «Хабиньфьонг»

Содержание ртути в пробах почв определялось методом беспламенной атомной абсорбции на приборе «РА-915+» с пиролитической приставкой «ПИРО-915» с использованием пакета программ RA915P (ПНД Ф 16.1:2.23-2000) в учебно-научной лаборатории микроэлементного анализа кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ. Полученные результаты представлены в таблице.

Таблица

Содержание ртути в почвах на территории районов Тханьчи и Тхьонгтин г. Ханоя и других городов мира

Территория	Содержание ртути, нг/г (среднее±ошибка среднего)
Среднее содержание по всей выборке (77 проб)	59,1±3,9
Среднее содержание в промышленных зонах г. Ханоя (24 пробы)	73,5±8,7
(1) Механический завод (2 пробы)	93,2
(2) Фосфатный завод «Вандиен» (4 пробы)	49,1
(3) Аккумуляторный завод «Вандиен» (2 пробы)	94,1
(4) Промышленный парк «Нгокхой» (7 проб)	55,6±4,7
(5) Промышленный парк «Хабиньфьонг» (9 проб)	89,3±19
Среднее содержание в сельскохозяйственных зонах г. Ханоя (53 пробы)	57,9±3,7
Локальный фон (5 проб)	34,5±8,5
Среднее содержание по всей территории Вьетнама [7]	49
Г. Санкт-Петербург (Россия) [3]	182
Г. Томск (Россия) [2]	483,2
Г. Пекин (Китай) [5]	260
Г. Чикаго (США) [4]	190
Среднее содержание ртути в верхней части континентальной коры [1]	65
Геохимический кларк литосферы (по Виноградову В.П.)	83

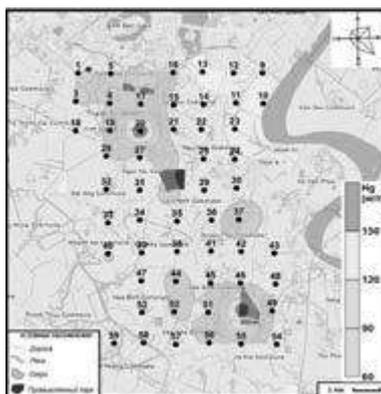


Рис. 2 Схема пространственного распределения содержания ртути в почвах на территории районов Тханьчи и Тхьонгтин г. Ханоя (нг/г)

Среднее содержание ртути в пробах по всей выборке составляет 59,1 нг/г. Содержание ртути в исследуемых пробах варьирует от 18,6 нг/г (проба № 33) до 190,1 нг/г (проба № 20), что может быть связано с применением пестицидов в сельском хозяйстве на данной территории.

Среднее содержание ртути в промышленных зонах г. Ханоя выше, чем среднее содержание по всей выборке и по всей территории Вьетнама. Сравнительный анализ содержания ртути в почве на территории г. Ханоя с геохимическим кларком ртути в литосфере (по Виноградову В.П.) показал, что содержания ртути в 9-ти пробах из 77-и имеют значения выше кларка (таблица). Превышения отмечаются в пробах № 02-02, № 06-01, № 20, № 37, № 50-01, № 50-02, № 50-04, № 50-09, № 55. Большинство из них отобраны в районах расположения действующих в настоящее время промышленных предприятий и промышленных парков: Механический завод, Фосфатный завод «Вандиен», Аккумуляторный завод «Вандиен», промышленный парк «Нгокхой» и «Хабиньфьонг».

На рисунке 2 представлена схема пространственного распределения содержания ртути в почвах исследуемой территории. Цветом на рисунке окрашены области повышенных, относительно среднего значения по всей выборке, содержания ртути в почвах.

Анализируя полученные результаты, можно отметить, что повышенные содержания Hg выявлены в почвах, отобранных в промышленных зонах и промышленном парке «Хабиньфьонг», что связано, вероятнее всего, с деятельностью данных производств.

Из 77 проб 53 пробы были отобраны по намеченной сети в сельскохозяйственных зонах, и среднее содержание ртути в данных пробах ниже, чем в промышленных зонах и всей выборке.

В таблице также представлены данные о содержании ртути в почвах на территории г. Ханой в сравнении с другими городами. Выявленный нами средний уровень накопления ртути в городских почвах ниже, чем в других городах [2, 3, 4, 5].

Таким образом в почвах исследуемой территории распределение содержания ртути неравномерное, но в целом уровень накопления ртути ниже, чем в городах Азии, Европы и США.

Литература

1. Григорьев Н.А. Распределение химических элементов верхней части континентальной коры. – Екатеринбург: УрО РАН, 2009. – 383 с.
2. Ляпина Е.Е. Экогеохимия ртути в природных средах Томского региона: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: спец. 25.00.36 / Е. Е. Ляпина; Российская академия наук (РАН), Сибирское отделение (СО), Институт мониторинга климатических и экологических систем (ИМКЭС); науч. рук. Е. А. Головацкая. – Томск, 2012. – 154 с.
3. Малов А.М., Александрова М.Л. Ртутное загрязнение грунта города Санкт-Петербурга, 2009 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.medline.ru/public/pdf/10_013.pdf.
4. Cannon, W.F.; Horton, J.D. Soil geochemical signature of urbanization and industrialization. – Chicago, Illinois, USA. Appl. Geochem, 2009, 24. – P. 1590–1601.
5. Chen, X.; Xia, X.; Wu, S.; Wang, F.; Guo, X. Mercury in urban soils with various types of land use in Beijing, China. Environ. Pollut, 2010, 158. – P. 48–54.
6. Ha Noi [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://en.wikipedia.org/wiki/Hanoi>
7. Zarcinas B.A., McLaughlin M.J., Pham Quang Ha and G. Cozens. Heavy Metal Research in Vietnam: an overview / CSIRO Land and Water, PMB No. 2, Glen Osmond, South Australia 5064, AUSTRALIA; National Institute for Soils and Fertilizers, Hanoi, VIETNAM, 2004 – 2 p.

ПРИМЕР КОНСТРУКЦИИ УНИВЕРСАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОЙ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Д.А. Нечаев

Научный руководитель доцент А.В. Шадрина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С увеличением объемов и расширением масштабов добычи, транспортировки, переработки и использования нефти и нефтепродуктов возрос и спектр проблем, связанных с загрязнением окружающей среды. По информации организации Greenpeace, потери нефтепродуктов при добыче и транспортировке в Российской Федерации составляют около 1%, а, например, по данным НП «Центр экологии ТЭК» – 3,5-4,5% [5]. Соответственно при текущем уровне добычи в 510 млн т в год потери составляют от 18 до 23 млн т ежегодно. В связи с этим стоит острый вопрос по созданию многофункциональных современных устройств, обеспечивающих быструю и качественную ликвидацию аварийного разлива нефтепродукта (ЛАРН). Нами была предложена функциональная модель (ФМ), позволяющая создавать конструкции установок, имеющих высокий уровень агрегативности и выполняющих основные функции при выполнении процесса ЛАРН (рис. 1).

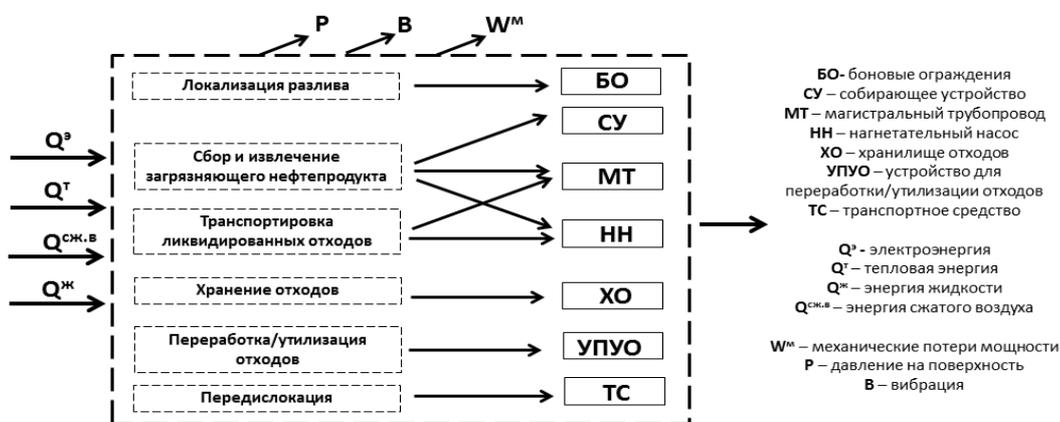


Рис. 1. Функциональная модель универсальной установки, предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов.

В данной работе приведен один из примеров создания универсальной установки, устройство которой полностью основано на ФМ [3]. Используя модель, нами были выделены основные функции, которые необходимо учитывать при построении конструкции оборудования для ликвидации разлива нефти:

1. Передислокация

При выполнении операций ЛАРН используют различные виды по перемещению используемых при ликвидации машин. Для перемещения машин, обеспечивающих сбор нефтепродукта с грунтовой поверхности, в основном применяют бульдозеры, экскаваторы, различные грузовые машины либо применяют ручной способ передвижения. Для машин, производящих сбор нефтепродукта с водной поверхности – различные плавающие устройства (катамараны, понтоны), специализированные суда (танкеры, ледоколы), не исключен и ручной способ передвижения устройства [7].

2. Сбор и извлечение загрязняющего нефтепродукта.

В настоящий момент при выполнении операции по сбору и извлечению загрязняющего нефтепродукта используется в основном механический способ. На грунтовой поверхности – это ручные щеточные олеофильные нефтесборщики, на водной поверхности - скиммеры с универсальной заборной установкой барабанного типа и модулем для сбора и откачки нефти [4]. Для эффективного использования данного оборудования применяют вакуумные установки, перекачивающие магистрали и емкости для хранения ликвидированного нефтепродукта [6].

3. Переработка/утилизация отходов.

После проведения операция по сбору нефтепродукта механическим способом производят распыление сорбента или водорастворимого средства для удаления тонкой нефтяной пленки и устранения и последующего биоразложения разливов нефти и нефтепродуктов на твердой и водной поверхности [5]. Данная операция обеспечивается использованием таких устройств, как распылители, различные изделия из сорбентов (боны, перфорированные сорбирующие полотна). Для сбора сорбента используют сборщики, которые представляют собой ручной бензиновый пылесос, соединенный с емкостью для сбора сорбента, различные отжимные устройства для бонн и полотен. Возможен ручной сбор при помощи скребков и совковых устройств [7]. Для выполнения функции «Транспортировка ликвидированных отходов» в основном используют различные виды перекачивающих магистралей, соединяющих конструкции оборудования с емкостями, используемые для

хранения нефтепродуктов. Выполнение функции «Хранение отходов» в основном выполняют резервуары (секционные, каркасные), поддоны и емкости из различных материалов [3].

Таким образом, если вышеперечисленные технические устройства включить в конструкцию установки, то она будет способна полностью выполнить все этапы работы по ликвидации нефтеразлива. Ниже представлен один из вариантов конструкции данного многофункционального оборудования (рис. 2).

Данная конструкция используется в стационарном режиме, когда она смонтирована на экскаваторе или судовом кране непосредственно к ковшу. Таким образом, достигается мобильность данного агрегата: ликвидация аварии происходит как на грунтовой, так и на водной поверхности. Заборное устройство барабанного, дискового или щеточного типа, используемое в конструкции устройства, позволяет выполнять операции ЛАРН как на водной, так и на грунтовой поверхности, что делает ее универсальной. Модулем для сбора и откачки нефти является непосредственно сам ковш и установленный в нем погружной насос. Следовательно, данная совокупность устройств, отвечающих за механический сбор нефтепродукта, имеет более простую конструкцию по сравнению с существующими, не уменьшая при этом эффективности выполнения операции. Также предлагается использовать установленный на наружной части ковша распылитель - систему из магистралей высокого давления, по которым перемещается сорбент, распылительных насадок, нагнетательного насоса и емкости для хранения сорбента (насос и емкость находятся вне рабочей области и ковша). Сбор отработанного сорбента предлагается выполнять заборным устройством со специальной насадкой и при помощи погружного насоса из внутренней части ковша перекачивать в соответствующую емкость. Таким образом, при использовании данной установки, возможно, производить как распределение, так и сбор сорбирующего вещества, т.е. агрегативность устройство значительно возрастает [3].



Рис. 2. Схема работы универсальной установки, предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов.

Используя приведенную в работе ФМ, возможно создание целого ряда конструкций установок для ликвидации нефтеразливов, которые будут обладать высоким уровнем агрегативности, высокой эффективностью и простотой сборки.

Литература

1. Крец В. Г. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие / В.Г. Крец, А. В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин; Томский политехнический университет. - Томск: Изд. ТПУ, 2013.- 376 с.
2. Луценко А.Н., Катин В.Д. Передвижная установка для очистки рабочих поверхностей от разливов нефтесодержащих жидкостей и сбора сыпучих мелкокусковых материалов: Пат. 104197 Российская Федерация: МПК E01P 1/08 (2006.01). Хабаровск, ДВГУПС. № 2010144258/21; заявл. 28.10.2010; опубл. 10.05.2011, Бюл. №13. 3 с.
3. Нечаев Д.А. Оценка технических средств нейтрализации аварийных разливов нефтепродуктов [Электронный ресурс] // ТВОРЧЕСТВО ЮНЫХ – ШАГ В УСПЕШНОЕ БУДУЩЕЕ Материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, 23-27 ноября 2015. – Томск: ТПУ, 2015 – С. 461-463. – Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/files/conferences/sbornik-korovin-VIII.pdf>
4. Пашаян, А.А. Проблемы очистки загрязненных нефтью вод и пути их решения / А.А. Пашаян, А.В. Нестеров // Экология и промышленность России - май 2008. - С.32 - 35. Продукция компании НД-ЭкоСистем [Электронный ресурс] // ndecosystems.ru - Режим доступа: <http://www.ndecosystems.ru/products/>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 20.10.2015).
5. Применение диспергентов для обработки нефтяных разливов [Электронный ресурс] // <http://www.itopf.com> - Режим доступа: <http://www.itopf.com/ru/knowledge-resources/documents-guides/document/-40b0e2bd77>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 02.02.2016).
6. Применение скиммеров при ликвидации разливов нефти [Электронный ресурс] // <http://www.itopf.com> - Режим доступа: <http://www.itopf.com/ru/knowledge-resources/documents-guides/document/05-primeneniye-skimmerov-pri-likvidacii-razlivov-nefti/>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 02.02.2016).

7. Продукция компании Lamor «Крупногабаритные нефтесборные системы» [Электронный ресурс] // <http://global.lamor.com> - Режим доступа: <http://global.lamor.com/ru/продукция>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 15.01.2016).

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ В РАЙОНАХ РАЗМЕЩЕНИЯ УГОЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ
А.Н.Николаенко

Научный руководитель доцент Н.А.Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Интерес к вопросам экологической безопасности в районах воздействия угольных предприятий проявляется в связи с тем, что при добыче угля в окружающую среду поступает большое количество загрязняющих веществ. По данным Департамента природных ресурсов и экологии, на территории Кемеровской области наибольшее загрязнение атмосферного воздуха отмечается в районах размещения угледобывающих предприятий. К одному из таких районов относится город Междуреченск. Угольные предприятия располагаются на правом и левом берегах р. Уса и р. Томь в 5 – 20 км от черты города. Здесь расположены шахты и угольные разрезы, которые находятся в непосредственной близости от городской черты. На угольных разрезах круглосуточно ведутся выемочно-погрузочные и буровые работы, а также 1 раз в неделю производятся массовые взрывы горных пород. При преобладании юго-западных ветров большая доля загрязняющих веществ, которые являются весьма токсичными и опасными для здоровья людей, достигает и осаждается на территории города [3].

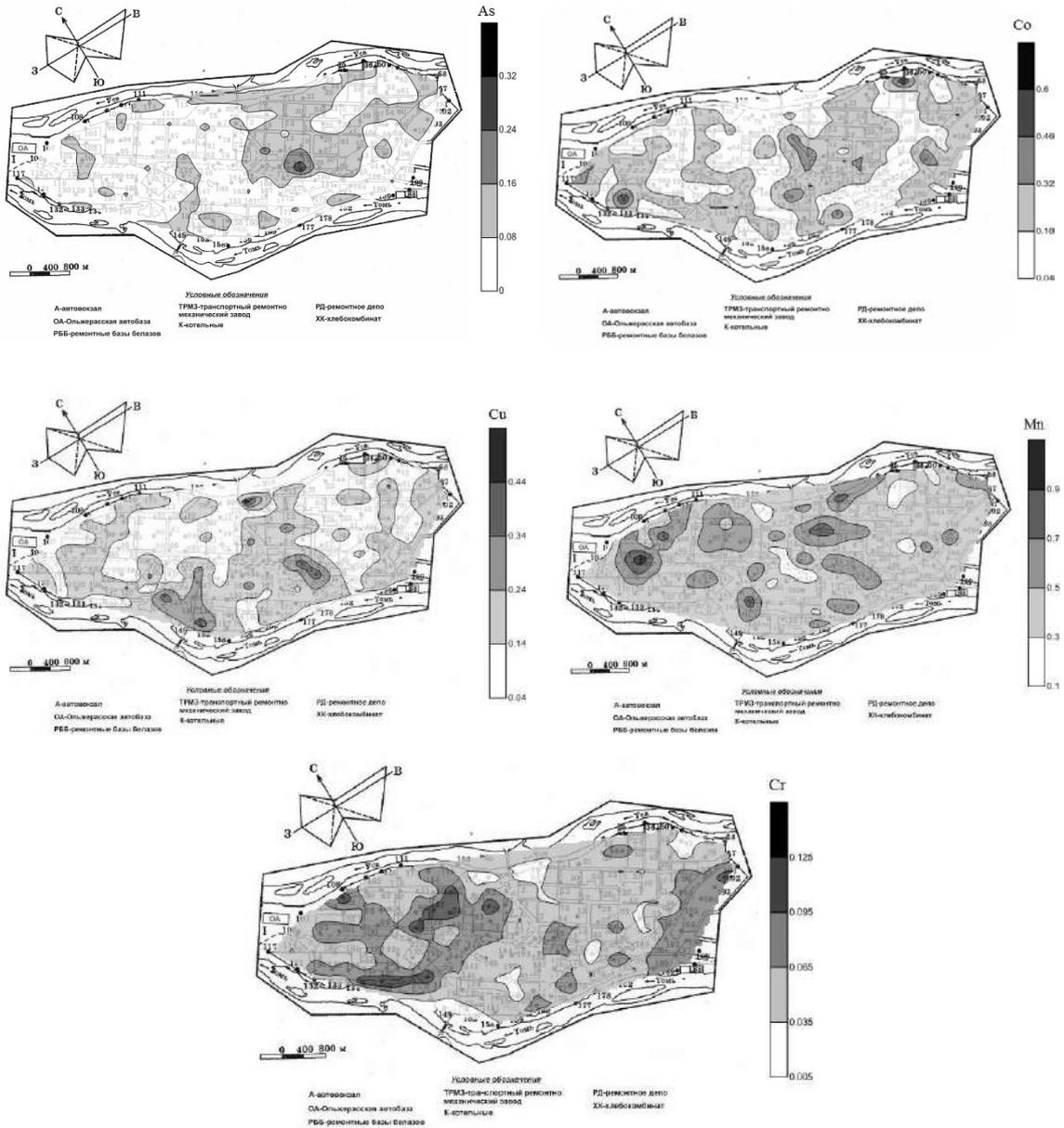


Рис. 1. Распределение коэффициента опасности на территории г. Междуреченска

Для оценки риска воздействия на здоровье населения на территории г. Междуреченска были проанализированы результаты геохимического исследования почв. Поверхностные слои почвы благодаря своей структуре накапливают опасные для здоровья человека загрязняющие вещества, в том числе и тяжелые металлы, которые могут представлять опасность для здоровья человека [1]. Исследования по выявлению взаимосвязи между загрязнением почв и здоровьем человека с применением методологии оценки риска выполнены для г. Томска с многопрофильным производством [2], городов с развитой черно-металлургической промышленностью [1], других регионов и территорий.

В качестве основного показателя риска воздействия на здоровье населения был рассчитан коэффициент опасности согласно методике, описанной в [3,2], для таких химических элементов, как хром, марганец, кобальт, медь, мышьяк. Данные элементы являются элементами примесей в углях Кузбасса, и имеют повышенные содержания [3]. Данные по распределению коэффициента опасности на территории г. Междуреченска приведены на рисунке 1.

Было выявлено, что, хотя и наблюдается территориальная неоднородность в распределении коэффициента опасности, по всем исследуемым химическим элементам (As, Co, Cu, Mn, Cr) коэффициент опасности соответствует низкому уровню риска. Такой коэффициент соответствует зоне условно приемлемого (допустимого) риска; именно на этом уровне установлено большинство зарубежных и рекомендуемых международными организациями гигиенических нормативов для населения в целом.

Результаты по заболеваемости детского населения в возрасте от 0 – 14 и 15 – 17 лет за 2013 и 2014 гг., по данным МБУЗ «Центральная городская больница» г. Междуреченска, приведены на рисунке 2.

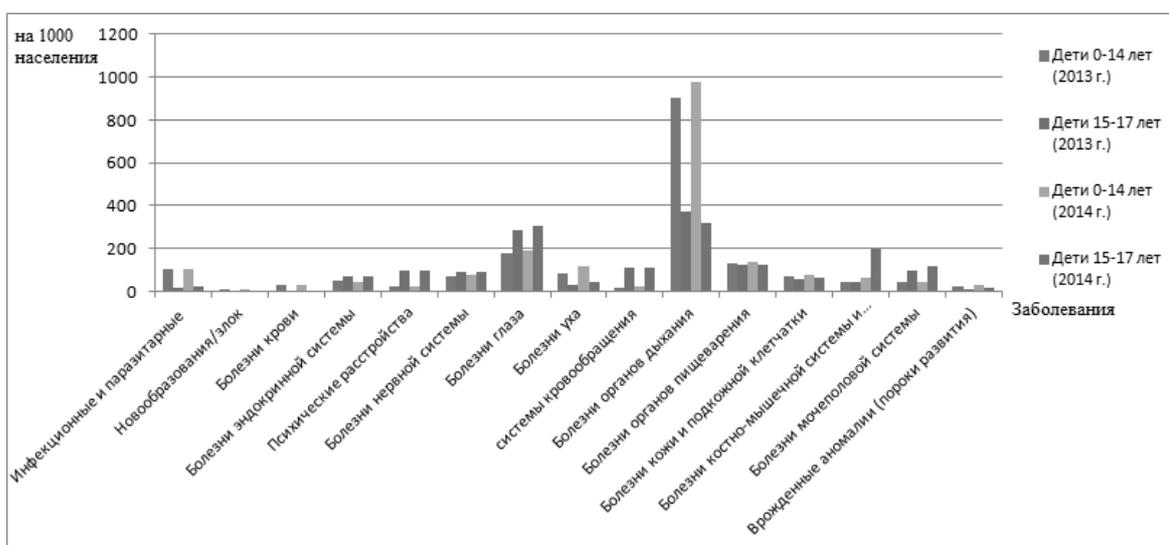


Рис. 2. Заболеваемость детского населения в возрасте от 0 – 14 и 15 – 17 лет (2013 и 2014 гг. на 1000 населения)

Как видно из рисунка 2, больше всего детей в возрасте от 0-14 и 15-17 лет имеют заболевания органов дыхания. Суровый климат, загрязнение атмосферы в результате работы промышленных предприятий, делают заболевания органов дыхания одной из самых важных социальных и медицинских проблем в городе и регионе.

Литература

1. Антипанова Н.А. Геохимическое загрязнение и канцерогенный риск здоровью экспонируемого населения центра черной металлургии // Современные проблемы науки и образования. — 2007. — №3. — С. 97–101
2. Осипова Н.А., Жорняк Л.В., Язиков Е.Г. Оценка токсического воздействия химического загрязнения почв урбанизированных территорий (на примере г.Томска) // Экология промышленного производства. — 2013. — № 3. — С. 2–10.
3. Тяжелые металлы в почвах в районах воздействия угольных предприятий и их влияние на здоровье населения [Электронный ресурс] / Н. А. Осипова [и др.] // Безопасность в техносфере : научный журнал. — 2015. — № 2 . — [С. 16-25]. — Заглавие с экрана.

БИОТЕХНОЛОГИЯ ЗАЩИТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОСНОВАННАЯ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ИММОБИЛИЗОВАННЫХ МИКРООРГАНИЗМОВ

А.А. Новоселова

Научный руководитель доцент А.Ю. Игнатова

Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Россия

Актуальной проблемой современности является загрязнение водоемов недостаточно очищенными сточными водами промышленных предприятий.

Для очистки сточных вод от различных химических загрязнений, часто используют биологическую очистку. В результате процессов биологической очистки сточные воды могут быть очищены от органических и неорганических примесей. Данные процессы осуществляет сообщество микроорганизмов, способных использовать в качестве питательных веществ различные химические соединения.

Цель работы – разработка и апробация экологически безопасного, эффективного и экономически выгодного способа очистки сточных вод промышленных предприятий.

Данная работа подразумевает использование биотехнологии, основанной на применении живых объектов-утилизаторов, для охраны окружающей среды. Технология основана на интенсификации деятельности микроорганизмов-деструкторов для очистки воды от органических веществ [1].

Нами используются прием биостимуляции в месте загрязнения, основанный на стимуляции роста биоценозов микроорганизмов, способных утилизировать химические загрязнения, путем создания благоприятных условий для интенсификации.

Эффективным приемом стимуляции микроорганизмов является их иммобилизация на различных носителях [2]. Иммобилизованные клетки обладают целым рядом преимуществ по сравнению с системами свободно суспендированных клеток. В частности, закрепление клеток микроорганизмов обуславливает лучшую защищенность клеток от воздействия отрицательных факторов, создает высокую концентрацию клеток в реакторе.

В качестве иммобилизаторов мы использовали отходы деревообрабатывающей промышленности и сельского хозяйства (опилки и соломенную резку), которые служат дополнительным источником питания для микроорганизмов и смягчают агрессивные условия среды.

В работе использовался активный ил и сточные воды очистных сооружений предприятия ОАО «Кокс» (г. Кемерово). Сточные воды, поступающие на очистные сооружения ОАО «Кокс», содержат фенол в концентрации 180-415 мг/л, смолистые вещества (36-125 мг/л), пиридин (30-135 мг/л), роданиды, аммиак, цианиды и др.

Активный ил был использован в качестве основы для создания микробиологического сообщества, обеспечивающего очистку сточных вод [3].

Опыты проводились на разработанной ранее лабораторной установке, которая представляет собой реактор проточного типа с циркуляцией.

Установка состоит из трех баков: приемного, бака биологической очистки и бака очищенной воды.

Сточную воду в объеме 10 л заливали в приемный бак из по распределительным трубкам она поступала в бак биологической очистки. В качестве иммобилизатора использовали солому или опилки, которые загружались в промежуток между верхней и нижней сеткой бака биологической очистки, т.е. использовалась одновременно как насадка для биофильтра. Солому и опилки перед загрузкой в экспериментальную установку вымачивали 1 сутки в активном иле, разбавленном водопроводной водой. Период процесса очистки составил 3 суток. Пробы на содержание фенола отбирались каждые сутки из бака очищенной воды. Был проведен анализ на общую численность микроорганизмов. Общую численность микроорганизмов определяли чашечным методом Коха. Пробы отбирали из бака биологической очистки, в котором находится насадочный материал с биопленкой. Результаты эксперимента представлены в табл. 1, 2.

Таблица 1

Численность микроорганизмов в сточной воде ОАО «Кокс» при внесении консорциума микроорганизмов, иммобилизованного на соломе

Исходная численность микроорганизмов в сточной воде	1 сутки	2 сутки	3 сутки
$1,5 \cdot 10^3$	$5,3 \cdot 10^5$	$2,2 \cdot 10^8$	$6,2 \cdot 10^{11}$

Таблица 2

Численность микроорганизмов в сточной воде ОАО «Кокс» при внесении консорциума микроорганизмов, иммобилизованного на опилках

Исходная численность микроорганизмов в сточной воде	1 сутки	2 сутки	3 сутки
$1,5 \cdot 10^3$	$3,3 \cdot 10^5$	$1,2 \cdot 10^9$	$8,2 \cdot 10^{10}$

В ходе эксперимента параллельно с микробиологическими исследованиями определяли концентрации фенола, ХПК и аммиака общего в сточной воде (табл. 3, 4, 5, 6).

Таблица 3

Динамика общего аммиака

	NH ₃ , мг/л		Степень очистки, %
	начальная	3 сутки	
Активный ил, иммобилизованный на соломе	550	50	91
Активный ил, иммобилизованный на опилках	640	80	87,5

Таблица 4

Динамика концентрации фенола (иммобилизатор солома)

Время отбора проб, сут.	Концентрация фенола, мг/л	Степень очистки, %
исходное	301±1,35	0
1 сутки	164±0,5	45,5
2 сутки	42±0,5	86,04
3 сутки	0,8±0,01	99,7

Таблица 5

Динамика концентрации фенола (иммобилизатор опилки)

Время отбора проб, сут.	Концентрация фенола, мг/л	Степень очистки, %
исходное	301±1,35	0
1 сутки	182±0,3	39,5
2 сутки	58±0,02	80,7
3 сутки	7±0,02	97,7

Таблица 6

Динамика ХПК

	ХПК, мгО ₂ /л		Степень очистки, %
	начальная	3 сутки	
Активный ил, иммобилизованный на соломе	2478	1072	56,74
Активный ил, иммобилизованный на опилках	2668	1244	53,37

Из данных таблиц видно, что с течением времени численность микроорганизмов увеличивается, что говорит об их хорошей адаптации к загрязненной среде. Интенсивное развитие микроорганизмов позволило за короткий срок получить высокую степень очистки сточной воды от фенола.

Вывод: исследования, приближенные к производственным условиям, показали эффективность очистки промышленных сточных вод от органических веществ с использованием экспериментальной установки проточного типа и микроорганизмов активного ила, иммобилизованных на растительных материалах.

Литература

1. Новоселова А.А. Применение естественных биокаталитических систем бактерий в практике очистки сточных вод / соавт. Лесина М.Л. // Материалы Международной молодежной конференции «Биокаталитические технологии и технологии возобновляемых ресурсов в интересах рационального природопользования». 10-12 сентября 2012 г. – Кемерово, КемТИПП – 2012 г. – С. 34-37.
2. Лесина М.Л., Новоселова А.А. Способ биологической очистки сточных вод химических производств / Материалы Международной молодежной конференции «Экология России и сопредельных территорий». – 20-22 июня 2012 г. – Кемерово, 2012. – С. 129-133.
3. Новоселова А.А. Биодеструкция ксенобиотиков промышленных сточных вод с использованием иммобилизаторов / соавт. Лесина М.Л. // Сборник материалов Инновационного конвента «Кузбасс: Образование. Наука. Инновации». – 5-6 декабря 2013 г. – Кемерово, 2013. – С. 138-143.

ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ РЕКИ ПШЕХА ДЛЯ РАЗВИТИЯ ФОРЕЛЕВОГО ХОЗЯЙСТВА

О.В. Омельченко

Научный руководитель профессор Т.А. Кондюрина

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И.Платова,
г. Новочеркасск, Россия

Важнейшая Государственная задача - больше качественных и хороших продуктов. Южные регионы полностью отвечают этой задаче. Обилие тепла, солнца, водных и земельных ресурсов вполне отвечают на все вопросы. Земли плодородны, водные акватории богаты рыбой. Одним из таких объектов является река Пшеха,

протекающая по территории Краснодарского края и Республики Адыгея, является левым притоком реки Белая. Относится к бассейну рек Белая, Кубань и бассейну Азовского моря.

Пшеха протекает с юга на север. Берет начало между вершинами гор Фишт и Пшехо-Су.

От истока реки вдоль русла расположены следующие населенные пункты:

В республике Адыгея-Майкопский район, с численность населения 449 171 человек.

В Краснодарском крае: Апшеронский район, с численностью населения 101 692 человек; Белореченский район, с численность населения 107 635 человек.

Вероятно, раньше река Пшеха впадала в Кубань самостоятельно, занимая от города Белореченск долину реки Белой. Но в связи с меандрированием Белая изменила свое русло и перехватила Пшеху в районе города Белореченск. Подтверждением этого предположения являются меандры между реками Белой и Лабой, протянувшиеся на расстоянии 3-5 км к северу от реки Белой с юго-востока на северо-запад.

Площадь водосбора реки 2090 км², а длина 147 км. Длина бассейна реки с юга на север равна 100 км при ширине в верхней части 35 км, в средней -25 км (город Нефтегорск) и в нижней -12 км (станция Пшехская).

Наибольшая ширина реки в 2,5 км ниже хутора Суревовский 180 м, а минимальная 15 м у станицы Ширванская. Глубины составляют 0,6-0,8 м, но местами у хутора Церковный и у станицы Самурская встречаются углубления до 5-6 метров. Скорость течения в межень 0,4-0,6 м/с. На участках реки с сильным уклоном, средний расход воды около 10-20 м³/сек, русло забито камнями.

Река принимает 17 притоков длиной более 10 км общей площадью 255 км², и 1631 приток с длиной менее 10 км, общей длиной 2727 км.

Наиболее крупные правые притоки реки: Абазинка, Матузка, Белужка. Наиболее крупные левые притоки реки: Тугупс, Пшехашха, Тугупс, Туха, Гольшка, Хахопсе.

Коэффициент густоты речной сети для всего бассейна реки Пшеха равен 1,54 км/км². Для бассейна реки Пшеха до города Апшеронск в районе без низких куэст, где река имеет наиболее развитую гидрографическую сеть, коэффициент густоты речной сети составляет 1,80 км/км². В полосе низких куэст (Пастбищный и Лесистый хребты) он равен 0,70 км/км².

В верхнем и среднем течениях река Пшеха – типичная горная река с быстрым течением. В низовье русло расширяется и течение замедляет свой ход. Питание реки смешанное, состоит из атмосферных осадков (снег, дождь), ледников и грунтовых вод.

Первый лед на реке появляется с конца ноября по декабрь. Лед у берегов держится до начала ледостава. Его толщина в разные годы составляет 10-20 см. В целом река может покрываться льдом в конце декабря – начале января. Толщина слоя льда может достигать 35 см.

Неблагоприятные экологические ситуации на реке возникают в результате загрязнения их различными отходами хозяйственной деятельности. Верховья реки мало загрязнены. Химический состав воды в значительной степени определяется влиянием маломинерализованных притоков реки.

Ниже по течению, где водная экосистема подвергается воздействию сбросов сточных вод промышленных предприятий, населенных пунктов, оросительных систем, уровень загрязнения растет. Особенно загрязнена вода Пшехи в районе сточных вод промышленных городов от Майкопа до Белореченска.

Ихтиофауна Пшехи весьма разнообразна, из видов рыб в ней обитают: форель, усач, чернопуз, окунь, сом, красноперка, плотва. Ее основу составляли усач, красноперка и чернопуз.

По показателям цветности вода реки Пшеха отличается чистотой и прозрачностью. Акватория реки является весьма перспективной для развития форелевого хозяйства. Наибольший интерес для использования в рыбо хозяйственных целях представляют верховья реки.

Таблица

Требования к качеству воды для форелевых хозяйств (ОСТ 15.372-87)

Показатели	Норма
Водородный показатель, рН	7-8
Кислород растворенный	до 10-11
Сероводород, мг/л	отсутствие
Аммиак, мг/л	до 0,07
Нитраты, мг/л	до 1,0
Фосфаты, мг/л	до 0,3
Железо общее, мг/л	до 0,5
Жесткость, мг-экв/л	3,0-7,0
Минерализация, мг/л	1000
Нефтепродукты, мг/л	0,05

Форель населяет преимущественно лесные участки рек, потому что в них сочетается наиболее полный комплекс ее жизненных условий: большая прозрачность, сравнительно уравновешенный гидрологический, благоприятные температурный и кислородный режимы, обилие корма и другие факторы, возникшие как результат благотворного влияния леса.

Бассейн реки Пшеха расположен в умеренно-теплом климате, сложен из устойчивых пород докембрия, палеозоя и триаса. Эти условия влияют на формирование температурного режима реки. Среднемесячная температура воды в течение года изменяется от 0,7-2,2°C в январе до 12,6-22,2°C в августе. При этом более высокие температуры отмечаются в нижнем течении. Минимальная температура воды в реке наблюдается в январе - 3 ° С.

Содержания растворенного в воде кислорода в зависимости от сезона колеблется в пределах 6,8 - 13,7 мг/л. Содержания углекислого газа в воде не превышает нормативных величин 5-7 мг/л. Годовой режим воды в пределах рыбоводных норм.

При анализе гидрохимического режима водоема для форелевых хозяйств учитываются требования к химическому составу воды, установленные отраслевым стандартом ОСТ 15.372-87.

Активная реакция среды (рН) для радужной форели должна быть нейтральной или слабощелочной (рН 7-8). Кислая среда негативно действует на молодь.

В щелочной среде наблюдается гибель рыбы. В кислой среде с рН < 5 форель не может нормально размножаться. Содержание углекислоты в водоеме для выращивания радужной форели не должно превышать 10 мг/л.

Содержание нитритов - продуктов промежуточного обмена, которые уменьшают темп роста и выживаемость рыб, не должно превышать 0,08 мг/л. Увеличение концентрации нитритов до 0,5 мг/л приводит к гибели рыбы. Допустимая концентрация хлоридов в пресноводных водоемах, где проводится выращивание радужной форели - 20 мг/л.

Для выращивания форели рентабельно использовать садки так, как садковое рыбоводство имеет свои преимущества по сравнению с классическим.

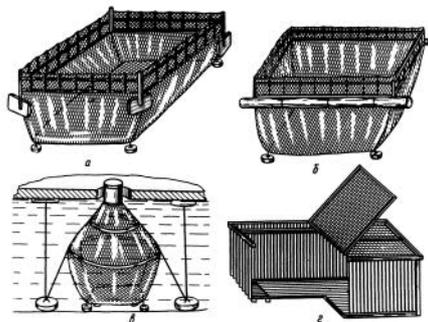


Рис. Садки для выращивания форели.

а-нагульный; б- мальковый ; в-зимовальных с «фонарем» (конструкция ВНИИПРХ); г-садок из деревянных реек (конструкция ГосНИОРХ)

Одно из них заключается в том, что садковые хозяйства могут располагаться непосредственно в водоемах, в том числе комплексного назначения и занимать только часть их, что позволяет использовать водные ресурсы не только для рыбоводства, но и для других отраслей. Другим преимуществом является то, что для садковых хозяйств не требуется изъятия значительных площадей земли из сельскохозяйственного оборота, как для прудовых хозяйств. Садки располагают в самом водоеме, а на берегу строят только вспомогательные сооружения: склады, жилые дома и т. д.

Форель типичная холодноводная рыба прохладных быстрых горных и ключевых рек и ручьев с чистой, насыщенной кислородом водой и песчано-галечным дном. Более перспективными для разведения будут два вида форели - радужная и ручьевая. Именно эти виды разводятся в большинстве хозяйств, так как считаются наиболее продуктивными, неприхотливыми и приемлемыми по вкусовым качествам среди всех форелевых.

Литература

1. Александров С.Н. Садковое рыбоводство. - М.: АСТ, 2005. - 270с.
2. Крюков В.И., Зарубин А.В. Рыбоводство. Садковое выращивание форели в Центральной России. Учебное пособие для сельскохозяйственных вузов - 2011
3. Панов В.Д., Река Кубань: гидрография и режим стока. Санкт-Петербург ГИДРОМЕТЕОИЗДАТ 2005г. Лурье П.М. , 500с.

**ОЦЕНКА ВАЛОВОГО СОДЕРЖАНИЯ РТУТИ В ЛИСТЬЯХ ТОПОЛЯ НА ТЕРРИТОРИИ
Г. НОВОКУЗНЕЦКА**

В.В. Осипова

Научный руководитель доцент Д.В. Юсупов, ст. преподаватель Е.Е. Ляпина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ртуть является одним из самых токсичных металлов, загрязняющих окружающую среду. Практически во всех странах она входит в «чёрные списки» химических веществ, подлежащих особому экологическому и гигиеническому контролю. Ртутьсодержащие отходы по степени токсичности относятся к I классу опасности. Ртуть и ее соединения способны накапливаться в организме человека, нанося непоправимый вред здоровью: поражаются нервная система, печень, почки, желудочно-кишечный тракт.

Общее количество ртути, мобилизованной в качестве естественной примеси, связана с углем, нефтью и рудными концентратами цветных металлов. Основными источниками атмосферных выбросов ртути являются установки по сжиганию угля и нефтепродуктов, а также предприятия цветной металлургии. Среднее содержание ртути в углях Кузнецкого бассейна – основного поставщика товарных углей в России, составляет – 0,09 г/т [3].

Новокузнецк является одним из крупнейших металлургических и угледобывающих центров страны. Это первый по количеству жителей (более 550 тыс. человек) и первый по площади (424 км²) город Кемеровской области [2]. Город является центром Новокузнецкой (Кузбасской) агломерации, население которой насчитывает более 1,3 млн. человек. Она является 12-й по величине в стране. Промышленность города имеет ярко выраженную специализацию и представлена чёрной (ОАО «ЕВРАЗ Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат» (ЗСМК), ОАО «Кузнецкие ферросплавы») и цветной металлургией (ОАО «РУСАЛ Новокузнецкий алюминиевый завод»); угольной промышленностью (шахты, разрезы), машиностроением, строительством и теплоэнергетикой (Центральная, Западно-Сибирская и Кузнецкая ТЭЦ).

Экологическая обстановка в Новокузнецке официальными ведомствами оценивается как напряженная. Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха проводятся на восьми стационарных постах лабораторией Государственной службы наблюдений за состоянием окружающей среды. Анализ проб проводится в лаборатории Гидрометеорологической обсерватории [2]. В 2013-2014 годах Новокузнецк входил в перечень городов России с наибольшим уровнем загрязнения атмосферного воздуха по таким показателям как сажа, взвешенные вещества, диоксид азота, фторид водорода, оксид углерода, формальдегид и бенз (а) пирен [1,4].

Цель исследования – оценка валового содержания ртути и ее распределение на территории г.Новокузнецка по данным изучения листьев тополя.

Объектом исследования служила листва тополя черного (*Populus nigra L.*). Тополь черный достигает 30-35 м высоты и 1-2 м в диаметре ствола. Он отличается от других древесных растений быстрым ростом и более частым использованием для озеленения городских территорий в умеренном поясе. Тополь – это эффективный воздушный фильтр. Благодаря особому устройству поверхности листовой пластины (клейкая поверхность и расположение устьиц на обеих сторонах листовой пластинки), он является природным геохимическим планшетом для пылеаэрозолей и отражает кратковременный сезонный (летний) накопительный эффект [5].

В сентябре 2015 года на территории г. Новокузнецка по равномерной сети 2 × 2 км отобраны 33 пробы листьев тополя чёрного. Листья отбиралась в крафт-пакеты методом средней пробы с примерно одновозрастных деревьев на высоте 1,5 – 2 м от поверхности земли. Подготовка проб листвы к анализу включала высушивание до воздушно-сухого состояния при комнатной температуре, измельчение и перемешивание для достижения наибольшей однородности материала, взятие навески для анализа.

Анализ проводился атомно-абсорбционным методом на установке «РА-915М» с приставкой «ПИРО-915+» в лаборатории микроэлементного анализа на кафедре геоэкологии и геохимии ИПР ТПУ. Прибор предназначен для прямого определения ртути в жидких и твердых образцах различного состава. Низкие пределы обнаружения ртути на уровне единиц нг/г позволяют проводить анализ вещества с достаточно низким содержанием ртути, в том числе анализировать фоновые пробы условно чистых территорий и продукты питания.

Двухсекционный атомизатор "ПИРО-915+" состоит из испарителя, в котором происходит испарение жидких и пиролиз твердых проб, и реактора, в котором происходит каталитическая деструкция соединений матрицы пробы. Результат анализа выводится на компьютер. Измерение одной пробы проводили минимум два раза для того, чтобы исключить погрешность. Если разброс значений составлял более 12%, то производили повторные измерения до значений погрешности ниже допустимого порога. Для контроля измерений ртути в сухой массе листьев тополя на данной установке использовали стандартный образец «лист березы» (ГСО 8923-2007, СО КООМЕТ 0067-2008-RU), который подходит для изучения различных растительных материалов.

Результаты анализа статистически обработаны и представлены в таблице.

Таблица

Статистические параметры содержания ртути (нг/г) в сухой массе листьев тополя г. Новокузнецка

Показатель	Значение	Показатель	Значение
Среднее	26,7± 1,6	Стандартное отклонение	9,3
Минимум	7,9	Экссесс	0,5
Максимум	49,0	Асимметрия	0,7
Медиана	24,4	Коэффициент вариации, %	35

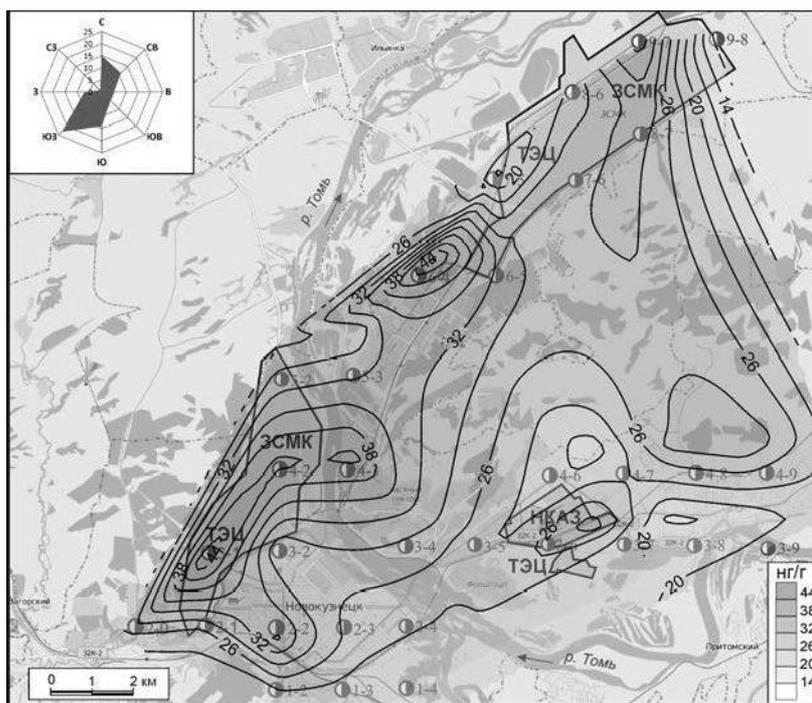


Рис. Изоконцентрации ртути на территории г. Новокузнецка по данным опробования листьев тополя

Анализ данных таблицы позволяет выделить особенности в распределении ртути. Среднее содержание ртути в сухом веществе листьев тополя на территории г. Новокузнецка (26,7 нг/г) сопоставимо с содержанием ртути в стандартном образце состава листьев тополя (GSV-3) зарубежного выпуска (Institute of Geophysical and Geochemical Exploration (КНР)) – 26,0 нг/г. Максимальное содержание ртути в выборке превышает данное значение в 1,9 раза. По значению коэффициента вариации для ртути характерна однородная выборка (< 50%).

Карта-схема пространственного распределения концентраций валовой ртути на территории г. Новокузнецка, построенная с помощью программ SURFER 10 и COREL DRAW 16, представлена на рисунке. Выявлены четыре значимых ореола валовой ртути, превышающих среднее значение в 1,5-2 раза. Самый крупный по площади и высококонтрастный ореол с изоконцентрациями 38-48 нг/г локализован в Центральном районе города и приурочен к промышленным зонам Центральной ТЭЦ и Metallургического комбината (площадке рельсового проката ЗСМК). Два других локальных ореола с изоконцентрациями 38-44 нг/г сосредоточены в Заводском районе (в северо-восточной части города) и отвечают промышленной зоне ЗСМК, включая Западно-Сибирскую ТЭЦ. Четвёртый, менее контрастный ореол с изоконцентрацией 32 нг/г находится в Кузнецком районе (в восточной части города) в пределах зон влияния Кузнецкой ТЭЦ, алюминиевого и ферросплавного заводов. На конфигурацию ореолов оказывает влияние преобладающее направление юго-западных ветров (см. рис.).

Таким образом, установлено, что выявленные ореолы валовой ртути локализуются в промышленных зонах города. Ртуть, содержащаяся в листьях тополя, является одним из геохимических индикаторов промышленной специализации территории г. Новокузнецка. До конца не ясен вопрос об источниках выбросов валовой ртути в пределах промышленных зон города. Каков отдельный вклад ТЭЦ, заводов черной и цветной металлургии в суммарную эмиссию ртути в окружающую среду города Новокузнецка?

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке РФФ №15-17-1001

Литература

1. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2014 г.». – М.: МПР РФ, 2011. – 571 с.
2. Доклад о состоянии окружающей среды города Новокузнецка за 2014 год / Комитет охраны окружающей среды и природных ресурсов администрации города Новокузнецка. – Новокузнецк, 2015. – 87 с.
3. Оценка поступлений ртути в окружающую среду с территории Российской Федерации (АСАР) / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, Датское агентство по охране окружающей среды. – Копенгаген, 2005. – 312 с.
4. Экологический мониторинг: Доклад о состоянии и охране окружающей среды Кемеровской области в 2013 году / Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Кемеровской области. – Кемерово, 2014. – 278 с.
5. Язиков Е.Г., Барановская Н.В., Игнатова Т.Н. Эколого-геохимическая оценка территории района города по данным биогеохимической съемки. Методические указания по выполнению лабораторной работы. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 32 с.

**ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ РОЛЬ ПЕТРОМАГНИТНЫХ СВОЙСТВ ПОЧВ НАД
ПОДЗЕМНЫМИ ХРАНИЛИЩАМИ ГАЗА**

И.С. Пальцев, А.И. Добролюбов, М.В. Решетников

Научный руководитель доцент М.В. Решетников

*Саратовский национальный исследовательский государственный университет
имени Н.Г. Чернышевского, г.Саратов, Россия*

В работе представлены результаты исследования петромагнитных свойств почвенного покрова над Степновским подземным хранилищем природного газа, расположенного в Саратовской области. Работы проводились с целью уточнения возможности применения результатов петромагнитных исследований при оценке трансформации почвенного покрова над подземными хранилищами газа.

Территория горного отвода Степновского подземного хранилища газа расположена в Советском районе Саратовской области, в 6,5 км северо-восточнее поселка Степное. Поверхность территории выровненная с абсолютными отметками 70,5-72,5 м. Площадь горного отвода составляет 908 га. Размеры его с запада на восток – 6,25 км, с юга на север – 2,7-3,7 км.

В современном структурном плане Степновское поднятие по живецким отложениям среднего девона представляет собой ассиметричную брахиантиклиналь с относительно крутыми углами падения (до 30 на крыльях). Свод поднятия осложнен тремя отдельными вершинами с разными гипсометрическими отметками (западная, восточная и северо-восточная). Девонские отложения Степновской структуры нарушены серией сбросов, разбивающих ее на отдельные блоки, которые разделены между собой крупными тектоническими нарушениями субширотного и субмеридионального направлений с амплитудами от 20 до 80 м.

К Степновской структуре приурочено газонефтяное месторождение, которое активно разрабатывалось на протяжении многих лет. Основными продуктивными пластами месторождения являлись отложения воробьевского (D_{2V+VI}) и ардаговского горизонтов (D_{2IVa} и D_{2IV6}), а покрывкой служили породы муллинского горизонта.

Газовые залежи пластов D_{2V+VI} и D_{2IV6} к 1973 году были разработаны и с этого времени данные пласты используются в качестве объектов закачки и хранения газа. С 1986 года, после выработки нефтяной оторочки и газовой шапки пласта D_{2IVa} , последний так же используется для закачки газа, совместно с пластом D_{2IV6} . Все пласты, эксплуатируемые ПХГ, объединены единым внешним контуром газоносности. Внутренние контуры газоносности приурочены к трем куполообразным вершинам структуры. Глубины залегания пластов, используемых под ПХГ, составляют 2000 и более метров.

Рассматриваемая территория расположена в зоне типчаково-ковыльных степей и в соответствии с природно-климатическими факторами почвообразования относится к Заволжской сухостепной провинции каштановых и темно-каштановых почв. Почвообразующими породами являются аллювиальные суглинки среднего плейстоцена. Почвенный покров неоднороден: преобладают, в основном, каштановые почвы, с локальными участками темно-каштановых карбонатных и солонцеватых почв. Часто эти почвенные типы образуют различные сочетания и комплексы. Засушливость климата определяет слабую выщелоченность из почв карбонатов и близкое залегание к поверхности карбонатных и гипсовых горизонтов. Нижние горизонты почв часто засолены.

Всего на территории горного отвода отобрана 51 проба почв. Местоположение точек опробования выбиралось с условием наибольшей их удаленности от элементов техногенной инфраструктуры. Все образцы отбирались согласно действующим нормативам. Аналитические исследования состояли в определении активности ионов водорода (рН) и окислительно-восстановительного потенциала (Eh), гранулометрического состава с использованием ситового метода.

Петромагнитные исследования проводились в два этапа. Во время полевого этапа при помощи портативных измерителей магнитной восприимчивости КТ-6 и КТ-10 проводились полевые замеры. В лабораторных условиях выполнены, при помощи капабриджа KLY-2, измерения магнитной восприимчивости естественных образцов, а также выделенных гранулометрических фракций.

По результатам измерения физико-химических параметров почв установлено, что в отобранных образцах рН изменяется в пределах от 6,41 до 8,27, а Eh от -49,1 до 50,1 мВ. Широкое варьирование исследуемых параметров указывает на неоднородность почвенного покрова и процессов, протекающих в нем.

По результатам определения гранулометрического состава установлено, что большинство исследуемых образцов (85%) отличается тяжелым механическим составом, что в свою очередь потенциально может способствовать процессу педогенеза магнитных минералов.

Полевые исследования показали, что значения магнитной восприимчивости почв на территории горного отвода изменяются в широком пределе от 17,2 до $96,9 \times 10^{-5}$ ед. СИ, при среднем значении в $52,0 \times 10^{-5}$ ед. СИ. В целом, магнитная восприимчивость в пределах исследуемой территории соответствуют значениям, характерным для каштановых почв.

Площадное распределение величин магнитной восприимчивости почв подчиняется заметной дифференциации. Вся западная часть территории образована полем значений от 40 до 50×10^{-5} ед. СИ. На этом фоне отчетливо выделяются две зоны почв с пониженными значениями магнитной восприимчивости ($17-35 \times 10^{-5}$ ед. СИ), имеющими субмеридиональные контуры. Пространственно и структурно, по кровле ардаговского горизонта, они приурочены к западному и восточному крыльям западной вершины.

В восточной части территории горного отвода картина распределения значений магнитной восприимчивости почв более сложная. Здесь, на общем фоне значений от 40 до 60×10^{-5} ед. СИ, наблюдается небольшая по площади, изометричная по форме, зона почв с пониженными значениями магнитной восприимчивости ($30-40 \times 10^{-5}$ ед. СИ), которая приурочена к южной периклинали северо-восточной вершины.

Вместе с тем, в этой части горного отвода выделяются две изолированные зоны повышенных значений МВ почв (от 60 до 100×10^{-5} ед. СИ). Одна из них приурочена к северному крылу восточной вершины, вторая прослеживается на восточной периклинали северо-восточной вершины.

Зональная картина расположения ореолов пониженной и повышенной магнитности почв имеет тенденцию пространственной сопряженности с контурами газоносности по девонским пластам D_{2V+VI} , D_{2IVa} и D_{2IVb} . Так, зона пониженных значений магнитной восприимчивости на западном крыле западной вершины совпадает с положением текущего внешнего контура газоносности хранилища. Площадная зона повышенных значений магнитной восприимчивости почв, привязанная к восточному крылу северо-восточной вершины, трассирует восточную часть текущего внешнего контура газоносности хранилища.

Дополнительно авторы предприняли попытку анализа значений магнитной восприимчивости разных фракций почв. В целом, анализ приведенных данных свидетельствует о том, что в различных фракциях значения магнитной восприимчивости находятся приблизительно на одном и том же уровне. Таким образом, можно прийти к выводу, что исследуемые почвы не подвергаются высокой степени приземной техногенной трансформации, а процессы, которые в них протекают, соответствуют природным.

В пространственном распределении магнитной восприимчивости разных фракций почв можно выявить следующие закономерности. Обрамление зонами пониженной магнитной восприимчивости западной вершины структуры прослеживается в той или иной степени для фракций 0.5-0.25 мм, 0.1-0.05 мм, менее 0.05 мм.

Иначе для этой части территории ведет себя магнитная восприимчивость фракции 0.25-0.1 мм, которая образует обширную зону пониженных значений в пределах всей западной вершины и ее крыльев и охватывает большую площадь внутри западной части текущего внешнего контура газоносности хранилища.

Для восточной части горного отвода пространственно устойчиво сохраняется наличие зоны контрастно повышенных значений магнитной восприимчивости для всех фракций почв, которой свойственны изменения номинальных градаций значений магнитной восприимчивости и границ для разных фракций.

Выводы.

Таким образом, установлено, что магнитная восприимчивость почвенного покрова территории Степновского подземного хранилища газа обнаруживает достаточно широкие вариации своих значений по площади горного отвода, как в образцах, так и в их гранулометрических фракциях. Эти вариации позволяют группировать пробы почв в пространственные зоны повышенных и пониженных значений магнитной восприимчивости. Магнитная зональность обнаруживает приуроченность или к особенностям геолого-структурного плана хранилища по девонским отложениям, или к пространственным границам контуров текущей газоносности.

Авторы предполагают, что подобное поведение магнитной восприимчивости почв на территории Степновского подземного хранилища газа обусловлено активными геохимическими (биогеохимическими?) процессами, мобилизующими минеральную матрицу почв к процессам образования аутигенного комплекса железистых минералов. Определенное значение при этом могут играть эманационные потоки метана из геологических толщ, используемых для закачки и подземного хранения газа. Косвенными критериями подобных процессов служат факты загрязнения грунтовых вод территории горного отвода хранилища газовой составляющей (метан, этан, этен). Исследованию магнито-минералогических особенностей исследуемых почв авторы посвящают следующий этап работы.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (проект № 1757) и гранта Президента РФ для поддержки молодых российских ученых (проект МК-5424.2015.5).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АУДИТОРИЙ ПОД ОТКРЫТЫМ НЕБОМ В ПРОЦЕССЕ ВУЗОВСКОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Р.Ю. Парыгина

Научный руководитель доцент Е.Е. Барабашева

Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

Туризм, краеведение и музееведение в системе образования России являются традиционным и эффективным средством обучения и воспитания детей и молодежи. Ежегодно разрабатываются специальные методики использования экскурсий, путешествий, систематических краеведческих наблюдений и исследований для расширения кругозора, освоения разносторонних практических навыков, воспитания нравственности и любви к родному краю.

Забайкальский край является исключительной природной провинцией, в виду того, что сочетает в себе уголки природы различных климатических и эколого-географических зон. Здесь присутствует удивительное сочетание ландшафтов – от высокогорных ледников и тундр до жарких степей и пустынь. Помочь лучше узнать свой родной край, глубже понять особенности его природы, принять участие в созидательной деятельности, развить свои индивидуальные способности - в этом заключается основной смысл использования аудиторий под открытым небом. Во время экскурсий предоставляется возможность получить и развить разнообразные практические навыки самоорганизации, самоуправления, общественной активности, дисциплины, преодоления препятствий, обеспечения безопасности, что в конечном итоге и является комплексным средством обучения и воспитания.

Основными задачами использования аудиторий под открытым небом являются изучение и охрана природного наследия, воспитание экологической культуры, чувства ответственности за состояние окружающей среды и стремления к конкретной деятельности по ее охране и воспроизведению, развитие исследовательской деятельности обучающихся в области геологии.

Используемые при этом тематические программы позволяют преподавателям выбрать для реализации практически любую тему. Осуществление этих программ приводит к получению конкретных результатов как на индивидуальном уровне (удовлетворение интересов, расширение и закрепление знаний и практических навыков, овладение исследовательскими методами, моральная и физическая закалка, профессиональная ориентация), так и общественном (изучение вузовских программ в сфере учреждений).

Рекомендуемыми итогами работы при этом могут являться формирование музейных коллекций, организация музеев и выставок, участие в мероприятиях по уборке и восстановлению природных памятников, установление охранных знаков, проведение научных конференций.

Разработкой тематических программ для студенческих экскурсий, выделением и охраной геологических памятников, а также изданием различного рода публикаций занимаются участники Геологической научной школы ЗабГУ.

Геологические памятники природы являются специфическими объектами природного наследия, которые, по сути, и создают музеи под открытым небом, представляют большую научную, познавательную и образовательную ценность.

Объекты природного наследия представлены причудливыми выходами горных пород, редкими минералами и их ассоциациями, структурами земной коры, пещерами и другими объектами, в которых в концентрированном виде запечатлена «каменная летопись» Земли, зафиксированы свидетельства геологических процессов в истории нашей планеты от современности до ретроспективы на миллионы и миллиарды лет.

Эти памятники являются уникальной фактографической базой для обоснования различных теорий и гипотез о происхождении Земли, ее твердой оболочки, внутреннего строения, формирования материков и океанов, о космическом взаимодействии и взаимосвязях Земли и других небесных тел Солнечной системы.

В окрестностях города Чита и близлежащих административных районах установлены многочисленные объекты природного наследия, которые одновременно являются и геологическими аудиториями под открытым небом. Они необходимы как для проведения школьных уроков географии, практических занятий и практик студентов ЗабГУ по общей геологии, стратиграфии, минералогии, петрографии, палеонтологии, геоморфологии, так и подготовки гидов по туризму.

В настоящее время наиболее известными среди забайкальцев считаются первая петрографическая аудитория Титовская сопка, стратиграфические и палеонтологические аудитории Черновские Копи, Тургинские сланцы, Белая гора, озеро Ножий, минералогическая и петрографическая аудитория Каменка, геоморфологические и петрографические аудитории Дворцы, Чертов Пик, Адун-Челон, пещеры Хэтэй, Соктуйские пещеры, Шилкинские пещеры, гидрогеологическая аудитория минеральный источник Молоковка, космогенная аудитория Будуланская впадина и др.

К сожалению, в Забайкальском крае ситуация с геологическими памятниками природы далеко не идеальна. Редчайшие объекты уничтожаются по вине человека, что совершенно недопустимо. Если представители биоты имеют возможность частичного или полного восстановления популяций, то памятники неживой природы невосстановимы.

Уникальные геологические обнажения иногда превращаются в карьеры, что сейчас происходит с палеонтологическими аудиториями Черновские Копи и Малая Кулинда (Газимурозаводский район). Совершенно не должным образом поставлена природоохранная пропаганда. Не только туристы, но зачастую и местные жители не имеют представления о большой научной ценности памятников. Сюда относятся вандализм, захламление территорий геологических памятников, любительские геологические раскопки, использование элементов памятников в качестве строительного материала и пр.

Постоянные посещения отдельных аудиторий, например, Титовской Сопки, пещер Хэтэй, Алханайских троп и других вызывают в последние годы нарастающую тревогу за их существование. Участвовавшие посещения этих мест туристами, придание им статуса культовых, привело к жестокому засорению пещер (в частности, Хэтэйских и Соктуйских) продуктами питания, денежными знаками и другими культовыми принадлежностями. Уничтожаются в процессе подсветки свечами и другими осветительными приборами, а также в процессе физического рукоприкладства ледяные скульптуры пещеры. Царапаются и расписываются стены, что нарушает естественные натечные покровы и придает самим пещерам непристойный вид.

Перспективы развития и сохранения аудиторий под открытым небом зависят в большей мере не от законодательной базы, а от экологического просвещения населения области и, в частности, детей и молодежи. Популяризация идей сохранения природных комплексов, изменение стереотипического отношения к уникальным элементам природы, в том числе и к геологическим аудиториям, являются основными задачами проходящих тематических занятий. Непосредственное общение с молодежью во время таких занятий заметно меняет отношение к природным объектам в лучшую сторону. В заключении экскурсионных занятий на любом геологическом объекте выявляются возможные проблемы и угрозы, стоящие перед объектом, выбираются и, по возможности, проводятся мероприятия по их устранению.

СПЕЦИФИКА НАКОПЛЕНИЯ БРОМА В ОРГАНИЗМЕ ЧЕЛОВЕКА

Т.А.Перминова

Научный руководитель профессор Н.В.Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Бром является элементом, недостаточно хорошо изученным в биологическом отношении. Имеется информация о его присутствии во всех живых организмах, однако определенного органа-накопителя этого элемента в организме не наблюдается [3]. Как правило, наибольшее содержание брома отмечается в щитовидной железе, однако были зафиксированы случаи его высокого накопления в крови и слизистой желудка. Основным источником поступления Вг являются продукты питания, в первую очередь, поваренная соль, а также значительное его количество может поступать из продуктов, для выращивания которых использовались фумиганты [5]. Антропогенная деятельность также приводит к поступлению брома в окружающую среду, а следовательно, и в человеческий организм. Так было отмечено, что предприятия нефтехимического производства, а также, возможно и ядерно-топливного цикла могут быть источниками бромных выбросов [1, 2, 6, 8]. Несмотря на пробелы в характеристике биологической роли данного элемента, факт о его токсичности находит подтверждение в многочисленных работах как русских, так и зарубежных авторов [4, 7, 9, 10]. Кроме того, высокое поступление брома в организм может привести к бромному отравлению, что может спровоцировать коматозное состояние, а в наихудшем случае даже привести к смерти [3]. Таким образом, данные факты доказывают необходимость изучения брома. Основная цель нашей работы - выявить уровень накопления брома в различных органах человеческого организма на примере Томского района Томской области.

Биопсийный материал (по 200 - 300 мг - сердце, печень, головной мозг, селезенка и т.д.) отобран патологоанатомами (СибГМУ) у случайно погибших жителей двух населенных пунктов: Кафтанчиково и Лоскутово. Все пробы были озолены, а затем проанализированы инструментальным нейтронно-активационным анализом в ядерно-геохимической лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ. Распределение брома представлено на рисунках 1 и 2.

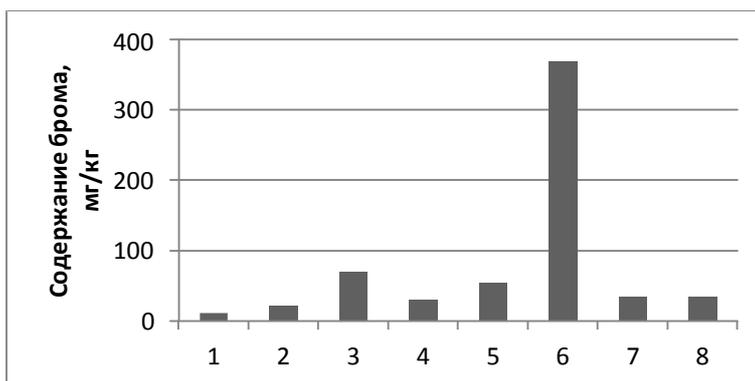


Рис.1 Содержание брома в (мг/кг) в различных органах организма человека села Кафтанчиково, где: 1 – головной мозг, 2 - щитовидная железа, 3- сердце, 4 - печень, 5 – легкие, 6 - аорта, 7 – селезенка, 8 - мышцы

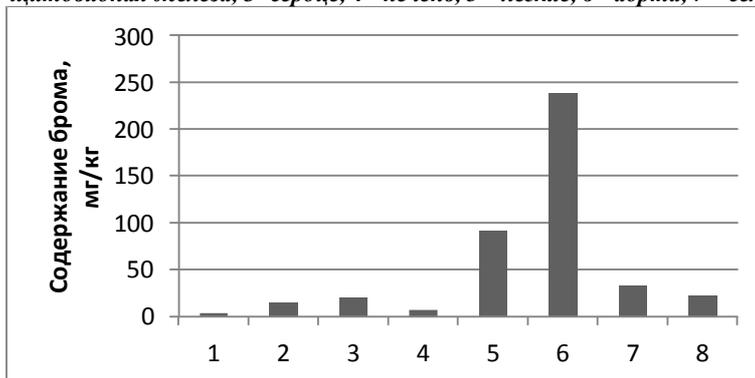


Рис.2 Содержание брома в (мг/кг) в различных органах организма человека в деревне Лоскутово, где: 1 – головной мозг, 2 - щитовидная железа, 3- сердце, 4 - печень, 5 – легкие, 6 - аорта, 7 – селезенка, 8 - мышцы

Согласно полученным результатам наибольшее количество брома было зафиксировано в аорте, в легких и сердце также отмечаются повышенные по сравнению с другими органами концентрации этого элемента. Наименьшее содержание было обнаружено в головном мозге и печени в деревне Лоскутово.

Полученные результаты мы также сравнили с литературными источниками, описывающими содержание брома в органах здоровых людей, не подверженных внешнему негативному воздействию (таблица).

Таблица

Сравнительная характеристика полученных результатов с литературными источниками [2]

Орган	Полученные результаты, мг/кг		Литературные данные, мг/кг	Автор
	Кафтанчиково	Лоскутово		
Головной мозг	11,5	3,7	3	Росляков Н.П., 1983
Щитовидная железа	21,4	15,4	7,7 ± 0,3	Войнар А.И., 1960
Сердце	69,9	20,3	10	Росляков Н.П., 1983
Печень	30,8	7,3	10	Росляков Н.П., 1983
Легкие	54,3	91,7	30	Росляков Н.П., 1983
Аорта	369	239,1	20-25	Бернгардт и Укко, 1958
Селезенка	33,8	33	9-15	Бернгардт и Укко, 1958
Мышцы	35,2	22	7,7	Эмсли Дж., 1993

По сравнению с литературными данными, повышенные содержания брома отмечаются в головном мозге, в печени села Кафтанчиково, а также в щитовидной железе, сердце, легких, селезенке и мышцах обеих территорий. Особое внимание привлекает содержание брома в аорте, которое почти в 15 раз выше в селе Кафтанчиково и в 10 раз - в деревне Лоскутово по сравнению с литературными показателями. Повышенные концентрации свидетельствуют о поступлении брома из внешней среды. Более детальные исследования необходимы для возможности проанализировать бромную специфику на данной территории и определения возможных источников влияния.

Литература

1. Барановская Н.В. Элементный состав биологических материалов и его использование для выявления антропогенно – измененных территорий (на примере южной части Томской области)/ Дисс. на соискание уч. ст. к.б.н. - Томск: ТПУ, 2003. - 209 с.
2. Барановская Н.В. Бром как индикатор техногенного воздействия.//Проблемы геологии и освоения недр. Труды Шестого Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященного столетию горно – геологического образования в Сибири. – Томск: STT, 2002. – С.420 – 422.
3. Верховская И.Н. Бром в живом организме и механизм его действия. – М. : АН СССР, 1962. – 602 с.
4. Войнар А.И. Биологическая роль микроэлементов в организме животных и человека. – М.: Наука, 1960. – 497 с.
5. Кабата – Пендиас А., Пендиас Х. Микроэлементы в почвах и растениях. - М.: Мир, 1989. – 439 с.
6. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения / Л.П. Рихванов, Е.Г. Языков, Ю.И. Сухих, Н.В. Барановская и др. – Томск : Курсив, 2006. – 216 с.
7. Эмсли Дж. Элементы / пер. с англ. Е.А. Краснушкиной – М. : Мир, 1993. – 256 с.
8. Baranovskaya N., Rikhvanov L. The accumulation levels of the radioactive elements (uranium, thorium) and bromine and their ratios in the hair of school children from Tomsk oblast.// Macro and Trace Elements. 22 Workshop 2004. Main Building of the Friedrich Schiller University Jena. - P. 1669-1674.
9. Determination of extractable organic bromine and chlorine in biological compartments of Atlantic cod (*Gadus morhua*) by neutron activation analysis / J. W. Kiceniuk, B. Zwicker, A. Chatt // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry. - 1998. - Vol.235 (1). – P. 291 -294.
10. Properties, applications and emissions of man-made methyl bromide / T. Duafala, M. Gillis // The Handbook of Environmental Chemistry Reactive Halogen Compounds in the Atmosphere. - 1999. – Vol.4 (E). – P. 191.

**ГИДРОГЕОЛОГИЯ СОВРЕМЕННОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ТЕЛА, СЛОЖЕННОГО
ТЕХНОГЕННЫМИ СВАЛОЧНЫМИ ГРУНТАМИ.****И.И. Подлипский****Санкт-Петербургский государственный университет, Институт наук о Земле,
г. Санкт-Петербург, Россия**

В грунтах всегда содержится некоторое количество жидкой фазы, целиком или частично заполняющей трещины и поры между частицами, которая находится в постоянном физическом и химическом взаимодействии с частицами грунта. Она является наиболее подвижной и экологически существенной в связи с тем, что может быть средой для переноса значительного количества поллютантов, а, кроме того, является результатом взаимодействия компонентов системы «порода – жидкость – газ – живые организмы».

Геологическое тело природно-техногенного генезиса полигона ТБО в связи с особым составом свалочных грунтов имеет четко определенные границы и искусственно созданный водоупор (уплотненная суглинистая порода или композитный (многослойный) синтетический экран), вследствие этого в ограниченном объеме тела полигона формируются особые (отличные от окружающих экосистем) гидрогеологические условия.

Техногенный грунт (бутовые отходы разной степени уплотнения и разложения) по своему отношению к воде относится к группе коллекторов, легко пропускающих через себя воду и неспособных ее удержать при открытых внешних границах. Количественным критерием оценки степени водопроницаемости пород (грунта) является коэффициент фильтрации – «свежие» отходы – более 5 м/сут, разложившийся свалочный грунт – около 0,1 м/сут [2]. Критерием возможностей грунта принимать и отдавать воду служит коэффициент водоотдачи по которому свалочные грунты можно отнести к группе хорошо отдающих воду.

При сопоставлении свалочного грунта и природных горных пород возникают некоторые сложности, связанные с быстрым изменением во времени фильтрационных свойств смешанных бытовых отходов, в связи с тем, что мусор на полигоне обладает свойством слеживаемости (за первые 5 лет примерно на 25%) [2]. Данный процесс происходит за счет наличия большого количества «пустотных» отходов (пластиковая тара) которые за счет давления вышележащих масс теряют свою стабильность, кроме того в составе ТБО большое количество легко биodeградируемых органических веществ, которые вследствие процесса биогеохимического разложения теряют свою структуру и тем самым уменьшают коэффициент фильтрации свалочных грунтов [2]. Результат этого процесса может быть охарактеризован с использованием коэффициента сжимаемости пористой среды, численно характеризующий относительное уменьшение объема порового пространства при снижении пластового давления на 0,1 МПа по отношению ко всему выделенному элементу в объеме пласта. По данной характеристике техногенные грунты относятся к 3 категории - средне сжимаемые.

В связи с неоднородностью и разнообразием состава твердой и газообразной компонент свалочного грунта физико-химические характеристики выщелачивающего раствора масс смешанных ТБО, не дают возможности сравнивать ее с природными растворами. Источником образования жидкой фазы свалочного грунта являются три процесса: инфильтрация атмосферных осадков (60%), отжим влаги из твердых компонент (в основном органического происхождения) за счет давления вышележащих слоев грунта (30%), а также биогеохимические процессы разложения, одним из продуктов которого является вода (10%). Согласно некоторым источникам от 25 до 60% объема осадков в зависимости от типа отходов, климатических условий и метода складирования превращается в фильтрат [4]. Количественное содержание (весовая влажность) в свалочных грунтах Санкт-Петербурга и Ленинградской области составляет около 50-55% [1, 2].

Грунтовые воды полигонов ТБО обычно заполняют массу смешанного свалочного грунта не на полную мощность, вскрываются, как правило, всеми скважинами на глубинах от 4,0 м, поэтому поверхность грунтовых вод является свободной. Области питания и распространения грунтовых вод совпадают.

В зависимости от количества выпадающих атмосферных осадков поверхность грунтовых вод испытывает сезонные колебания, изменяются также дебит, химический состав и температура грунтовых вод. Кроме того, на химический состав подземных вод свалочного тела оказывает влияние еще и интенсивность биогеохимических процессов трансформации органоминерального субстрата – водовмещающие породы.

По данным многочисленных экспериментальных исследований фильтрационные параметры толщи бытового мусора изменяются вследствие разложения отходов и приближаются по значениям к супесям. В результате, контролирующим интенсивность водоотдачи, является горизонт с наименьшими значениями коэффициента фильтрации, а именно, самый сильно разложившийся, подстилающий. Таким образом, с одного м² будет поступать в дренажную систему 0,01 м³ фильтрата в сутки. Эта величина не зависит от величины градиента напора подземных (внутриполигонных) вод и составит при средней площади полигонов в РФ площади 23,0 га 2 310 м³/сутки (или 96 м³/час).

Основными компонентами жидкой фазы свалочного грунта являются органические вещества, хлориды, сульфаты, тяжелые металлы и металлоиды и различные их производные (формы нахождения и миграции) [3]. В соответствии с таблицами В. 3, В. 4 и В. 5 СП 28.13330.2012 по отношению к бетонам марок W4-W20 грунтовые воды сильноагрессивные. В соответствии с ГОСТ 9.602-2005 грунтовые воды обладают сильной коррозионной агрессивностью по отношению к свинцовой и высокой к алюминиевой оболочкам кабелей.

С другой стороны количество образующегося фильтрата имеет определяющее значение на его качество и концентрацию загрязнений в нем, т.к. на качество фильтрата влияет степень его разбавления, а, следовательно, и схему и способ его обработки, для последующего сброса в систему городской канализации либо в природные водоемы. Это тем более важно, что при свободном выделении фильтрата в экосистемы практически всегда

возникает опасность их разрушения за счет высокой токсичности фильтрата и полной его неадекватности природным соединениям.

В результате, одной из основных экологических задач при исследовании массивов свалочных грунтов является проведение моделирования контакта подземных вод свалочного тела полигона ТБО и прилегающих эколого-геологических систем, для оценки потенциального экологического риска и расчета экологического ущерба.

Литература

1. Подлипский И.И. Полигоны бытовых отходов как объекты геологического исследования. // Вестник СПбГУ, Сер. 7, 2010, Вып. 1, с. 15-31;
2. Подлипский И.И. Эколого-геологическая характеристика полигонов бытовых отходов и разработка рекомендаций по рациональному природопользованию. Диссертация на соискание уч.ст. к.г.-м.н. / Санкт-Петербургский государственный университет. СПб., 2010, 204 с.;
3. Технологии автоматизированного управления полигоном ТБО. / Н.И. Артемов, Т.Г. Середа, С.Н. Костарев, О.Б. Низамутдинов. Пермь: НИИУМС, 2003, 266 с.;
4. Подлипский И.И. Методика расчета количества жидкой фазы бытовых отходов на полигонах. / «Школа экологических перспектив». Под ред. И.И. Косиновой. Воронеж: ИПФ «Воронеж», 2014, с. 109-114

РАЗРАБОТКА ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМЫ ОЧИСТКИ ТЕРРИТОРИИ ТЕГУЛЬДЕТСКОГО РАЙОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

О.Д. Пожарская

Научный руководитель доцент Н. А. Осипова

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема утилизации твердых отходов промышленного и бытового происхождения приобретает в настоящее время все более острый характер в связи с тем, что объемы генерирования отходов постоянно растут, в то время как темпы их переработки несопоставимо малы. В результате к настоящему времени накоплены сотни миллионов тонн различных твердых отходов, которые необходимо переработать и обезвредить[1].

Одним из направлений по улучшению качества жизни является организация санитарной очистки территории муниципальных образований и утилизация отходов производства и потребления. Одним из основных документов в организации системы управления отходами является Генеральная схема санитарной очистки территории муниципального образования. В документе отражены направления по решению комплекса работ по организации, сбору, удалению, обезвреживанию отходов и уборке территории муниципального образования[7].

Для более точного понимания проблемы необходима детальная оценка современного состояния системы обращения с отходами. Такая оценка позволяет получить данные о местоположении источников, объемах образующихся отходов, способах их удаления и других параметрах системы. На основе этих данных можно провести анализ функционирования как всей системы в целом, так и отдельных ее компонентов[2].

На территории муниципального образования «Тегульдетский район» в 2014 году по данным отчетности семи предприятий было образовано 1790 тонн отходов (0,34% от области), что составляет 0,281 тонны на человека (в среднем по области – 0,506 тонн на человека).

На территории муниципального района расположено 7 санкционированных свалок и 1 полигон ТБО общей площадью 6,95 га. Объектов по утилизации биологических отходов (скотомогильников) на территории района нет[5]. Несанкционированное размещение отходов происходит на территориях всех муниципальных образований Томской области. Объекты захоронения отходов, находящиеся практически возле каждого крупного населенного пункта, в основном, представляют собой свалки без каких-либо сооружений по защите окружающей среды. В качестве основных мероприятий по организации систем переработки утилизации ТБО предусматривается ликвидация и рекультивация некоторых существующих свалок. В качестве альтернативного варианта организации системы переработки утилизации ТБО, ликвидирование свалки ТБО и строительства полигона, организация новой площадки для мусороперерабатывающей станции[6].

Разработка Генеральной схемы предполагает выбор мест размещения и временного хранения ТБО. Как показывает практика, при дальности вывоза ТБО больше 25 км значительный экономический и экологический эффект может быть получен при внедрении двухэтапной системы транспортировки ТБО с использованием мусороперегрузки ТБО и большегрузных мусоровозов. Двухэтапная система включает в себя такие технологические процессы: сбор ТБО в местах накопления, их вывоз собирающими мусоровозами на мусороперегрузочную станцию (МПС), перегрузка в большегрузные транспортные средства.

Функцию сбора твердых бытовых отходов при двухэтапной системе выполняют мусоровозы с небольшой грузоподъемностью, которые везут отходы на станцию перегруза.

Общей частью различных вариантов схем одноуровневых МПС является следующий технологический процесс:

- а) собирающий мусоровоз выгружает ТБО на бетонированную площадку приемного отделения МПС;
- б) на площадке приемного отделения производится ручной отбор крупногабаритных отходов и металлолома; отобранные ресурсы собираются и вывозятся к объектам их переработки;
- в) автопогрузчиком ТБО сгружаются на заглубленную часть наклонного приемного пластинчатого конвейера;
- г) с наклонного приемного конвейера ТБО сбрасываются в транспортный большегрузный мусоровоз через накопительную воронку путем дозированной подачи ТБО приемным конвейером; масса большегрузного мусоровоза может достигать до 24 тонн[4].

На рисунке представлена схема движения потоков отходов, а также место предполагаемого строительства нового полигона и двух мусороперегрузочных станций.

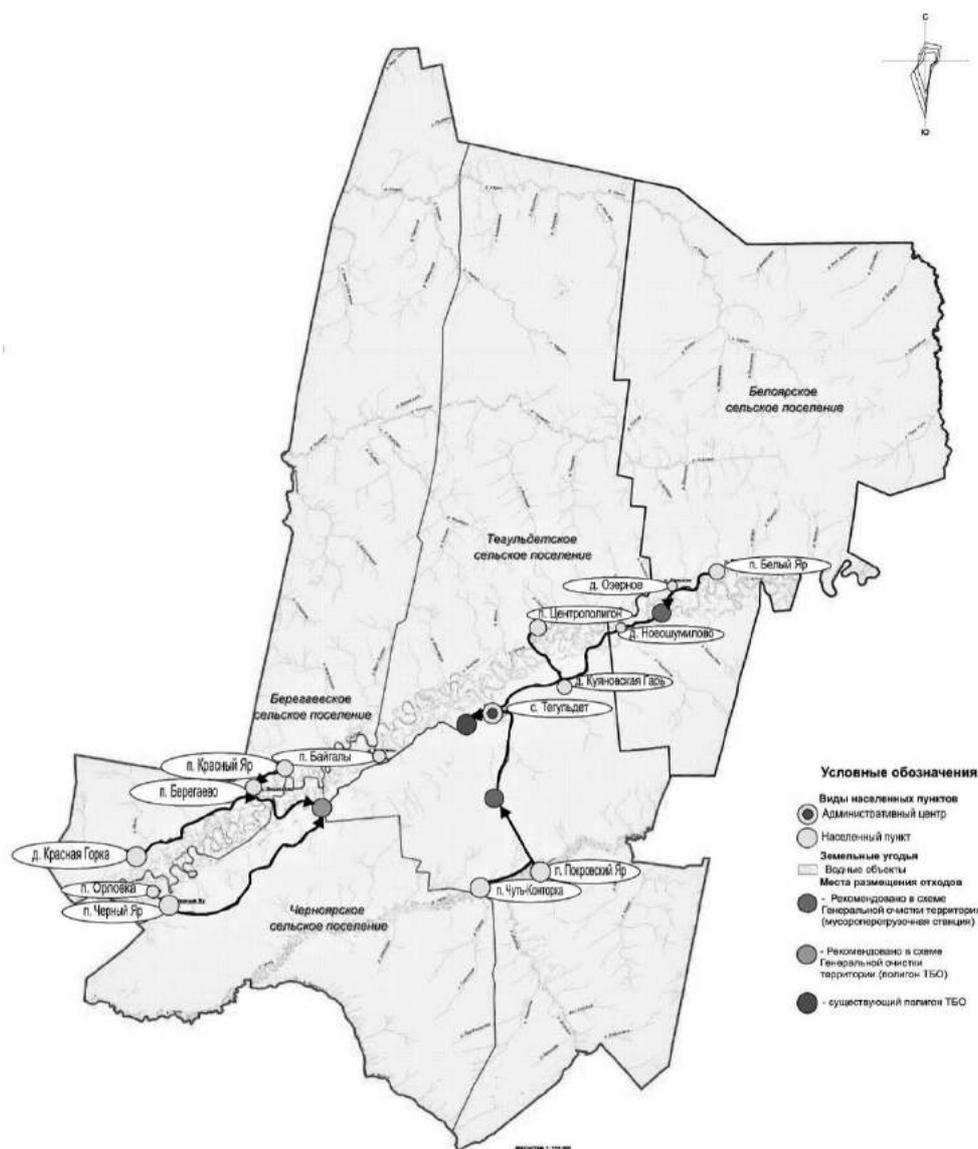


Рис. Схема движения потоков отходов

Литература

1. Проблема утилизации ТБО [Электронные ресурсы]-URL: <http://www.solidwaste.ru/publ/view/30.html> (Дата обращения: 28.01.2016)
2. Оценка состояния системы обращения с отходами [Электронные ресурсы]-URL: <http://www.rrec.ru/activity/waste/> (Дата обращения: 28.01.2016)
3. «Ветеринарно-санитарные правила сбора, утилизации и уничтожения биологических отходов», утверждены Главным государственным ветеринарным инспектором 04.12.1995 № 13-7-2/469
4. Управление твердыми бытовыми отходами [Электронные ресурсы] - URL: <http://ecoalliance.com.ua/assets/files/ru/biblioteka/Upravlenie-TBO-razdelnij-sbor-i-sortirovka-otходов.pdf> (Дата обращения: 18.11.2015)

5. Тегульдетский район [Электронные ресурсы]-URL: <http://www.teguldet.tomsk.ru/> (Дата обращения: 18.11.2015)
6. Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».
7. Постановление Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 21.08.2003 № 152 «Об утверждении «Методических рекомендаций о порядке разработки генеральных схем очистки территорий населенных пунктов Российской Федерации».

ФОРМЫ НАХОЖДЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В СНЕГОВОМ ПОКРОВЕ В ОКРЕСТНОСТЯХ АЛЮМИНИЕВОГО ЗАВОДА (НА ПРИМЕРЕ Г. КРАСНОЯРСКА)

С.А. Поликанова

Научный руководитель доцент А.В. Таловская, доцент Н.А. Осипова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Загрязнение снегового покрова является одним из показателей качества атмосферного воздуха. В условиях длительного зимнего времени снеговой покров накапливает и сохраняет атмосферные загрязнения и рассматривается как деponирующая среда для пылевых выпадений. Химические элементы, поступаая в атмосферный воздух с выбросами промышленных предприятий, включаются во все виды миграций и биологический круговорот [7]. Основными источниками загрязнения снежного покрова в г. Красноярске служат выбросы автотранспорта и стационарные источники, среди которых наибольший вклад вносит ОАО «РУСАЛ Красноярский алюминиевый завод» - 45% [8].

В 2013 и 2014 гг. автором осуществлялся отбор проб снега в окрестностях ОАО «РУСАЛ Красноярский алюминиевый завод» согласно главенствующему направлению ветра на расстоянии 1, 2, 3, 8 и 13 км от границ предприятия. Все работы по отбору и подготовке проб снега выполнялись с учетом методических рекомендаций [5] и руководства по контролю загрязнения атмосферы (РД 52.04.186-89). Всего было отобрано 8 проб.

Для аналитических исследований проб снега применялся комплекс современных методов анализа: инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА) (ядерно-геохимическая лаборатория МИНОЦ «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ; аналитики Судыко А.Ф., Богутская Л.В.), масс-спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой (ICP MS) (ХАЦ «Плазма», г. Томск, аналитик Т.А. Филипас). Детальные исследования вещественного состава проб твердого осадка снега осуществлялись на сканирующем электронном микроскопе S-3400N фирмы Hitachi с приставкой для микроанализа Bruker. Определение фторид-иона в пробах снеготалой воды осуществлялось потенциометрическим методом на приборе Анион 4100 с фтор селективным электродом. Анализ проводили согласно ГОСТ 23268.18-78.

Представлены данные по содержанию Na, Ca, Fe, Sr и Ba в пробах твердого осадка снега за 2013 г. (табл.), выбор данных элементов обусловлен возможным поступлением этих элементов с выбросами алюминиевых заводов [2, 3, 6, 8, 9]. Анализ данных показал, что наиболее высокое содержание Na в пробах приходится пробы, отобранные на расстоянии 3 км от границ предприятия, для Ca, Fe, Sr, Ba – на расстоянии 2 км от границ завода. Аналогичная закономерность была определена и для величины среднесуточного потока данных элементов из атмосферы на снеговой покров. Однако среднее содержание данных элементов в пробах не превышает среднего содержания в пробах с территории г. Красноярска согласно литературным данным [7].

Таблица
Содержание химических элементов в пробах твердого осадка снега и среднесуточный поток элементов из атмосферы на снеговой покров в окрестностях алюминиевого завода г. Красноярска, 2013г.

Расстояние от границ завода до точки отбора	Na	Ca	Fe	Sr	Ba
1 км	$\frac{0,39}{3206}$	$\frac{1,46}{11922}$	$\frac{1,16}{9485}$	$\frac{613}{501118}$	$\frac{286}{233484}$
2 км	$\frac{0,36}{2849}$	$\frac{2,67}{21311}$	$\frac{1,95}{15617}$	$\frac{951}{760489}$	$\frac{576}{460602}$
3 км	$\frac{0,66}{2764}$	$\frac{1,27}{5321}$	$\frac{1,01}{4258}$	$\frac{393}{164895}$	$\frac{253}{106242}$

Примечание: данные ИНАА, среднеарифметическое значение, в числителе – содержание, мг/кг (Na, Ca, Fe, %), в знаменателе – среднесуточный поток элементов из атмосферы на снеговой покров, мг/(км²*сут) (Na, Ca, Fe, г/(км²*сут)).

Коэффициенты аэрозольной аккумуляции для Na, Ca, Fe, и Ba менее 1, для Sr изменяются от 2 до 4, что свидетельствует об обогащенности пылевого аэрозоля этим элементом. Расчёт фактора обогащения проводился по отношению к скандию. Значения фактора обогащения для Na, Ca, Fe и Ba близки к единице, значение для Sr близко к десяти, что говорит об антропогенном источнике поступления данного элемента.

Анализ данных ICP MS показал, что по соотношению содержания элементов в твёрдом осадке снега и снеготалой воде (рис. 1) такие элементы как Na концентрируется в основном в растворенной форме, а Al, Ca, Mn, Fe, Sr, Ba во взвешенном состоянии, однако Ca, Mn и Sr способны переходить в раствор снеготалой воды.

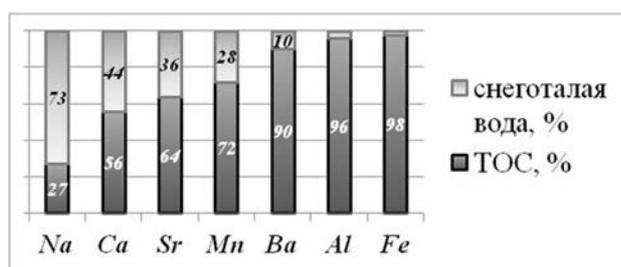


Рис. 1 Соотношение элементов (%) в твёрдом осадке снега (ТОС) и снеготалой воде из окрестностей алюминиевого завода г. Красноярск

В пробах твердого осадка снега были обнаружены фазы, содержащие перечисленные выше химические элементы, с помощью электронной микроскопии (рис. 2): Ba был выявлен в форме барита, F – криолита, Fe и Ca в форме сферических образований, видимо, содержащие Ca-ферриты.

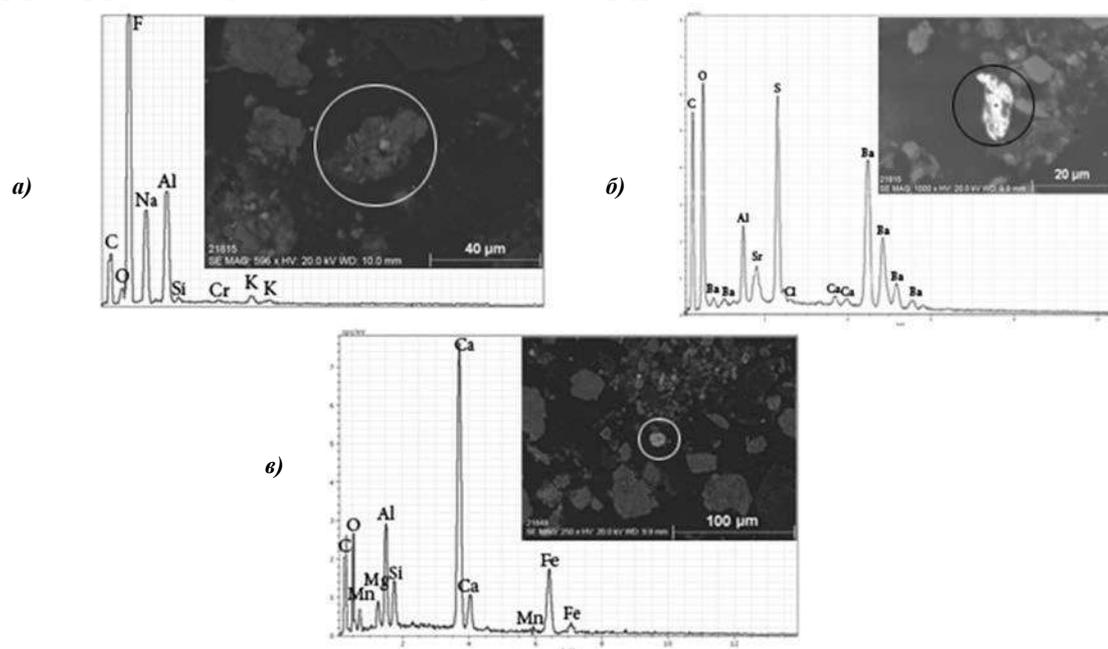


Рис. 2 Формы нахождения химических элементов в твердом осадке снега из окрестностей алюминиевого завода г. Красноярск по данным электронной микроскопии: а) криолит, б) барит и в) Ca-Fe микросфера

Натрий является специфическим элементом выбросов алюминиевых заводов [2, 6], также натрий входит в состав криолита (Na_3AlF_6), который является основным компонентом электролизного расплава [9]. Кальций также может быть характерным элементом выбросов алюминиевого завода, т.к. фториды кальция могут применяться как добавки в криолито-глиноземный расплав для получения первичного алюминия, а в дальнейшем происходит их трансформация [8]. Помимо этого кальций характерен для выбросов заводских тепловых электростанций [2, 6].

Согласно [3] в твердых аэрозолях, аккумулированных в снеговом покрове из зоны воздействия Саяногорского и Хакасского алюминиевых заводов, наряду с другими элементами был обнаружен стронций, превышающий фоновое содержание, а в растворимой части аэрозолей в повышенном количестве находились железо и барий. Однако стронций также может являться типичным элементом, содержащимся в углях [5], сжигаемых на Красноярской ТЭЦ-3, расположенной рядом с алюминиевым заводом.

В снеговом покрове из окрестностей Иркутского алюминиевого завода содержания алюминия и марганца превышают фоновые содержания более чем в 100 раз [1]. По данным [9] содержание алюминия в снеговом покрове из зоны воздействия Братского алюминиевого завода превышает кларковые величины в 1,2–3,7 раз.

Таким образом, был рассмотрен химический и вещественный состав снегового покрова из окрестностей алюминиевого завода г. Красноярск. В результате были определены концентрации и рассчитаны некоторые показатели для химических элементов характерных для выбросов алюминиевого завода, которые были отмечены ранее в литературе, а также обнаружены фазы для этих элементов в пробах нерастворимой фазы снега.

Литература

1. Белозерцева И.А., Хавина Л.А. Загрязнение окружающей среды в зоне воздействия ИркАЗа и здоровье населения г. Шелехов // Сибирский медицинский журнал. 2012, № 3. С. 122-125.
2. Давыдова Н.Д. Анализ состояния геосистем в зоне воздействия пылегазовых эмиссий / Н. Д. Давыдова // Тренды ландшафтно-геохимических процессов в геосистемах юга Сибири. – Новосибирск : Наука, 2004. – С. 91–104.
3. Давыдова Н.Д. Проблемы загрязнения природной среды Сибири // Успехи современного естествознания. 2014. № 5-1. С 186-189.
4. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территорий городов химическими элементами. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 111 с.
5. Онищук Н.А. Особенности современного режима снежного покрова и химический состав атмосферных осадков в южной части Иркутской области: автореф. дис. ... канд. географических наук. Казан. фед. университет, Казань, 2010.
6. Преловский В.А. Оценка состояния экосистемы в зоне воздействия Саяногорского промышленного комплекса // Вестник Томского муниципального института. - 2011. - № 347 (июнь). - С. 204-207
7. Стримжа Т. П., Неустроева М. В., Перфилова О. Ю. и др. Оценка атмосферного воздуха города Красноярска по снеговому покрову // Вестник КГПУ им. В. П. Астафьева. — Красноярск, 2012. Вып. 3. С. 319–327.
8. Хлебопрос Р.Г., Тасейко О.В., Иванова Ю.Д., Михайлюта С.В.. Красноярск. Экологические очерки: монография. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2012. – 130 с.
9. Янченко Н.И., Баранов А.Н., Чебыкин Е.П., Ершов В.А, Воднева Е.Н. Распределение некоторых элементов в снежном покрове в г. Братске. // Системы. Методы. Технологии, 2013; (4): 164-169.

**ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПОЧВ ОСОБО ОХРАНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ТЕРРИТОРИИ
СОЕДИНЕНИЯМИ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ (НА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДА САРАТОВА)**

Е.В. Прокофьева

Научный руководитель заведующий кафедрой В.Н. Ерёмин

*Саратовский национальный исследовательский государственный университет
имени Н.Г. Чернышевского, г.Саратов, Россия*

В работе представлены результаты эколого-геохимических свойств почвенного покрова на территории особо охраняемой природной территории «Городской парк культуры и отдыха» города Саратова. Работы проводились с целью оценки эколого-геохимического состояния почвенного покрова и оценке ущерба нанесенного почвам.

В начале XIX века исследуемая территория оказалась внутри городской черты. Участок был покрыт лесом, его пересекали два крупных оврага с постоянными водотоками. После войны 1812 г. выполнено обустройство, в том числе высадка дубов, перепланировка аллей, сооружение шести плотин в оврагах с созданием прудов. Доступная для посещения местными жителями усадьба по существу представляла собой один из первых общественных садов страны.

В 1935 г. территория была обустроена и открыта как городской парк культуры и отдыха. Выполнены озеленительные и строительные работы, очистка и углубление прудов, проведены противомаларийные мероприятия. При дальнейшем развитии парка были созданы общественные зоны и места развлечений. В настоящее время на территории городского парка сохранены естественные ландшафты и функционирует городок аттракционов «Лукоморье».

«Городской парк культуры и отдыха имени А.М. Горького» паспортизирован в качестве памятника природы ландшафтно-ботанического профиля [2]. Особо охраняемые объекты – старовозрастные экземпляры дуба черешчатого и каскад прудов. Парковая дубрава из высокоствольного черешчатого дуба имеет возраст более 200 лет и представляет собой самый значительный по площади (5,4 га) массив высокоствольного коренного дубового леса на юго-востоке Европейской России [1]. Сохранилось около 500 единиц старовозрастных дубов высотой до 25 м при толщине ствола до 1 м и более. Административно парк расположен в Октябрьском районе г. Саратова на площади 18,7 га.

Объект исследования – почвенный покров Городского парка культуры и отдыха Саратова – расположен в центральной части города в пределах Приволжской котловины. Для почвенного покрова парка характерны культуросемы, которые отличаются большой мощностью гумусового горизонта и перегнойного слоя разной мощности, развиваются на нижней иллювиальной части почвенного профиля исходной природной почвы [3]. Данный почвенный комплекс развивается на маломощных верхнечетвертичных элювиально-делювиальных отложениях, которые в свою очередь перекрывают песчано-глинистые отложения волжской террасы раннехвалынского возраста.

В процессе работ отобрано 20 проб почв с глубин 0-20 см, согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 [4]. Во всех образцах определено содержание валовых форм тяжелых металлов (свинец, цинк, медь, никель) и мышьяка на рентгенофлуоресцентном спектрометре «Спектроскан МАКС».

Результаты и их обсуждение.

Свинец зафиксирован во всех исследуемых образцах в концентрации от 41,9 до 294,3 мг/кг. Соответственно коэффициент опасности, рассчитанный от ПДК = 32 мг/кг, изменялся в интервале от 1,4 до 9,8 единиц. **Мышьяк** зафиксирован во всех исследуемых образцах в концентрации от 12,9 до 47,1 мг/кг. Соответственно коэффициент опасности, рассчитанный от ПДК = 2 мг/кг, изменялся в интервале от 6,0 до 23,5

единиц. **Цинк** зафиксирован во всех исследуемых образцах в концентрации от 76,9 до 1429,5 мг/кг. Соответственно коэффициент опасности, рассчитанный от ОДК = 220 мг/кг, изменялся в интервале от 0,3 до 6,5 единиц. **Медь** зафиксирована во всех исследуемых образцах в концентрации от 16,8 до 47,1 мг/кг. Соответственно коэффициент опасности, рассчитанный от ОДК = 132 мг/кг, изменялся в интервале от 0,1 до 0,4 единиц. **Никель** зафиксирован во всех исследуемых образцах в концентрации от 42,3 до 66,5 мг/кг. Соответственно коэффициент опасности, рассчитанный от ПДК = 80 мг/кг, изменялся в интервале от 0,5 до 0,8 единиц.

По мышьяку и свинцу почвенный покров всей территории парка загрязнен. При этом максимальные значения коэффициента опасности по данным элементам свойственны почвам в северо-восточной части территории. Большая часть почв на территории парка не обнаруживает загрязнения цинком, исключение составляет относительно небольшой участок территории в северо-восточной части парка. По меди и никелю превышений нормативных показателей не выявлено.

Для оценки степени химического загрязнения почв по суммарному коэффициенту загрязнения используются следующие категории [9]: <16 – допустимое загрязнение, 16-32 – умеренно-опасное, 32-128 – опасное, >128 – чрезвычайно опасное.

Анализ площадного распределения значений суммарного показателя загрязнения свидетельствует об опасном химическом загрязнении почвенного покрова северо-восточной части парка. Почвы с умеренно-опасным загрязнением образуют сплошной контур в южной и западной частях парка, а также локальные участки в его восточной, центральной и северной частях. Допустимый уровень загрязнения выявлен в северо-западной и центральной частях парка.

Выводы.

1. Выявлено загрязнение почв территории «Городского парка культуры и отдыха» г. Саратова соединениями валовых форм тяжелых металлов. **Ряд геохимических элементов по концентрациям выглядит следующим образом: Zn>Pb>Ni>Cu>As, а по превышению над ПДК – Ni>Zn>Cu>As>Pb.** Анализ площадного распределения значений коэффициента опасности показал, что почвенный покров на всей территории загрязнен по мышьяку и свинцу. Загрязнение почв цинком обнаружено в северо-восточной части парка. По меди и никелю превышений нормативных показателей не выявлено.

2. По суммарному показателю загрязнения тяжелыми металлами почвенный покров парка относится к категориям от допустимого до опасного загрязнения.

3. Геоэкологическое состояние почв важнейшей рекреационной зоны города по загрязнению валовыми формами тяжелых металлов находится в неудовлетворительном положении. Вывод сам по себе очень тревожный и для его подтверждения требуется постановка дополнительных специальных исследований. Из потенциальных источников повсеместного загрязнения почвенного покрова парка тяжелыми металлами можно предполагать воздействие выбросов поллютантов от расположенного в нескольких сотнях метров к юго-востоку от границ парка крупного оборонного предприятия «Саратовский завод приборных устройств», с 1941 года специализирующегося на выпуске боеприпасов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (проект № 1757) и гранта Президента РФ для поддержки молодых российских ученых (проект МК-5424.2015.5).

Литература

1. Кравцов, С.З. Экологический потенциал зеленых насаждений г. Саратова / С.З. Кравцов, В.В. Наташкин, А.И. Попов и др. – Саратов: Адонис, 2004. – 100 с.
2. Особо охраняемые природные территории Саратовской области: национальный парк, природные микрорезерваты, памятники природы, дендрарий, ботанический сад, особо охраняемые геологические объекты / ред. В.З. Макаров. – Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 2007. – 300 с.
3. Саратов: комплексный геоэкологический анализ / под ред. А.В. Иванова. – Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 2003. – 248 с.
4. ГОСТ 17.4.4.02-84. Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 12 с.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ТЕХНОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГАЗОПЫЛЕВЫХ АЭРОЗОЛЕЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (НА ПРИМЕРЕ ИРКАЗ)

С.Н. Просекин, Л.М. Филимонова, Г.И. Гомболевский

Научный руководитель старший научный сотрудник В.А. Бычинский

Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

Данные о техногенной нагрузке, сами по себе, не обладают прогностическими свойствами, так как, основной задачей является не сопоставление содержаний элементов-загрязнителей в природных средах, а анализ процессов преобразования поллютантов и геостатистическая обработка результатов физико-химического моделирования, что позволит определить степень экологического риска.

На первом этапе исследований требуется, определить формы существования элементов, в газовой фазе, твердом состоянии, и растворенном виде, построить полиэлементные карты, накапливающихся в окружающей среде веществ. Наиболее информативным объектом исследования таких, процессов является снеговой покров. Обладая высокой сорбционной способностью, снег захватывает существенную часть аэрозолей. Минеральные и органические вещества в однородном субстрате, сохраняясь в неизменном виде. Это позволяет с помощью геоинформационных систем, определить структуру атмосферных выпадений, отражающую ландшафтно-климатические условия и особенности промышленных производств.

Исследования снегового покрова Иркутского промышленного района выполненные в 1982–1986 годах институтом геохимии им. А.П.Виноградова выявили локальные очаги загрязнения тяжелыми металлами, и другими токсичными элементами. Для определения современной техногенной нагрузки использовались три способа отбора проб: подфакельный, маршрутный и фоновый. Основное назначение подфакельных точек - оценка общей техногенной нагрузки, их общее число определяется его размерами, и расположением жилых комплексов. На фоновых постах отбираются пробы за пределами зоны техногенного воздействия. При выборе местоположения полигона снегогеохимической съемки, и его конфигурации, учитывались метеорологические особенности, и техногенная нагрузка, рассчитанная по результатам снеговых съемок 2008-2010 годов.

Пробы снега отбирались в конце марта – начале апреля 2013 года в поймах рек Иркут и Олга. Координатная привязка мест отбора проб осуществлялась с помощью GPS-навигатора Garmin76. Обязательным элементом оценки степени антропогенной нагрузки экосистем, является определение регионального природного фона элементов, как основы идентификации локальных источников загрязнения. С целью определения фоновых значений, методом конверта взято три усредненных пробы (25 колонок объемом 3 тыс. см³ с площади 10 м²), за пределами зоны воздействия промышленного района и жилых массивов. Отбор выполнялся на всю глубину снежного покрова. Нижняя часть снеговой колонки (0,5–1 см.), загрязненная почвенными частицами, отсекалась. Определялась мощность снегового покрова, подсчитывались его плотность и влагозапас. Общий объем снеговой пробы, как правило, составлял 10 – 12 литров (~12 кг). Растапливание снеговых проб проводилось в лабораторных условиях в течение суток при температурах 20 – 25 °С. Талая вода пропускалась через фильтр «синяя лента», твердый осадок со дна емкости, в которой таял снег, также собирался на фильтр. Затем, осадки высушивались и передавались в химико-аналитическую лабораторию с целью определения фазового и химического состава. Фильтры после удаления с них осадка озолялись, минеральный остаток передавался в аналитическую лабораторию. Проанализировано более 38 проб снеговой воды, 30 твердого осадка и 10 почв.

Исследование химического и минерального состава осадков показывает, что *TDS* и содержание твердого осадка (*M_{OC}*), в пробах снега меняются в широких пределах 12,26 – 74,80 мг/дм³ и 0,3 – 700 мг/дм³, соответственно, что свидетельствует о неравномерности техногенной нагрузки. В процессе таяния снега, такие элементы как *Na*, *F*, *Si* переходят из *M_{OC}* в раствор. Основными твердыми фазами в выбросах алюминиевого производства являются – хиолит (*Na₅Al₃F₁₄*), фторид натрия (*NaF*), флюорит (*CaF₂*), сульфат натрия (*Na₂SO₄*) и оксид кремния (*SiO₂*). Средняя величина *pH* (5,9) незначительно отличается от значений фоновых участков (5,8 – 6,0). Твердые аэрозоли природного происхождения представлены кварцем, полевыми шпатами, каолинитом, амфиболами, гиперстеном, слюдами. По химическому составу они близки суглинкам почв. Пыль техногенного происхождения содержит муллит, магнетит, ларнит, гетит, ильменит, пирит, хлориды калия и натрия. Присутствие криолита, хиолита, сульфата натрия, фторидов натрия, магния и кальция делает твердый осадок снега надежным индикатором воздействия ИркАз.

Наиболее распространенным способом представления техногенной нагрузки являются «монополя» - графические изображения распределения отдельных химических элементов и их соединений, на изучаемой территории, без учета взаимного влияния. Поэтому при анализе комплексной техногенной нагрузки «монополя» малоэффективны. Приходится менять местами десятки слоёв, поскольку карты распределения концентраций веществ непрозрачны. И главное, без предварительного анализа трудно оценить, что несет большую опасность для окружающей среды: к примеру, повышенные концентрации сульфат-иона и фтора или мышьяка. Поэтому при использовании геоинформационных систем, требуется научное обоснование геохимической обстановки, отражающей комплексное воздействие природных и техногенных параметров. С позиций математико-картографического обеспечения картографирования комплексных индикаторов загрязнений, представляется наиболее эффективным метод, нацеленный на выявление пространственных границ источников загрязнения с разным типом воздействия. Он основан на расчете техногенной нагрузки по величинам тематически ориентированных комплексных индикаторов и их картировании в виде «многомерных полей». В нем используются априорно выбранные индикаторы определенных видов техногенного воздействия, на основе совокупности которых формируются полиэлементные карты, позволяющие обнаружить накопление групп элементов, связанных единым источником или условиями миграции. Однако, метод многомерных полей, реализуемый большинством геоинформационных систем, это простая линейная многомерная интерполяция значений признаков. Поэтому, в зоне воздействия ИркАз данный метод не даёт приемлемого результата, так как концентрации одних и тех же веществ, поступающих из различных источников отличаться на порядки. Это приводит к нивелированию влияния слабых источников, что не позволяет оценить суммарную нагрузку.

Наиболее удобным способом обнаружения устойчивых ассоциаций признаков загрязнения является факторный анализ в его картографическом варианте. Серия расчетов и картографических построений позволяет решать такие задачи, как поиск объектов заданного генезиса, обнаружение и типизация объектов в условиях неопределенности природы загрязнений. Несмотря на то, что данный способ не может быть реализован в полностью автоматизированном варианте на рассматриваемой территории, уже первая итерация однозначно выявляет воздействие ИркАЗа, теплоэнергетического комплекса (Ново-Иркутская ТЭС), и автотранспорта.

Пространственное распределение пылеаэрозольной нагрузки таких элементов как *Si, Fe, Ti, Mg, Mn, B, Sr, Pb, Zn, Ca* и *Cd* указывает, что их источником является теплоэнергетический комплекс, автотранспорт и строительные работы. Наряду с *F, Al, Na* и *S* газопылевые выбросы электролизного производства содержат *Ni, As, Cd, Ga* и *Be* что строго проявляется в структуре моноэлементных полей. Важно, что элементы идентификаторы источников загрязнения (*F, Al, Na, S, Ni, As, Ga*) в высоких концентрациях встречаются только в пробах, отобранных на территориях, непосредственно прилегающих к промышленной зоне ИркАЗа. Соотношение растворенной и не растворимой форм элементов могут существенно различаются, так если для *As, F, Sr, Ca, Na* и *Ni* ореолы совпадают, то зоны высоких нагрузок *B, Cd, Zn, Pb, K, Hg* и *Ag*, поступающих с водным раствором и пылевыми частицами существенно различаются. Основная причина в том, что формы существования одних и тех же элементов в газопылевых выбросах, поступающих из разных источников, отличаются. Следовательно, не конгруэнтность зон аномальных нагрузок растворенной и твердой форм элемента – главный критерий обнаружения различных источников его поступления в окружающую среду. Суммарный показатель загрязнения Шелеховской промышленной зоны соответствует умеренно опасному. Наиболее высокие содержания в зоне ИркАЗа: свойственны *Al, As, Ni, F, Ga, Cd, Bi, Pb*, а в Иркутском районе – *Mg, Ca, Cu, Fe, Mn, B, Sc, Sr*. Присутствие *Fe, Mn* и *Cr* – следствие воздействия автотранспорта. *V* обнаружен в большинстве проб поскольку он содержится в асфальтах, битумах и дизельном топливе.

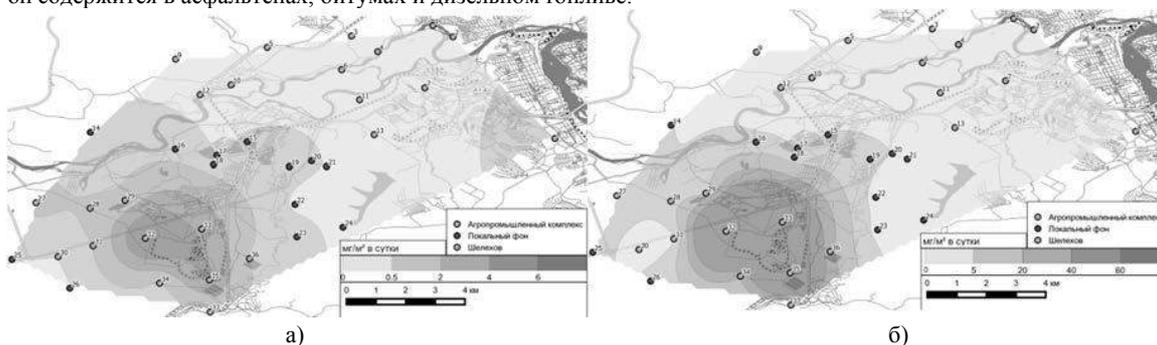


Рис. 1. Воздействие твердых пылеаэрозолей на состав атмосферных вод. а – снеговая вода; б – снеговая вода + пылеаэрозоли.

Обработка данных снегогеохимической съемки стандартными статистическими методами не позволяет сделать достоверный прогноз последствий влияния газопылевых выбросов. Поэтому была подготовлена физико-химическая модель взаимодействия пылеаэрозолей и атмосферных осадков, что позволило не только определить формы существования элементов в водном растворе, но и оценить устойчивость минеральных фаз в процессах их взаимодействия с органическим веществом и почвенными растворами. Это позволило выделить в районе ИркАЗа зоны загрязнения с различным соотношением форм нахождения токсичных элементов в снеговых водах, и оценить максимально возможное содержание этих элементов в водных растворах.

Литература

1. Василенко В.Н. Мониторинг загрязнения снежного покрова /В.Н. Василенко, И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман. – Л.: Гидрометеиздат, 1985. – 185 с.
2. Глазовская М.А. Геохимия природных и техногенных ландшафтов СССР: учебное пособие. – М.: Высш. шк., 1988. – 328 с.
3. Глазовский Н.Ф. Техногенные потоки вещества в биосфере / В кн.: Добыча полезных ископаемых и геохимия природных экосистем. –М.: Наука, 1982. – С. 7–28.
4. Грин Х., Лейн В. Аэрозоли – пыли, дымы и туманы. – Л.: Изд_во «Химия», 1972. – 428 с.
5. Карпов И.К., Чудненко К.В., Бычинский В.А. и др. // Доклады Академии Наук. 1996. Т. 346, № 3. С. 383-386.
6. Пришивалко А.П. Человек в мире аэрозолей / А.П. Пришивалко,
7. Просекин С.Н., Блинов А.В., Костерев А.Н., Шестаков С.А. Моделирование рельефа Приольхонья на основе глобальных цифровых моделей высот с оценкой их геометрической точности. Вопросы естествознания. 2015. № 2 (6). С. 104-111.
8. Просекин С.Н., Филимонова Л.М., Бычинский В.А. Опыт геоинформационного картографирования результатов снегогеохимической съемки. Международный студенческий научный вестник. 2015. № 4-4. С. 683-685.
9. Просекин С.Н., Бычинский В.А., Филимонова Л.М. Особенности использования ГИС-технологий в решении геоэкологических проблем (оценка состояния и прогноз последствий). Вопросы естествознания. 2015. № 2 (6). С. 101-104.
10. Parshin A.V., Filimonova L.M, Prosekin S.N. Methodical and technical solutions of GIS for snowgeochemical observations in the areas under diverse anthropogenic impact // Modern Information Technologies in Earth Sciences: Proceedings of the International Conference, Petropavlovsk on Kamchatka, September 8-13, 2014 – Vladivostok: Dalnauka, 2014. – P. 88

**ОПОЛЗНЕВЫЕ ПРОЦЕССЫ НА ТЕРРИТОРИИ
Г. ХАНТЫ-МАНСЙСКА**

А.Р. Рамазанов

Научный руководитель доцент П.В. Большаник
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Оползни, крупные гравитационные образования со смещением вниз по склону рыхлых горных пород. Они распространены в долинах рек Оби, Иртыша, Северной Сосьвы, Малой Сосьвы, Конды, Казыма, Ваха, Лямина, Вогулки, в низовьях Ляпина, на возвышенности – Белогорский материк, Люлимвор и Чёрные горы. Многокилометровые оползневые склоны распространены между деревней Чембакчина и Семейка на Иртыше, от устья Назыма до поселка Кирпичный, от устья р. Большая Елизаровская до Охлымского Сора и на других участках правобережья р. Обь. Блоковые оползни скольжения напротив устья р. Иртыш являются наиболее крупными в Западной Сибири. Они протягиваются в глубь склона, изменяются до 120 м. Высота оползневых блоков и массивов достигает 35 м. Объем оползневых накоплений в районе поселка Кирпичный и вдоль Семейкинского яра достигает 2,5-4 млн. м³.

На территории городов Западной Сибири наиболее распространены такие экзогенные геологические процессы как оползни, которые в свою очередь влекут за собой геоэкологические проблемы. Эти процессы прослеживаются в таких городах как Томск, Омск, Новосибирск, Ханты-Мансийск.

В ходе строительства, эксплуатаций сооружений и хозяйственного использования территорий возможно возникновение оползней, которые могут относиться к любому, из известных, типу по механизму смещения. Такие оползни обычно соответствуют вязкопластичным и оползням сдвига (скольжения), в частных случаях выделяются оползни выдавливания, внезапного разжижения и гидродинамического разрушения (суффозионными, гидродинамического выпора).

Для г. Ханты-Мансийска оползни являются наиболее опасными процессами. На границе с территорией природного парка «Самаровский чугас» по ул. Набережной находятся частные жилые дома, которым угрожает опасность возможного оползания. Также сильное воздействие оползни оказывают на лесные угодья, в результате движения масс горных пород гибнут десятки деревьев.

По своему генетическому типу на территории выделяются деляпсивные, детрузивные, оползни внезапного разжижения – это классические небольшие оползневые цирки с длиной до 20 м, чаще всего 10-12 м, шириной 5-6 м, амплитудой срыва грунтов 1-2 м.

В большинстве случаев одной из главных причин оползания является суффозия. При чем на склонах Самаровского останца с большим углом крутизны напорные градиенты подземных потоков достигают 0,3-0,4. В связи с этим наибольшее количество оползней приурочено к склонам южного, юго-восточного и восточного районов территории. Мелкие оползни прослеживаются в бортах глубоко врезанных логов на остальной территории природного парка. Объемы горных пород оползневых масс превышает 20000 м³, а площадь подверженная оползанию доходит до 1000 м². Следует отметить, что в районе ул. Набережной найдены следы древних очень крупных оползней, на месте которых происходят процессы современного оползания. Данный характер оползней называют унаследованный [1].

Опасности, создающиеся при возникновении и развитии оползней, зависят от ряда особенностей возможных оползневых смещений, которые в свою очередь определяются состоянием геологической среды, а также характером и величиной техногенного воздействия на нее. Ниже рассмотрены основные закономерности развития оползней.

На территории Ханты-Мансийска в районе Самарово наблюдается результат оползневых процессов. В свое время, в следствие увеличения крутизны склона, переувлажнения горных пород или под действием других факторов, образовался оползень, который можно проследить по улице Кирова. Огромная масса горных пород длиной 1900 м и шириной 250 м (на самом широком участке) отделилась от Самаровского останца. Территория оползня растягивается от Археопарка до улицы Гагарина (Рис. 1). На склонах наблюдается от 1 до 3 ступеней самых различных размеров. В тыловой части оползневой стенки типичны мочажины.

Жилые дома по улице Кирова находятся в зоне опасности от оползневых процессов, так как наблюдается большая масса рыхлых отложений, которая в результате переувлажнения может оказаться не устойчивой и начать опускаться. Также нужно учитывать, что эту горную массу с севера подрезает улица Чапаева, что повышает фактор риска.

Строительство крупных инженерных проектов в городе начинается с заложения глубоких фундаментов, в том числе свайных. Эти фундаменты, заложенные без учета направления потоков подземных (верховодка и грунтовые воды) вод, могут привести к барражному эффекту и создавать подтопления, сначала локальные, в том числе захватывая территорию природного парка. Этот процесс может спровоцировать появление других – провалов, оврагообразование, суффозии. Уже при проектировании, на всех его стадиях необходимо проводить изыскательские и инженерно-геологические работы не только на строительной площадке непосредственно под объектом, но и за его пределами, обратив внимание на возможные экзогенные геологические процессы. Яркий пример – сооружение памятника первопроходцам Сибири близ площади Свободы. Изыскания проведены только под площадкой будущей стелы, а непосредственно рядом формировались будущие оползневые блоки. Сейчас эти оползни подступают к этому памятнику и границе парка [2].

Самой опасной оползневой зоной является губернаторский увал, на котором и находится стела «Первооткрывателям земли Югорской». Гигантская стела установлена на краю губернаторского увала, почти у самого обрыва (Рис. 2).



Рис. 1. Фрагмент гипсометрической карты, юго-восточный склон Самаровского останца с оползневыми телами



Рис. 2. Склон Губернаторского увала со стелой «Первооткрывателям земли Югорской»

Опасным этот участок является не только из-за возможного обрушения стелы, но и также из-за опасности сползания горной массы всего губернаторского обвала, что составляет 750 000 м³ грунта! Если когда-то произошло древнее оползание на юго-западе склона, то никто не отменял такого же обрушения на южном, учитывая их схожесть по литологическому составу пород. Поэтому для жителей Ханты-Мансийска, проживание по улице Кирова непосредственно под Пионерским обнажением чревато оказаться в зоне оползания (в годы переувлажнения).

Необходимо провести дополнительные геоморфологические исследования и составить план противооползневых мероприятий, для предотвращения схода оползня.

Литература

1. Большаник П. В. Антропогенная трансформация рельефа природного парка г. Ханты-Мансийска // Вестник Югорского государственного университета. №3(34)/ 2014. – Ханты-Мансийск, 2014. С. 13-16
2. Большаник П. В., Рамазанов А. Р. Анализ трансформации рельефа и геоэкологических проблем на территории

г. Ханты-Мансийска // Science XXI century: Proceedings of materials the international scientific conference Czech Republic, Karlovy Vary – Russia, Moscow, 30-31 July 2015. – С. 818-826.

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКОГО ФОНА НА ПРИМЕРЕ МЕТОДА МХОВ-БИОИНДИКАТОРОВ

Н.С. Рогова, Н.Д. Сергеева

Научный руководитель доцент Н.К. Рыжакова

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Метод мхов-биоиндикаторов был представлен в скандинавских странах более 40-а лет назад и сейчас широко применяется, как метод оценки атмосферного загрязнения тяжелыми металлами [6]. Мхи не имеют корневой системы и получают питание из атмосферы. Преимущества метода заключаются в простоте отбора образцов и возможности получать оценки загрязнения атмосферного воздуха, усредненные за длительные периоды времени. Кроме того, результаты исследования мхов позволяют изучать пространственную и временную тенденцию в накоплении тяжелых металлов, а также трансграничный перенос. Для проведения таких исследований необходимо знать фоновые значения концентраций во мхах. Проблема фона имеет большое значение не только для метода мхов-биоиндикаторов, но при проведении геологоразведочных работ и природно-охранных мероприятий в различных отраслях промышленности. Несмотря на важность данной проблемы до сих пор не выработана единая методология определения фона. Основная трудность, возникающая при решении данной задачи, заключается в том, что геохимический фон характеризуется региональной изменчивостью и является функцией времени [4]. Например, в наших исследованиях было показано, что мхи, отобранные с условно «чистых» территорий с разными природно-климатическими условиями, накапливают разное количество химических элементов [1].

При определении фоновых концентраций в методе мхов-биоиндикаторов в европейских исследованиях используют, в основном, два способа. В некоторых работах без какого-либо обоснования предполагается наличие глобального фона, в качестве которого используются концентрации, полученные для норвежской территории [7]. Иногда в качестве фона используют среднее значение минимальных концентраций в нескольких точках [2]. Такой способ также не имеет обоснования, следовательно, является некорректным.

Наиболее перспективным представляется подход в оценке фоновых концентраций, основанный на использовании статистических методов. Концентрации элементов, имеющих природное происхождение, подчиняются нормальному или логнормальному распределению. В таком случае фоновую концентрацию можно определить как среднее значение $\pm 2\sigma$ [5].

Апробация данного метода была проведена для концентраций *Cr*, *Sb*, *Hf* и *Sc*, полученных для мхов, отобранных в г. Томске. Мох отбирали на территории города Томска в 2011 году с коры тополей на высоте примерно 1,5-2 метра от земли. Отобранные образцы мха предварительно очищали от земли и различных примесей, затем производили промывку дистиллированной водой, далее высушивали до постоянного веса при температуре 80°-100°. После высушивания образцы подвергали процессу гомогенизации и прессовали по 2 параллельные пробы в таблетки массой 0,2-0,3 г и диаметром 1 см.

Содержание химических элементов определяли с помощью нейтронно-активационного анализа на реакторе ИРТ-Т ТПУ г. Томск. В вертикальном экспериментальном канале реактора пробы облучали в потоке тепловых нейтронов плотностью $5,5 \cdot 10^{13}$ нейтрон/см² *с в течение пяти часов. Для определения содержания химических элементов в пробах мха использовали относительный метод, когда исследуемый образец и образец сравнения (эталон) с известным содержанием определяемых элементов, облучают одновременно. В качестве образцов сравнения использованы стандарты МАГАТЭ – FFA (пыль летучая) и Табак-5. Измерение удельных активностей химических элементов в пробах проводили с помощью гамма-спектрометра на базе особо чистого германия и спектрометрической системы Genie 2000 (Caugerra, USA); время измерения составляло 300-900 сек.; погрешность измерений составила 10-15 %.

При математической обработке результатов в соответствии с рекомендациями Манна и Вальда [3], диапазон концентраций химических элементов разбивали на 18 интервалов и строили гистограммы (рис.). Из рисунка видно, что для всех четырех элементов в области невысоких концентраций имеется такой диапазон, для которого распределение подчиняется нормальному закону. Проверку гипотезы о нормальном распределении осуществляли с помощью критерия χ^2 . Для полученных нормальных распределений были рассчитаны средние значения и среднеквадратичные отклонения, которые для *Cr*, *Sb*, *Hf* и *Sc* соответственно равны 12 ± 8 , $0,7 \pm 0,6$, $0,9 \pm 0,7$, $1,5 \pm 0,8$ мкг/г. Видно, что при оценке уровня загрязнения необходимо учитывать разброс средних значений. Высокие концентрации химических элементов, не подчиняющиеся нормальному распределению, очевидно, обусловлены техногенным воздействием. По значениям таких концентраций можно определить соответствующие точки пробоотбора и таким образом идентифицировать источники происхождения техногенного загрязнения. Наиболее загрязненным районом города Томска является конец проспекта Ленина (*Cr*, *Sc*, *Hf*), так как тут расположена ж/д станция Томск-грузовой, а на период пробоотбора действовал ещё и шпалопропиточный завод. В северной части города большие концентрации *Sc*, *Cr* обнаружены в районе улицы Смирнова, где находится бетонный завод и наблюдается скопление автотранспорта на ж/д переезде. В районе начала Иркутского тракта все четыре элемента имеют высокие концентрации, что можно объяснить строящейся там (на период отбора проб) дорожной развязкой, а также с большим потоком машин и с расположенным близко вокзалом Томск-2.

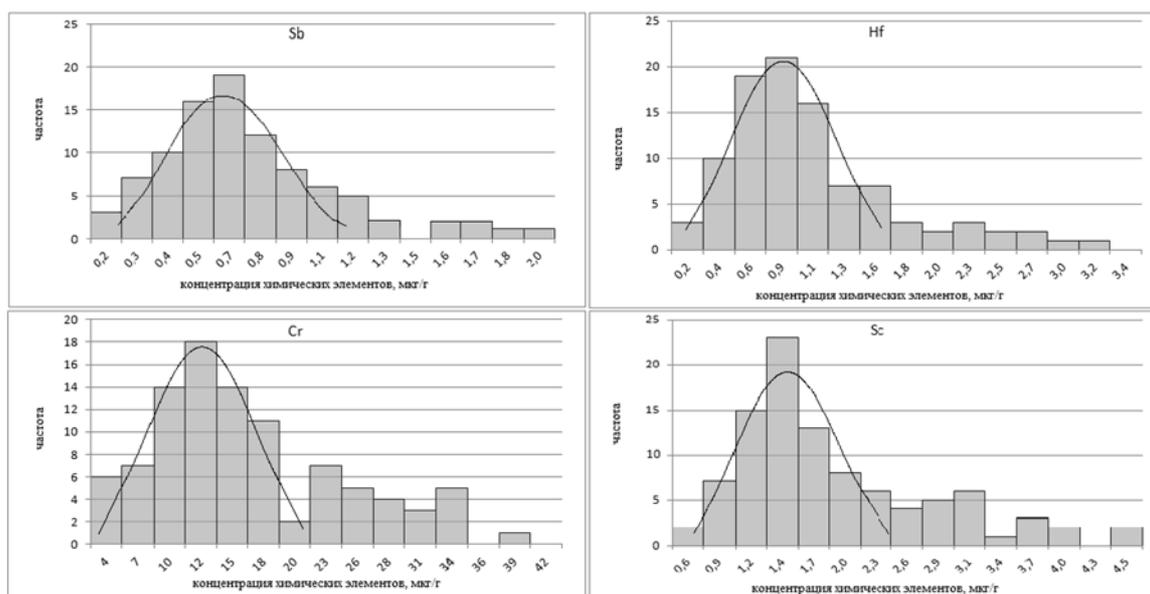


Рис. Распределения частот концентраций Cr, Sb, Hf, Sc и рассчитанные нормальные распределения.

В ранее проведенных исследованиях о степени загрязнения атмосферного воздуха г. Томска [8] для фоновых образцов использован мох, отобранный в 2011 г на северо-западе Томской области; фон определяли как среднее по 5 параллельным пробам. Фоновые концентрации для Sb, Hf равны 0,13 и 0,12 мкг/г, то есть оказались ниже полученного диапазона. Концентрации для Cr и Sc равны 5 и 0,76 мкг/г, что попадает в нижнюю границу диапазона. Следовательно, при использовании фоновых значений, полученных для отдаленных районов, можно некорректно интерпретировать полученные данные и сделать ошибочные выводы о загрязнении территории.

Таким образом, на примере метода мхов-биоиндикаторов показано, что если существует такой диапазон концентраций, для которого распределение частот подчиняется нормальному закону, то фоновые концентрации можно определить как $\text{среднее} \pm 2\sigma$. Очевидно, использованный в данной работе подход можно применять для определения геохимического фона любой другой растительности, а также почв и донных отложений. Следует отметить, что определение геохимического фона имеет важное значение при поиске полезных ископаемых.

Литература

1. Borisenko A.L., Ryzhakova N.K., Rogova N.S., Merkulov V.G., Kabanov D.V. Peculiarities of chemical elements accumulation by epiphytic moss *Pyralisia polyantha* (Hedw.) B.S.G. in varying natural environments of West Siberia // *International Journal of Environmental Studies*. – 2014. – Vol. 71. – Issue 5. – p. 685-690.
2. Ermakova E.V., Frontasyeva M. V., Steinnes E. Air pollution studies in Central Russia (Tula Region) using the moss biomonitoring technique, INAA and AAS // *Journal of radioanalytical and Chemistry*. – 2004. – Vol. 259. – p. 51 – 58.
3. Mann H.B., Wald A. On the choice of number of intervals in the application of the chi-square test // *AMS*. – 1942. Vol. 18. – p. 50 – 54.
4. Matschullat J., Ottenstein R., Reimann C. Geochemical background – can we calculate it? // *Environmental geology*. – July, 2000. – Vol. 39. – Issue 9. – p. 990 – 1000.
5. Reimann C, Filzmoser P. Normal and log-normal data distribution in geochemistry: death of a myth // *Environmental geology*. – July, 2000. – Vol. 39. – Issue 9. – p. 1001 – 1014.
6. Steinnes E., Rambaek J.P., Hanssen J.E. Large-scale multi-element survey of atmospheric deposition using naturally growing moss as a biomonitor // *Chemosphere*. – 1992. – Vol. 25. – p. 735 – 752.
7. Zechmeister H.G., Riss A., Hanus-Ilhar A. Biomonitoring of atmospheric heavy metal deposition by mosses in the vicinity of industrial sites // *Journal of Atmospheric chemistry*. – 2004. – Vol. 49. – p. 461 – 477.
8. Рыжакова Н.К., Борисенко А.Л., Далецкая Ю.В., Рогова Н. С. Анализ загрязнения химическими элементами атмосферного воздуха города Томска // *Известия вузов. Физика*. – 2013. – Т. 56. – №. 11/3. – с. 259 – 263.

ВЛИЯНИЕ ИСТОЩЕНИЯ И ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОД ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО БОРЬБЕ С ОТРИЦАТЕЛЬНЫМИ ПОСЛЕДСТВИЯМИ

К. Р. Русланова

Научный руководитель доцент В.В. Быкова

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г.Томск, Россия

Наличие богатейших запасов природных лечебных ресурсов исследуемой территории позволяет ставить вопрос не только о путях их рационального использования, но и охроне от загрязнения и истощения.

Техногенная нагрузка на исследуемую территорию возрастает из года в год, что отражается в распространении нежелательных последствий на большие глубины и площади в результате естественной инфильтрации или принудительного сброса через поглощающие скважины жидких загрязняющих веществ (при авариях на нефтепроводе, утечке из канализационной сети и др.).

Из всех обследованных объектов наиболее серьезное внимание эксплуатации уделяется на курорте Карачи: с соблюдением зон санитарной охраны и основных условий каптажа. Водоносный горизонт покурской свиты, перекрыт водоупорными отложениями, надежно защищающими его от загрязнения, область питания находится на достаточно большом удалении от водозабора, что также благоприятно сказывается на качестве воды.

Новосибирск в центральных частях перегружен промышленными предприятиями, поэтому реальная угроза загрязнения будет ощущаться весь период эксплуатации радоновых вод. По-видимому, здесь целесообразно вести строительство крупных водолечебниц на окраинах города, которые по своим природно-климатическим условиям и социально-географическим более благоприятны, чем центральные части города. Расширение эксплуатации подземных вод требует, в соответствии с действующим законодательством, уже сейчас проводить мероприятия по охране месторождений, снижению загрязнения окружающей среды, в том числе поверхностных и подземных вод.

Большой вред подземным минеральным водам наносится в г. Омске – втором промышленно-экономическом центре Западной Сибири. Выбросы загрязненных отходов в атмосферу приводят к увеличению содержания токсических элементов: свинца, ртути и др. Установлено также коммунально-бытовое загрязнение исследуемых вод вследствие сброса загрязненных вод в районе скважин (г. Омск, Новосибирск, Колпашево и др.). Ухудшение качества отмечается, прежде всего, в грунтовых водах и выражается в повышении содержания нитратов, нитритов, уголекислоты, биогенного хлора и сульфата, уменьшении концентрации растворенного кислорода и титра кишечной палочки. Изучение антимикробных свойств минеральных вод по отношению к кишечной палочке, приведенное в Томском НИИ курортологии и физиотерапии, показало высокую выживаемость кишечной палочки в этих водах и длительное сохранение жизнеспособности. Это обстоятельство необходимо учитывать при расчете гидрогеологических границ зон санитарной охраны на месторождениях минеральных вод.

Многие ученые считают необходимым, кроме гидрогеологических и гидрологических зон санитарной охраны, устанавливать аэрологические защитные зоны. Следуя рекомендациям чехословацких гидрогеологов, подобные зоны нужно устанавливать и для источников, влияющих на качественные и количественные показатели подземных вод. Как известно, затраты на ликвидацию последствий загрязнения во много раз превышают затраты на их охрану от загрязнения.

Проявления и процессы формирования зон загрязнения в окружающей среде близки к гипергенным ореолам и потокам рассеяния. Антропогенное геохимическое воздействие на окружающую среду является мощным и полиэлементным источником загрязнения, обогащенным химическими элементами с малым кларком и повышенной экологической активностью: Hg, Co, Pb, Mo, Sn, Cu, Zn, Ag и др.

При изучении гидрохимических ореолов загрязнения на перспективных месторождениях минеральных вод Томской области учитывались масштаб проявления и размеры их в плане, глубина проникновения, контрастность, состав, характер взаимодействия с вмещающими породами факторы образования, гидродинамический и гидрохимический режимы.

Дальнейшее развитие санаторно-курортной сети, эффективность лечения природными физическими факторами тесно связано с рациональным использованием и охраной биосферы курортных и рекреационных зон. Природоохранные мероприятия должны иметь направленность на сохранение не одного или нескольких лечебных ресурсов, а всей антропо-экологической системы в целом.

Проблема наиболее рационального использования минеральных вод в народном хозяйстве требует проведения профилактических мероприятий по предотвращению истощения их ресурсов. Проведенный анализ современного состояния скважин свидетельствует о колоссальном извлечении на нефтепромыслах термальных минеральных вод, но значительная часть их не возвращается обратно в земные недра. Большой урон подземным минеральным водам наносят так называемые «бросовые» самоизливающиеся скважины (Чажемто, Парабель, Заварзино и др.). Неликвидированные скважины часто находятся в плохом техническом состоянии и поэтому могут представлять один из возможных путей проникновения загрязняющих веществ в подземные воды.

Истощение их запасов прямо или косвенно влияет на другие природные ресурсы, а порой наносит непоправимый вред, нарушая естественный баланс.

В результате сброса минеральных вод на поверхность земли прежние растительные ассоциации отступают, формируются иловые сульфидные грязи, отвечающие качеству лечебных. Сброс термальных минеральных вод из покурских отложений в Иртыш (Омская область) приводит не только к гибели растительности, но и к формированию оползней и оврагов. В отдельных местах происходит засоление почвы.

Оборудование только одной скважины 5-Р (Чажемто) ограничителем самоизлива позволило бы сэкономить миллионы кубометров минеральной воды, 432000 м³ которой ежегодно теряло бесполезно.

В результате пренебрежения элементарными охраняемыми мероприятиями, происходит загрязнение к истощению подземных вод, важнейшими из которых являются профилактика, прогноз и контроль рационального использования.

Основными задачами рационального использования минеральных вод для исследуемой территории являются: 1) составление и внедрение перспективных планов и рекомендаций по использованию; 2) увеличение темпов освоения ресурсов минеральных вод для нужд народного хозяйства; 3) учет действующих и заброшенных

скважин, принятие мер, обеспечивающих ликвидацию или перевод их на крановый режим; 4) проведение режимных налюдений, исключающих истощение подземных вод.

В области охраны минеральных вод необходимо: 1) в ближайшие годы разработать проекты лесоустройства и мелиоративных мероприятий на перспективных участках; 2) совершенствовать прогнозирование влияния антропогенных факторов и учет всех возможных последствий; 3) уменьшить вредное воздействие отходов нефтехимической промышленности на окружающую среду; 4) вести активную разработку и внедрение технологических процессов, обеспечивающих уменьшение отходов производств и их максимальную утилизацию; 5) провести ремонт скважин и ликвидировать антисанитарное состояние вокруг них.

Из общего объема извлекаемых ежегодно минеральных вод (свыше 13 млн. м³) для целей бальнеологии используется около 10 %.

Учитывая многолетний опыт использования для теплофикации термальных минеральных вод Кавказа, Средней Азии, западных районов Западной Сибири можно рекомендовать изученные термальные воды или выделяющийся из них газ для обогрева теплиц, лечебниц и прилегающих поселков (Чажемто, Белый Яр и др.).

Минеральные воды исследуемого региона в последнее время привлекают внимание исследователей в связи с возможностью добычи из них ряда рассеянных и редких элементов: i, br, k, b, sr. Большой экономический эффект извлечения обеспечен сравнительно невысокой минерализацией и хлоридным натриевым составом.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ПОВЕДЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ДРЕНАЖНЫХ ВОД С ПРИРОДНЫМИ И МОДИФИЦИРОВАННЫМИ СОРБЕНТАМИ.

Е.О. Рыбкина

Научный руководитель научный сотрудник А.В. Еделев

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского Отделения
Российской Академии Наук, г. Новосибирск, Россия*

Несмотря на большое количество проведенных исследований в нашей стране и в мире продолжается работа по оптимизации очистки водных систем загрязненных объектов, таких как: места складирования забалансовых сульфидных руд, отходов горно-обогатительных комбинатов, загрязняющих окружающую среду сернокислыми водами с высокими концентрациями тяжелых металлов. Адсорбционные процессы с использованием природных минеральных сорбентов все больше находят применение в связи с возможностью их использования в процессах водоочистки из-за их низкой стоимости и высокой сорбционной емкости. В реальных условиях взаимодействие природных вод с вмещающими породами и донными отложениями водных объектов (скопившихся за продолжительное время) отличается разнообразием и изменчивостью в зависимости от влияния различных физико-химических условий, которые создают большие трудности при моделировании этих процессов [1]. Для качественной постановки экспериментов и правильной интерпретации полученных результатов необходимо использовать различные методы исследования и, по возможности, применять их комплексно.

Кроме того, имеет место рассеивание токсичных элементов, тяжелых металлов и других компонентов при реальной возможности дальнейшего рентабельного промышленного извлечения полезных компонентов, хотя на данный момент конкретной экспериментально отработанной и экономически оправданной технологии не предлагается. Также это является серьезной проблемой для расположенных поблизости объектов окружающей среды.

Цель данного исследования заключается в том, чтобы разработать высокоэффективную систему фильтрации дренажных вод со связыванием тяжелых и токсичных металлов, с учетом возможности их дальнейшего извлечения. В качестве объекта исследования было выбрано Урское хвостохранилище (пос. Урск, Кемеровская обл., РФ). В этой работе представлены результаты эксперимента, проведенного с использованием дренажных вод этого хвостохранилища и различных природных и комплексных сорбентов, в качестве которых были выбраны цеолиты, глины и железная стружка. В ходе эксперимента часть проб подвергалась воздействию электромагнитного поля, создаваемого с помощью постоянных магнитов из магнетита. В результате анализа полученных данных установлено, что комплексный сорбент прореагировал наиболее эффективно. Концентрации некоторых металлов и неметаллов, таких как: мышьяк, висмут, железо, фосфор, сера, титан, цинк и цирконий уменьшились в 2 и более раз, при минимальной затрате времени и сорбентов.

Особенности обработки вещества магнитным полем

Магнитные свойства вещества, как известно, обусловлены присутствием в нем ионов, атомов или молекул с неспаренными электронами. При этом каждый электрон сам по себе является магнитом. Электрон можно рассматривать как частицу с отрицательным зарядом, вращающуюся вокруг своей оси. В соответствии с классической теорией электромагнетизма вращение любого заряда вызывает появление магнитного момента. Помимо этого, электрон движется по замкнутому пути вокруг ядра и опять-таки (по классическим представлениям) должен появиться такой же магнитный момент, как и при протекании электрического тока по замкнутому проводнику. Магнитные свойства отдельного атома или иона определяются совокупностью обоих

моментов, т. е. собственным спиновым моментом электрона и орбитальным, возникающим за счет движения электрона вокруг ядра.

Магнитные поля можно использовать для разделения заряженных частиц в дисперсных системах. Положительно и отрицательно заряженные частицы, ионы под действием сил Лоренца отклоняются в противоположные стороны, кроме этого частицы с разными скоростями также сортируются в магнитном поле в соответствии с величинами их скоростей.

Из чего вытекает ряд следующих особенностей:

1. Магнитная обработка требует обязательного протекания воды с некоторой скоростью сквозь одно или несколько магнитных полей.
2. Эффект омагничивания не сохраняется вечно, а исчезает через некоторое время после окончания действия магнитного поля, измеряемое часами или сутками.
3. Эффект обработки зависит от индукции магнитного поля и ее градиента, скорости потока, состава водной системы и времени ее нахождения в поле. Отмечено, что между эффектом обработки и величиной напряженности магнитного поля прямой пропорциональности нет. Важную роль играет градиент магнитного поля. Как правило, значения индукции магнитного поля лежат в пределах 0.2—1.0 Тл, а градиента — 50.00—200.00 Тл/м [2]. Проведенные исследования и полученные результаты показывают, что с ростом напряженности магнитного поля увеличивается степень его воздействия на состояние солевого раствора, гидратацию ионов и структурообразование гидроксида. Проявление данных структурных изменений присуще всем гидроксидам с диамагнитными ионами: повышается их сорбционная емкость и уменьшается удельная поверхность. Отличия связаны лишь с индивидуальными особенностями самих гидроксидов, с их кристаллической структурой, геометрической формой частиц, их объемной упаковкой, температурой осаждения гидроксидов и др. [3].

Таблица

Результаты анализа растворов, мг/л

Элемент	УР И	УР М	УР Ц	УР М+Ц
Al	180	140	170	84
As	2.3	0.5	1.4	0.2
B	0.03	0.06	0.1	0.1
Ba	0.01	0.15	0.1	0.2
Bi	1.2	1.4	0.7	0.6
Ca	400	450	740	810
Ce	0.7	0.6	0.6	0.3
Cu	3.8	2.2	3.3	1.8
Fe	1900	2100	1400	1000
K	0	2.5	66	58
Li	0.1	0.5	0.1	0.2
Mn	12	19	11	25
Na	2.4	6.8	77	66
Nd	0.6	0.4	0.5	0.2
Ni	0.08	0.6	0.1	0.5
P	0.5	0.2	0.5	0.06
S	1800	1700	1700	1300
Se	1.1	0.5	1.1	0.3
Sr	0.25	0.4	1.1	1.0
Ti	0.2	0.025	0.03	0.01
Zn	18	60	17	12

Экспериментальная часть

Для создания очистительных сорбционных систем были выбраны несколько типов веществ: металлическая стружка, цеолиты, мхи и лишайники, обработанные гуматами. Кроме того, теоретически зная, что структура воды меняется при воздействии магнитного поля, было решено провести параллельные опыты с теми же сорбентами, но под воздействием магнитов.

На начальном этапе был проведен эксперимент с несколькими типами сорбентов:

- 1) намагниченной металлической стружкой размерностью 0.1-0.5 см,
- 2) цеолитом 0.1-0.25 см,

3) комплексом из последовательного соединения металлической стружки и цеолита.

Эксперимент состоял в том, что раствор отходов Урского хвостохранилища протекал через сорбенты с естественной скоростью в колонке сверху вниз. Высота колонки составляет 10 см, диаметр 0.6 см, в которой положили сорбент массой 25 гр. Соотношение пропускаемого раствора и сорбента 2:1. Полученные растворы профильтровали, и после этого отправили на элементный анализ (ИСП АЭС).

Результаты

В результате анализа полученных данных установлено, что комплексный сорбент прореагировал наиболее эффективно. Концентрации некоторых металлов и неметаллов, таких как: мышьяк, титан уменьшились в 10 и 8 раз соответственно; AL, Fe, Bi, Cu, Nd, P, S, Ti, Zn и Zr уменьшились в 2 и более раз. Концентрации Ca, B, Li, Mn, Sr увеличились в 2 раза, Ba, Na, Ni и K в 10 раз, Co, Cr, Mg, Si, Sb-не изменились. Результаты анализа растворов наглядно представлены в таблице, где УР И-исходный раствор, УР М-раствор, прошедший через намагниченную стружку, УР Ц- раствор, прошедший через цеолит, УР М+Ц- раствор, прошедший через намагниченную стружку и сразу после нее через цеолит.

Литература

1. Комаров В. С. «Научные основы синтеза адсорбентов», Беларус. навука, – 181 с., 2013
2. Gregory B. Cotton, James D. Navratil «Magnetic adsorption method for the treatment of metal contaminated aqueous waste», wm'99 conference, 1999
3. Nur Syamimi Zaidi, Johan Sohaili, Khalida Muda «Magnetic field application and its potential in water and wastewater treatment systems», Separation & Purification Reviews, 43:206–240, 2014

К ВОПРОСУ ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ОТРАБОТКИ ТЕХНОГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.

Л.П. Рыжова, Е.В. Носова

Научный руководитель доцент Л.П. Рыжова

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия

На сегодняшний день всё большее внимание уделяется отработке вторичного минерального сырья – так называемых техногенных месторождений, представленных в виде отходов добычи и переработки полезных ископаемых. Объемы горнопромышленных отходов в настоящее время составляют порядка 60 млрд. т, их доля в структуре отходов производства - около 90 %. [10]

Значительно расширить минерально-сырьевую базу цветных металлов и снизить возрастающее вредное воздействие горнопромышленных отходов на окружающую среду поможет отработка техногенных ресурсов.

Оценка влияния отработки техногенных месторождений на окружающую среду производится в соответствии с "Методическими указаниями к экологическому обоснованию проектов разведочных кондиций на минеральное сырье" (ГКЗ, 1995г.). При этом особое внимание уделяется тому, что геологоразведочные работы проводятся в пределах промышленно развитых зон, поэтому дополнительный ущерб от их освоения меньше, чем от основного производства; в отличие от разработки природных месторождений, предполагающей изъятие земель из хозяйственного оборота, отработка техногенных месторождений позволяет возвращать их в оборот.

Качество извлекаемого техногенного минерального сырья оценивается в соответствии с "Требованиями к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых". [3]

Процесс переработки техногенного сырья оказывает отрицательное воздействие на окружающую среду (пыление, испарение вредных веществ, загрязнение поверхностных и подземных вод и пр.), поэтому необходим комплексный подход к отработке техногенных месторождений, учитывающий не только экономический, но и экологический аспекты.

Оцениваются следующие экологические факторы: 1) экологическое состояние техногенных минеральных образований; 2) влияние геологоразведочных работ, добычи и переработки техногенного минерального сырья на окружающую среду; 3) эколого-экономическая оценка освоения техногенного минерального образования как возможного источника загрязнения окружающей среды. Экономические факторы: 1) количество и качество техногенного минерального сырья; 2) цены на продукцию, получаемую из техногенного минерального сырья; 3) годовой объем переработки техногенного минерального сырья и срок обеспеченности предприятия запасами; 4) капитальные вложения в промышленное освоение техногенного образования; 5) годовые эксплуатационные расходы; 6) годовой объем прибыли, срок окупаемости капитальных вложений, рентабельность, эксплуатационные расходы, прибыль за весь период отработки запасов техногенного минерального сырья; 7) площадь изъятых земель сельского хозяйства под техногенное образование; 8) экономический ущерб от изъятия земель сельского хозяйства и загрязнения окружающей среды. Полная оценка месторождения включает в себя тщательное изучение этих, а также геологических факторов. [5]

Комплексным использованием минеральных ресурсов и вопросами техногенного минерального сырья занимались такие ученые как М.И. Агошков, П.В. Березовский, А.В. Иванов, О.С. Краснов, Л.А. Крючкова, Ф.Д. Ларичкин, Б.К. Михайлов, Н.В. Пашкевич, С.Г. Селезнев, К.Н. Трубецкой, В.В. Чайников и другие. В их работах

отражены особенности освоения техногенного минерального сырья, описана специфика его образования, основы изучения и оценки потенциала месторождений техногенного характера. [7]

На практике организационно-правовой механизм, стимулирующий вовлечение в хозяйственный оборот техногенных минеральных образований с использованием для этого возможных инноваций, а также эффективной поддержки проектов освоения техногенных месторождений с учётом их особенностей и необходимости внедрения новых технологий, до сих пор не создан.

Методика подхода к определению экологического ущерба на начало разработки техногенного месторождения до сих пор окончательно не апробирована. Не все факторы влияния горнопромышленного производства на окружающую среду могут быть количественно измерены или выражены в стоимостной форме (нарушение природного ландшафта, изменение производственной инфраструктуры, социальной среды и другие). Сложность эколого-экономической оценки состоит также в нестабильности экономических параметров, - цен, тарифов, нормативов и других.

По каждому объекту предусматривается: 1) определение суммарного эколого-экономического эффекта на весь срок отработки техногенного месторождения; 2) обоснование годовой производительности предприятия; 3) обоснование показателей себестоимости и капитальных вложений; 4) обоснование технологических параметров и методов их оптимизации; 5) обоснование критерия для ранжирования и отбора объектов первоочередного освоения; 6) определение и учет экономического риска. [3]

Например, к 2016 году в Российской Федерации скопились свыше 50 млн. т. пиритных огарков. Они образуются при обогащении сульфидного медного, свинцового, цинкового сырья и содержат цветные и редкие металлы, а также токсичные - ртуть, кадмий, мышьяк. [4]

Пиритные огарки рассматриваются, как техногенные минеральные ресурсы, складываемые горно-обогащительными и металлургическими предприятиями при переработке пиритного сырья. Необходимо отметить, что содержание пирита в рудах — 60–80%, в хвостах — 90–95%. Можно выделить четыре наиболее крупных хранилища, в которых складированы пиритные огарки (свыше 1 млн. т.) после производства серной кислоты: ОАО «Аммофос» (г. Череповец) — 12 млн. т, АО «Мелеузовские минеральные удобрения» (Республика Башкортостан, г. Мелеуз) — 2,5 млн. т, ОАО «Кировградский медеплавильный комбинат» (г. Кировград) — 7 млн. т, ПАО «Приаргунское производственное горно-химическое объединение» (г. Краснокаменск) — 4,5 млн. т, что составляет 26 млн. т. Пиритные огарки с успехом применяются при изготовлении цемента, где сосредоточенное в отходах железо используется для формирования вяжущего алюмоферрита кальция. [6]

Вопрос комплексной отработки пиритных огарков для извлечения цветных и редких металлов открыт с 1930-го года. Исследования в этой области проводились А.И. Заболоцким, установившим, что данные отходы являются ценным источником металлов и содержат 1,1–2,1 г/т золота, 20–30 г/т серебра, 0,3–0,4% меди, 0,7–1,0% цинка и 40–50% железа, а в результате их отправки на цементные производства ежегодно утрачивается 0,5 т золота. [6]

В настоящее время пиритные огарки рассматриваются в качестве альтернативных ресурсов, переработанное сырье может использоваться для производства строительных материалов.

Существующие способы комплексной переработки пиритных огарков можно условно разделить на две группы - хлоридные и бесхлоридные. Наиболее перспективными из них являются: 1. хлоридные – а) способ, предусматривающий низкотемпературный хлорирующий обжиг огарка поваренной солью (или хлористым кальцием) и последующее серно-кислотное выщелачивание прохлорированного огарка; б) способ, включающий смешивание огарка с хлористым кальцием, окатывание, сушку и высокотемпературную хлоридовозгонку, улавливание хлоридов цветных металлов и получение высокопрочных окатышей для доменного производства; 2. бесхлоридные – а) способ, предусматривающий плавку пиритных концентратов в нейтральной атмосфере с возгонкой серы, получение троилитового штейна, удаление шлака, грануляцию в воде штейна и его окислительный обжиг; б) способ, включающий стадии окислительного обжига измельченного пирита с получением SO₂ и огарка, магнетизирующего обжига огарка и магнитной сепарации его продуктов; в) способ переработки пиритных огарков, предусматривающий стадии нагрева огарка в присутствии известковых флюсов и углеродистого восстановителя; последующего расплавления с извлечением летучих компонентов (Zn, Pb и др.) в возгоны и железа в чугун. [6]

Приведена упрощённая экономическая оценка техногенного месторождения на примере техногенного месторождения пиритных огарков с применением хлоридного способа переработки.

План реализации проекта предусматривает создание в первые 2 года перерабатывающего производства мощностью 50 тыс. т пиритных огарков в год (см. таблицу 1) и переработку отвалов в течение последующих 22-х лет.

Представленные затраты носят ориентировочный характер, они получены методом экспертных оценок и подлежат уточнению на стадии проектирования.

Таблица 1

Этапы работы	Время от начала работ, кварталы								Затраты, млн. руб.
	1	2	3	4	5	6	7	8	
1.Геолого-технологическое картирование отвалов огарка. Изучение сырья. Разработка технического задания и технико-экономического обоснования инвестиций.									20
2.Адаптация технологии, разработка эскизного проекта производства.									42
3.Выполнение опытно-конструкторских работ, разработка технического проекта и рабочей конструкторской документации.									42
4.Изготовление нестандартного технологического оборудования.									150
5.Комплектация стандартным оборудованием.									180
6.Выполнение строительных и монтажных работ.									20
7.Пусконаладочные работы, сдача производства в эксплуатацию.									26
ИТОГО:									480

Содержание в отвалах, вероятный выход и стоимость продуктов переработки 50 тыс. т. пиритного огарка со степенью извлечения компонентов 95% представлены в табл. 2.

Таблица 2*

№ п/п	Товарные продукты	Содержание, % или (г/т)	Выход, т	Цена, USD/т	Валовый доход	
					Млн. USD	Млн. руб.
1	Золото, г/т	1,8	0,0855		0,508	16,256
2	Серебро, г/т	9	0,225		0,142	4,544
3	Цинк (концентрат)	1,0	475			
4	Свинец (концентрат)	0,6	285			
5	Медь (концентрат)	0,6	285			
6	Fe ₂ O ₃ (концентрат)	73,4	34 865	18	0,627	20,1
7	Строительный песок	20	9 500	5	0,0475	1,52
	ИТОГО:				1,32	42,42

*Примечание: В расчётах использованы справочные цены на металлы, а также курс USD.

Расчитанные экономические показатели сведены в таблицу 3.

Таблица 3

№	Показатели	Значение
А		
1	Валовый доход от переработки 1 т. пиритного огарка	848 руб.
2	Сумма налога на драгоценные металлы (6%), приходящаяся на 1 т переработанного огарка, с учётом того, что 49 % дохода обеспечиваются золотом и серебром	281 руб./т.
3	НДС при реализации продукции переработки 1 т. огарка	909 руб./т.
Б		
1	Себестоимость переработки 1 т огарков**	1566 руб./т.
2	Чистая прибыль от переработки 1 т огарков	1956 руб./т.
3	Рентабельность перерабатывающего производства	125 %
4	Рентабельность инвестиций в проект (480 млн. руб.) при условии полного износа технологического оборудования за 8 лет (в ходе переработки всего имеющегося в отвалах пиритного огарка (1,1 млн. т.))	92 % годовых из расчёта 10 лет осуществления проекта.
5	Срок окупаемости инвестиций с момента запуска производства	10 месяцев
6	Срок окупаемости инвестиций с момента запуска производства с учётом 24 месяцев на создание производства	34 месяца

****Примечание:** На основании затрат для существующих производств с аналогичными технологическими стадиями разработки себестоимость переработки 1 т огарков можно предварительно оценить $\approx 20\%$ от рыночной цены получаемой продукции. Стоимость сырья (огарков) порядка 500 руб./т. Применяется технология с использованием электрохимического сенсора.

Анализ полученных показателей свидетельствует, что проект переработки пиритных огарков является эффективным, поскольку срок окупаемости инвестиций равен 3 года, что ниже среднеотраслевого, а рентабельность инвестиций по чистой прибыли составляет 92%, что намного превышает среднеотраслевой уровень.

Учитывая приближенность оценки затрат, ненадежность десятилетнего прогноза цен на металлы и сложность определения дисконтного множителя в условиях финансового кризиса, дисконтирование денежных потоков при выполнении представленных выше оценок не проводилось. Не учитывался также возврат по НДС и доходы от реализации концентратов меди, цинка и свинца. Оценка величины выгоды, связанной с экологическим ущербом, в связи с недостаточностью данных не проводилась.

В последние годы в России наблюдается заметное увеличение спроса (прежде всего со стороны банков) на аффинированное золото и другие ценные металлы. В связи с этим, а также, учитывая высокую рентабельность перерабатывающего производства, в условиях современной конъюнктуры рынка и кризисной экономики, создание конкурентоспособного технологического комплекса глубокой переработки техногенных ресурсов с максимальным извлечением ценных металлов для растущих потребностей внутреннего и мирового рынка является одной из первоочередных задач российской экономики.

Литература

1. Федеральный закон РФ «О НЕДРАХ» от 21.02.1992 № 2395-1 (действующая редакция от 01.07.2013);
2. Коняев В.П., Крючкова Л.А., Туманова Е.С. Техногенное минеральное сырье России и направление его использования. – М.: Инф. сб. М., 1994. Вып. 1;
3. Лисов В.И., Назарова З.М., Рыжова Л.П. и др. Повышение эффективности деятельности геологоразведочных и горных предприятий в современных условиях. - М.: ВНИИгеосистем, 2014;
4. Анисимов В.Н., Булгаков И.С., Кушнаренко В.К. Новый технологический комплекс по переработке отходов обогащения металлосодержащих руд. - М.: «Горный журнал», № 6/2007;
5. Трубецкой К. Н., Уманец В. Н., Никитин М. Б. Классификация техногенных месторождений, основные категории и понятия. – М.: «Горный журнал», № 12/1989;
6. Заболоцкий А.И. Практика и перспектива извлечения металлов из отходов сернокислотных производств – пиритных огарков. В сб.: Материалы Всеросс.конф. «Проблемы рационального использования отходов горнодобывающих производств». – М:СФ РФ – maxconference, 2013;
7. Рыжова Л.П., Носова Е.В. К вопросу эффективности отработки техногенных месторождений рудных полезных ископаемых. – М.: «Горный информационно-аналитический бюллетень», №8/2015;
8. www.itar-tass.com, декабрь 2015;
9. www.mining-enc.ru/, декабрь 2015;
10. <http://www.mnr.gov.ru/>, декабрь 2015;
11. www.pronedra.ru, декабрь 2015;
12. www.tpprf.ru, декабрь 2015.

ОЦЕНКА ПОТОКОВ ТЯЖЁЛЫХ МЕТАЛЛОВ (Hg, Cd, Se, Pb) И As ИЗ АТМОСФЕРЫ НА СНЕЖНЫЙ ПОКРОВ В ОКРЕСТНОСТЯХ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (НА ПРИМЕРЕ Г. ТОМСКА)

Н.П. Самохина, Е.А. Филимоненко

Научный руководитель доцент А.В. Таловская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В оценке экологического состояния окружающей среды городов особое внимание уделяется изучению объектов топливно-энергетического комплекса, так как предприятия данной отрасли являются типичными для любой урбанизированной территории и, как правило, располагаются в жилой зоне городов. В городе Томске одним из таких объектов является государственная районная теплоэлектростанция (ГРЭС-2). В своем технологическом процессе данная теплоэлектростанция использует уголь Кузнецкого бассейна и природный газ.

В литературе отмечается, что такие элементы как Hg, As, Cd, Se, Pb при сжигании углей образуют опасные концентрации в атмосфере, водах и почвах и относятся к токсичным элементам [8].

Высокая токсичность мышьяка зависит от его валентного состояния, растворимости, от соединений, в которых он находится. Наиболее токсичным является трёхвалентный мышьяк As(III), его соединения в 25–60 раз токсичнее пятивалентного As(V) [4]. Однако в различных природных условиях формы мышьяка могут трансформироваться из более опасной в менее опасную и наоборот [6]. Токсичность селена так же зависит от его формы, так например Se⁴⁺ более токсичный, чем Se⁶⁺ [9, 13]. Токсичность кадмия связана с его действием на органы дыхания и внутренние органы человека, наиболее токсичными соединениями считаются оксид и сульфид кадмия (CdO и CdS) [8].

С целью изучения содержания токсичных элементов в зоне воздействия Томской ГРЭС-2 выполнялся маршрутный отбор снеговых проб по векторной сети в северо-восточном направлении на расстоянии 0,7; 1,0; 1,3; 1,6 и 2,0 км от труб теплоэлектростанции.

Для сравнения содержаний элементов в исследуемых пробах использовались данные о его содержании в пробах, отобранных на фоновой площадке (обсерватория «Фоновая» ИОА СОР, недалеко от п. Киреевск, 70 км от г. Томска).

Все работы по отбору, подготовке и анализу снеговых проб проводились в соответствии с методическими рекомендациями [5] и руководству по контролю загрязнения атмосферы (РД 52.04.186-89). Объектом исследования являлся твердый осадок снега и талая снеговая вода.

Концентрацию As, Se, Cd, Pb в пробах определяли методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой в химико-аналитическом центре «Плазма» (г. Томск, аналитик Т.А. Филипас). Концентрацию Hg в пробах определяли методом атомно-абсорбционной спектрометрии в лаборатории Международного инновационного научно-образовательного центра «Урановая геология» при кафедре ГЭГХ ТПУ.

По полученным аналитическим данным, были рассчитаны следующие показатели: коэффициент концентрации (Кс), общая нагрузка, создаваемая поступлением элемента в окружающую среду (среднесуточный поток элемента из атмосферы на снеговой покров – Робщ) согласно работе [7], коэффициент аэрозольной аккумуляции (Ка) [3], коэффициент интенсивности нагрузки элемента в талой снеговой воде (Нзв), а также коэффициент распределения между взвешенной и растворенной формой (Краспр) [2].

В таблице приведены значения нагрузки, создаваемой поступлением изучаемых элементов (Hg, As, Cd, Se, Pb) в окружающую среду (среднесуточный поток элементов из атмосферы на снеговой покров) в окрестностях Томской ГРЭС-2 (данные приведены для твердого осадка снега и для снеготалой воды).

Таблица

Среднесуточный поток химических элементов из атмосферы на снеговой покров в окрестностях Томской ГРЭС-2

Твердый осадок снега, мг/ (км ² * сут)							Снеготалая вода, мг/ (км ² * сут)					
Элемент	Фон	Расстояние от труб ГРЭС-2					Фон	Расстояние от труб ГРЭС-2				
		0,7 км	1 км	1,3 км	1,6 км	2 км		0,7 км	1 км	1,3 км	1,6 км	2 км
As	3,5	1453	1264	814	1597	1542	239	963	1240	846	943	1212
Se	85	446	1056	694	1297	592	1389	45	58	39	44	56
Cd	2,1	42	49	46	54	64	19	44	57	39	43	56
Hg	0,6	15	24	32	13	13	2,0	2,2	2,9	2,0	2,2	2,8
Pb	537	4069	9357	2865	2878	4509	648	1061	1367	932	1040	1200

По полученным данным было выявлено, что наибольшие коэффициенты концентрации в пробах твердого осадка снега наблюдаются у мышьяка (от 40 до 85). Относительно не высокие концентрации в сравнении с фоновыми наблюдаются у селена (Кс - от 0,8 до 2,8) и свинца (Кс - от 1,0 до 1,9). Значения содержаний кадмия в пробах в 3-5 раз выше фоновых, содержания ртути превышают фоновые значения от 4 до 13 раз.

Величина среднесуточного потока химических элементов из атмосферы на снеговой покров увеличивается по мере удаления от труб, максимальные значения приходится на условно дальнюю зону воздействия (1,6 - 2,0 км). Максимальные значения данной величины свинца и ртути сосредоточены в условно ближней зоне воздействия (до 1 км). По величине общей нагрузки, создаваемой поступлением мышьяка можно отметить, что данный элемент в составе пыли выпадает как в ближней зоне (до 1 км), так и на удалении 2 км от труб ГРЭС-2.

Значения коэффициентов аэрозольной аккумуляции кадмия и свинца указывают на умеренную (Ка от 1 до 10) интенсивность обогащения аэрозоля данными элементами, по классификации, предложенной В.В. Добровольским [3]. Тогда как для ртути и мышьяка отмечается средняя (Ка от 10 до 50), для селена очень сильная (Ка более 100) интенсивность обогащения пылевого аэрозоля.

Изучение состава отходов Томской ГРЭС-2 показало, что все рассматриваемые элементы присутствуют в золе уноса данной теплоэлектростанции. Причем, ртуть накапливается преимущественно в золе уноса и в меньшей степени шлаковых отходах. В литературе [10, 11] отмечается, что наиболее летучие элементы (Hg, Se, As), при горении угля в основном улетучиваются в газовой фазе и концентрируются на частицах золы уноса в большей степени, чем в шлаковых отходах.

Ранее в работе [12] были найдены минеральные формы нахождения мышьяка и свинца в твердом осадке снега – арсенопирит и галенит соответственно. Так же в литературе отмечается, что в углях данные элементы могут содержаться в сульфидной (кадмий, мышьяк) [8, 11] и элементарной (селен) [11] формах. Тогда как в золе-уноса мышьяк может присутствовать в форме арсената (As⁵⁺) и арсенита (As³⁺), селен в форме селенита (Se⁴⁺) [11], а цинк может концентрироваться в виде ZnO на поверхности зольных частиц, конденсируясь из газовой фазы [8].

Анализ данных о содержании элементов в пробах твердого осадка снега и талой снеговой воды показал, что все рассматриваемые элементы преимущественно концентрируются в твердой фазе снегового покрова. Однако данные о распределении содержаний элементов в твердом осадке снега и растворе талой снеговой воды (Краспр) указывают на способность таких элементов как кадмий, цинк, мышьяк и ртуть переходить в раствор талой снеговой воды. Данные по подвижности элементов сопоставимы с опубликованными данными по составу снегового покрова в окрестностях теплоэлектростанций г. Новосибирск [2].

По результатам изучения проб талой снеговой воды выявлено, что концентрации селена, свинца и ртути не превышают фоновые показатели. Содержания кадмия находятся на уровне фоновых значений. Концентрации мышьяка в пробах в 2-3 раза выше фоновых значений.

Наибольшие значения интенсивности нагрузки элементов в талой снеговой воде на территорию обнаружены у мышьяка и свинца.

Таким образом, по результатам проведенных исследований были выявлены общие закономерности распределения величины общей нагрузки, как в талой снеговой воде, так и в твердом осадке снега для мышьяка, селена, кадмия и свинца в зоне влияния Томской ГРЭС-2. По результатам расчета эколого-геохимических показателей загрязнения снежного покрова было выявлено, что Hg, As, Cd, Se и Pb имеют антропогенное происхождение.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ для молодых ученых–кандидатов наук и гранта BP Exploration Operating Company Limited. Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 16-45-700184_p_a

Литература

1. Беус А. А., Грабовская Л. И., Тихонова Н. В. Геохимия окружающей среды. М., «Недра», 1976, 248 с.
2. Бортникова С.Б., Рапута В.Ф., Девятова А.Ю. и др. Методы анализа данных загрязнения снежного покрова в зонах влияния промышленных предприятий (на примере г. Новосибирск) // Геоэкология. 2009. № 6. С. 515-525.
3. Добровольский В.В. Основы биогеохимии: учебник для студ. ВУЗов. М.: Издательский центр «Академия», 2003, с. 400.
4. Макаров В. Н. Мышьяк в биосфере Якутии // Наука и техника в Якутии. - № 1 (22). - 2012 г. - С. 41-46.
5. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территорий городов химическими элементами. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 111 с
6. Петров В. Г., Набокова О. С., Шумилова М. А. Об особенностях поведения техногенного мышьяка в природных средах при работах по уничтожению люизита / VIII Всероссийская конференция по анализу объектов окружающей среды 26 июня -2 июля 2011 года и Школа молодых ученых, посвященные 300-летию со дня рождения М.В.Ломоносова: тезисы докладов. , Архангельск, С. 222, 2011.
7. Сает Ю.Е., Б.А. Ревич, Е.П. Янин и др. Геохимия окружающей среды. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
8. Юдович Я. Э. Токсичные элементы-примеси в ископаемых углях / Я. Э. Юдович, М. П. Кетрис. – Екатеринбург: УрО РАН, 2005. – 648 с.
9. Boisson F, Gnassia-Barelli M, Romeo M. Toxicity and accumulation of selenite and selenate in the unicellular marine alga *Cricosphaera elongata*. Arch Environ Contamin Toxicol 1995;28(4):487–93.]
10. Minghou Xu, Rong Yan, Chuguang Zheng, Yu Qiao, Jun Han, Changdong Sheng Status of trace element emission in a coal combustion process: a review. Fuel Processing Technology 85 (2003) 215–237
11. Shah P, Strezov V, Stevanov C, Nelson PF. Speciation of arsenic and selenium in coal combustion products. Energy Fuels 2007;21:506–12.
12. Talovskaya A.V., Filimonenko E.A., Osipova N.A., Lyapina E.E., Yazikov E.G. Toxic elements (As, Se, Cd, Hg, Pb) and their mineral and technogenic formations in the snow cover in the vicinity of the industrial enterprises of Tomsk // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2014 - Vol.21. - Issue 1. – 5 pages. doi:10.1088/1755-1315/21/1/012042
13. Yu R. Toxicity comparison of selenium oxyanions with a proposed biomethylation intermediate dimethyl selenone in a minimal medium accompanied by selenium distribution analysis. Master of Science (Chemistry), Sam Houston State University, Huntsville: Texas; August 1996

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРОЕКТУ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ НА ТЕРРИТОРИИ КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКИ №7 КОШИЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ ВАХСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Я.И. Сварацкий

Научный руководитель доцент В.А. Базавлук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке проектов освоения территории, часто упускаются вопросы, учитывающие полный набор требований состава проектной документации, предусмотренный Постановлением правительства Российской Федерации № 87 от 16.02.2008 г. О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию.

Актуальность работы заключается в необходимости учета требуемых положений Постановления правительства о составе проектной документации применительно к освоению месторождений природных ресурсов.

Задачи работы:

1. Провести анализ состава проектной документации на проектирования территории кустовой площадки №7 Кошильской площади Вахского нефтяного месторождения;

2. Провести анализ *предпроектной* документации;
3. Разработать *предложения* по проекту рекультивации осваиваемой территории месторождения.

Объектом исследования является территория кустовой площадки №7 Вахского нефтяного месторождения Кошильской площади, расположенная на землях лесного фонда территориального отдела Нижневартовское лесничество.

В ходе анализа проектной документации на рекультивацию земель установлено, что она предусматривает выполнение работ в неполном объеме. В этом проекте отсутствуют мероприятия на выполнение подготовительных работ, как первый этап предпроектной документации на рекультивацию. Однако подготовительный этап по рекультивации земель предусматривает 3 этапа, в том числе подготовительный, технический и биологический.

В свою очередь *подготовительный* этап предусматривает выполнение следующих работ, а именно прогноз развития событий, экологическая экспертиза и инвестиционное обоснование.

Технический этап рекультивации, согласно проекту предусматривает следующие работы:

- засыпка амбаров и котлованов, расположенных на кустовой площадке, суглинистым грунтом до уровня поверхности земли;
- перемещение обвалования;
- демонтаж всех временных сооружений и уборка строительного и бытового мусора;
- чистовая планировка нарушенной поверхности участков земель.

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление почвенно-растительного слоя, утраченного в процессе строительства и защиту почв от эрозионных процессов, предусматривает искусственное лесовосстановление, в соответствии с Приказом № 183 от 16 июля 2007 года «Об утверждении Правил лесовосстановления» [3].

Согласно требованиям Постановления Правительства Российской Федерации № 140 от 23.02.1994 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании природного слоя почвы» и «Основных положений о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы», утвержденных приказом Минприроды России и Госкомзема от 22 декабря 1995 г. № 525/6, рекультивация нарушенных земель проводится в 3 этапа [1].

Первый этап – подготовительный, который включает инвестиционное обоснование мероприятий по рекультивации нарушенных земель и разработку рабочей документации.

Второй этап – технический, это реализация инженерно-технической части проекта восстановления земель.

Третий этап – биологический – завершающий рекультивацию и включающий озеленение, лесное строительство, биологическую очистку почв, агромелиоративную и фиторекультивационные мероприятия, направленные на восстановление процессов почвообразования.

Исключение в составе предпроектной документации мероприятий подготовительного периода включающего проведение экологической экспертизы, прогноза результатов нарушения природной среды и инвестиционных процессов приводит к нарушению значимости рационального природопользования [1]. В соответствии с этим возникает предположение о том, что финансирование этих работ перенесено из значимых в статью «Прочие затраты». Таким образом, затраты на выполнение вышеперечисленных мероприятий могут быть не выполнены, что приводит возможному предотвращению экологического равновесия осваиваемой территории.

Инженерное обустройство территории представлено следующим образом. Она обвалована суглинистым грунтом с откосами 1:1,5. Для обеспечения устойчивости обвалования и откосов насыпи от размыва атмосферными осадками и ветровой эрозии проектом предусмотрено их укрепление с внешней стороны посевом трав.

Для сбора и хранения бурового шлама на территории кустового основания предусмотрен шламовый амбар объемом 11 500 м³. По внешнему периметру шламового амбара предусмотрено устройство обвалования высотой 1 м, ширина поверху 4,0 м из глинистого грунта.

Коридор инженерных коммуникаций представлен нефтегазосборными трубопроводами, водоводом высокого давления и подъездной автодорогой. Для проезда механизмов через коммуникации предусмотрены проезды шириной 6,5 м. Высота насыпи над трубой составляет 1,4 м. Глубина заложения нефтепроводов от поверхности земли до верхней образующей трубы принята не менее 0,8 метра. Участки трубопроводов на пересечениях с автодорогами прокладываются в защитных футлярах из труб, диаметр которых не менее чем на 200 мм больше по отношению к исходной трубе. Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами, принято не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра (кожуха) [2].

Все вышеперечисленные объекты обустройства сооружены согласно проектным решениям, учитывающим мероприятия по защите экологического состояния исследуемой территории. Естественная территория кустовой площадки претерпела коренные изменения.

На момент сдачи объекта в эксплуатацию на исследуемой территории были выявлены нарушения:

- не убраны мелкие порубочные материалы (древесина располагается над трассой трубопровода);
- не ликвидированы эрозионные процессы почвы, возникшие во время бурения скважин;
- не проведена рекультивация «амбара» - шламанакопителя;
- не убран полностью технический мусор.

В результате сооружения объекта, возникли непредусмотренные проектом эрозионные процессы (процессы заболачивания и подтопления) на прилегающей территории, которые должны быть учтены на первом

прогнозом этапе реализации проекта. По данным нарушениям нами было составлено письмо на имя подрядчика, о необходимости ликвидации нарушений, в соответствии с которым, нарушения были устранены и кустовая площадка введена в эксплуатацию.

Выводы и предложения:

1. Заказчик обязан предоставить техническое задание на разработку проекта рекультивации земель в полном объеме, состоящего из 3-х этапов;
2. При реализации 1-ого этапа, должна быть проведена экологическая экспертиза с учетом прогноза развития ситуации;
3. Должным образом наладить организацию наблюдений за процессами изменения почвенного покрова и ландшафта прилегающей территории.

Литература

1. Базавлук В.А., Кулижский С.П. Основы природопользования: учеб. Пособие. – Томск: Изд-во «Печатная мануфактура», 2010, – 200 с.
2. Сварацкий Я.И. Экологическое состояние территории кустовой площадки №7 Кошильской площади Вахского нефтяного месторождения. /Я.И. Сварацкий, В.А. Базавлук// Сборник докладов VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина «Творчество юных – шаг в будущее» по теме «Проблемы геоэкологии и устойчивого развития в XXI веке. Экология человека и планеты» 23-27 ноября г. Томск, С. 484-486.
3. СП 34-116-97 Ведомственные строительные нормы. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов.

СНИЖЕНИЕ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЯ

И.П. Сверчков

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Объем добываемого и обогащаемого угля в Российской Федерации ежегодно растет. Это приводит к увеличению количества образующихся отходов углеобогащения. На сегодняшний день их количество только на территории России исчисляется сотнями миллионов тонн. В результате накопления отходов углеобогащения усугубляется экологическая обстановка в регионе, а также безвозвратно теряются миллионы тонн потенциального минерального сырья. В районах добычи и переработки угля такие отходы могут стать сырьем для получения дешевой энергии.

Крупнейшим угольным бассейном России является Кузбасс. На его долю приходится около 40% каменного и более 60% коксующегося угля, добываемого в нашей стране [1].

Добыча угля сопровождается изъятием земель лесохозяйственного и сельскохозяйственного назначения, преобразованием рельефа, загрязнением приземного слоя атмосферного воздуха, а также подземных и поверхностных водотоков и водоемов. Наряду с этими проблемами, одной из основных задач является утилизация большого количества отходов, полученных в ходе производства.

Кемеровская область занимает первое место среди регионов с наибольшим объемом образованием отходов (2698,1 миллионов тонн). Главным видом производства этого региона являются добыча и переработка угля [2].

В данной работе представлены результаты исследований техногенных массивов, расположенных на территории угледобывающего и углеперерабатывающего предприятия ОАО «Междуречье», представляющих собой шламы углеобогащения.

Согласно проекту нормативов образования отходов, ежегодно на обогатительной фабрике образуется свыше 800 тысяч тонн угольных отходов. Они представляют собой обводненную мелкодисперсную смесь углей различных марок и пустой породы.

На сегодняшний день существует несколько возможных способов утилизации таких отходов (брикетирования, пиролиз, газификация), однако одним из наиболее перспективных способов переработки таких отходов является получение из них водоугольного топлива, поскольку этот способ не требует энергос затратных методов удаления связанной воды. Кроме этого, полученное топливо может быть использовано на котельной предприятия.

Были проведены исследования угольного шлама с предприятия ОАО «Междуречье», которые показали, что отходы углеобогащения обладают относительно низкой зольностью (около 25 %) и высокой удельной теплотой сгорания (около 16 МДж/кг).

Анализ содержания основных топливных элементов проводился методами термического анализа. Определение содержания углерода, водорода и азота проводилось при помощи анализатора LECO CHN628, а содержание серы определялось при помощи анализатора LECO 628S. Результаты анализа основных топливных элементов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты определения содержания углерода, водорода, азота и серы, %

Номер пробы	C	H	N	S
1	58,256	3,534	1,487	0,397
2	64,801	3,493	1,5748	0,389
3	60,424	3,624	1,538	0,326
4	58,803	3,796	1,530	0,319
5	57,483	3,723	1,407	0,419

Для определения токсичности шламов, был проведен химический анализ твердой фазы отходов. Состав был проанализирован при помощи полуколичественного метода на рентгенофлуоресцентном спектрометре Thermo ARL 9900. Результаты анализа отражающее содержания основных элементов в оксидной форме представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты анализа шламов углеобогащения, %

Номер пробы	Fe ₂ O ₃	SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO	BaO
1	14,59	8,90	4,29	2,57	2,27
2	12,31	7,05	3,87	1,92	2,20
3	13,77	8,27	2,73	2,33	2,14
4	16,97	7,61	2,34	3,04	1,84
5	15,81	8,18	3,25	2,79	2,12

На основании полученных данных можно сделать вывод, что отходы не являются токсичными, а благодаря высокому содержанию углерода, водорода, азота и относительно высоким значениям удельной теплоты сгорания, а также низкой зольности и содержанию серы, отходы можно использовать как сырьё для получения водоугольного топлива.

При сжигании водоугольного топлива образуются золошлаковые отходы. При складировании в отвалы они могут пылить, загрязняя приземный слой атмосферного воздуха, а при выпадении осадков подвижные формы элементов могут вымываться, загрязняя почвы и подземные воды.

При использовании угля в качестве топлива, на предприятии ОАО «Междуречье», согласно проекту нормативов образования отходов и лимитов на их размещение, ежегодно образуется свыше 3250 тонн золошлаковых отходов. Если перевести котельные предприятия на использование в качестве топлива водоугольных суспензий, то количество образующихся золошлаковых отходов возрастет.

Золошлаковые отходы могут служить источником ряда металлов и элементов. Угли, являясь природными сорбентами, содержат примеси многих ценных элементов, включая редкие земли и драгметаллы. При сжигании их содержание в золе возрастает в 5-6 раз и может представлять промышленный интерес [3].

Было проведено исследование микрокомпонентов, содержащихся в шламах углеобогащения после сжигания. Анализ был проведен методом полуколичественного анализа рентгенофлуоресцентной спектроскопии. Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты анализа содержания микрокомпонентов в пробах золы, мг/кг

Номер пробы	Hf	Sc	La	Y	Cd	Cr	Cu	Ga	Ni	Pb	Zn
1	23	36	31	13	63	20	19	250	110	30	110
2	150	39	31	14	67	49	62	270	120	44	290
3	150	29	15	< 10	60	56	78	250	100	34	120
4	140	25	11	< 10	55	55	69	230	90	37	120
5	120	18	10	< 10	54	61	66	190	81	27	110
6	120	17	2	< 10	49	45	52	220	77	33	120
7	110	77	48	20	52	42	64	260	110	83	250
8	99	68	39	18	52	67	110	260	110	68	200
9	100	64	36	16	55	57	86	230	100	42	170
10	97	45	28	12	51	53	90	230	89	55	150
Ср. знач	110,9	41,8	25,1	15,5	55,8	50,5	69,6	239	98,7	45,3	164

В таблице 4 представлены минимальные содержания малых элементов в золах углей, определяющих возможную промышленную значимость.

Таблица 4
Содержание малых элементов в золах углей, определяющих промышленную значимость, мг/кг [4]

Химический элемент	Hf	Sc	La	Y	Cd	Cr	Cu	Ga	Ni	Pb	Zn
Содержание элементов	25	50	750	75	5	7000	500	100	500	1200	2000

Промышленный интерес представляют следующие элементы: Hf, Cd и Ga.

Таким образом, отходы углеобогащения предприятия ОАО «Междуречье» при получении из них водоугольного топлива могут заменить традиционное горючее. При таком их использовании можно сократить техногенную нагрузку на район, уменьшить выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, снизить уровень загрязнения почв и подземных вод. Предприятие также сможет получать выгоду, от сокращения штрафов за загрязнения окружающей среды и от реализации угля, предназначавшегося для сжигания на котельных. Также возможна продажа золошлаковых отходов металлургическим предприятиям в качестве сырья для получения товарных продуктов.

Литература

1. Редкие элементы в углях Кузнецкого бассейна / Арбузов С.И., Ершов В.В., Поцелуев А.А., Рихванов Л.П. – Кемерово.: Кемеровский полиграфкомбинат, 1999. – 248с.
2. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2012 году» [электронный ресурс]. – Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. URL: <http://www.mnr.gov.ru> (дата обращения 07.02.2016).
3. Черпанов А.А. Комплексная переработка золошлаковых отходов / Черпанов А.А., Кардаш В.Т. // Геология и полезные ископаемые мирового океана. – 2009, №2, с. 98-115.
4. Ценные и токсичные элементы в товарных углях России: Справочник / Ю.Н. Жаров, Е.С. Мейтов, И.Г. Шарова. М.: Недра, 1996. – 238 с.

БИОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ИНДИКАЦИЯ УРАНА И ТОРИЯ В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ УРАНДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ МЕТОДАМИ ИНСТРУМЕНТАЛЬНОГО НЕЙТРОННО-АКТИВАЦИОННОГО АНАЛИЗА И РАДИОГРАФИИ Ю.Е. Силенко

Научный руководитель доцент Д. В. Юсупов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство растений, произрастающих на урбанизированных территориях, в той или иной степени подвержены антропогенному влиянию. Растения отражают геохимическую специализацию окружающей среды и могут выступать индикаторами её состояния [4]. Листья, кора и кольца деревьев служат объектами в экологических исследованиях для оценки состояния атмосферного воздуха, в том числе в районах с развитым горнодобывающим производством [7,8]. Использование растений в качестве индикаторов состояния окружающей среды актуально с точки зрения накопления в них рассеянных и радиоактивных элементов, концентрация которых в биосфере увеличивается в связи с нарастающим их использованием в производстве.

Проведенные И.Г. Берзиной (1993) [1] и А.Р. Ялалтдиновой (2015) [10] исследования методами радиографии показали, что с помощью листьев тополя можно с высокой точностью и наглядностью регистрировать радиоактивное загрязнение окружающей среды, выявлять пути поступления радиоактивных элементов в растения. Установленные А.Л. Ковалевским (2010) закономерности поглощения радиоактивных элементов растениями позволяют сделать выводы о возможности практического использования некоторых видов растений как биогеохимических индикаторов урановой минерализации [5].

Цель работы – биогеохимическая индикация урана и тория на территории г. Краснокаменска методами инструментального нейтронно-активационного анализа и радиографии по данным изучения листьев тополей.

Объектом исследования служили листья тополя бальзамического (*Populus balsamifera L.*). Листья тополя являются специфическим геохимическим планшетом, который накапливает элементы из почвы, а также улавливает пылеаэрозоли из атмосферного воздуха за счет особенностей строения листа: шероховатости поверхности, наличия клейкого воска, расположения устьиц на обеих сторонах листовой пластинки.

Исследования проведены на территории города Краснокаменска, находящегося в зоне влияния добычи урановых руд Мо-У месторождений на Стрельцовском рудном поле в Забайкальском крае. Рудное поле относится к категории уникальных – общие запасы урана, сосредоточенные в девятнадцати пространственно сближенных месторождениях, оцениваются более чем в 250 тыс. т [2]. Эксплуатация месторождений Стрельцовского рудного поля ведется с 1968 года и сопровождается трансформацией природных ландшафтов прилегающих территорий. Экологическую ситуацию на данной территории и в ее окрестностях осложняет наличие источников техногенного загрязнения, связанных не только с деятельностью рудников, но и с сопутствующим производством Приаргунского горно-химического комбината [2].

Распределение урана и тория в листьях тополя на исследуемой территории установлено И.Г. Берзиной [1] методами авто- и f-радиографии. Метод автордиографии основан на способности радиоактивных веществ воздействовать на эмульсионный слой фотографической пластинки или рентгеновской пленки, и выражается в почернении после проявления тех участков негатива, которые контактировали с радиоактивным веществом. Метод осколочной радиографии (f-радиографии) основан на процессе деления ядер урана и тория под воздействием тепловых нейтронов в ядерном реакторе. Метод f-радиографии дает возможность выявить пространственное распределение урана и тория при одновременном определении их концентрации [1,10].

Использование методов радиографии позволили И.Г. Берзиной [1] в зоне влияния уранодобывающего предприятия идентифицировать пути проникновения и формы проявления делящихся элементов в листьях тополя (рис.). Если делящиеся элементы попадают в растения через корневую систему, то их проявление повторяет макроструктуру листа (рис., I). Если же на растении осаждаются радиоактивные пылевидные частицы, то распределение делящихся элементов в листе не повторяет его макроструктуру. При этом отображение на детекторе таких загрязнений имеет специфическую, характерную для пыли конфигурацию (рис., II).

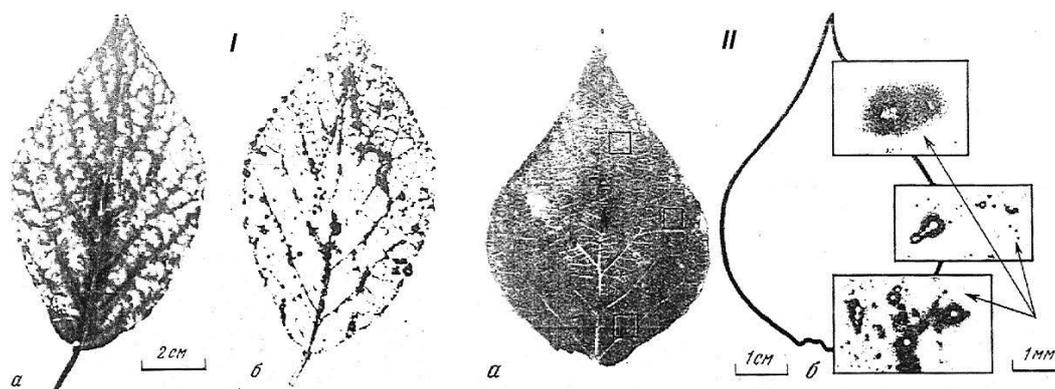


Рис. Распределение урана в листе тополя, произрастающего вблизи отвалов (I) и в 20 км от уранового месторождения (II): а – лист тополя, б – детектор [1].

Для оценки уровня содержания радиоактивных элементов в растительности на исследуемой территории отобраны пробы листьев тополя. Отбор проб в городе проводили в конце лета по разряженной сети. Листья отбирали методом средней пробы в нижней части кроны с внешней ее стороны по окружности на высоте 1,5-2 м от поверхности земли с примерно одновозрастных деревьев одного вида. Для упаковки и хранения проб использовали крафт пакеты «Стерит». Всего на территории г. Краснокаменка отобрано 5 проб.

Подготовка проб для анализа включала следующие операции: просушивание при комнатной температуре, измельчение, взвешивание и озоление. Озоление проб листьев производили способом сухой минерализации согласно требованиям ГОСТ 26929-94 [2]. Средняя зольность листьев тополя составила 12 %. Определение валового содержания урана и тория в образцах золы листьев тополя производили инструментальным нейтронно-активационным методом анализа (ИНАА) в аккредитованной ядерно-геохимической лаборатории на исследовательском ядерном реакторе ИРТ-Т в Томском политехническом университете по аттестованным методикам (НСАМ ВИМС № 410-ЯФ), аналитики А.Ф. Судыко, Л.В. Богутская. Среднеквадратичная погрешность определения содержания элементов составила не более 30 %. Полученные результаты представлены в таблице.

Таблица

Содержание урана, тория (в г/т) и Th/U отношение в золе листьев тополя г. Краснокаменска

Химический элемент	Содержание (среднее/min-max)	Th/U
Th	0,9 (0,6 – 1,7)	0,5
U	1,9 (0,4 – 4,1)	

По коэффициенту концентрации > 3 , рассчитанному с использованием опубликованных данных о среднем содержании элементов в золе листьев тополя урбанизированных территорий Казахстана, Сибири и Дальнего Востока, построен геохимический ряд. По нему в г. Краснокаменске выделяется устойчивая уран-цезий-ториевая специализация: $U (6,5) > Cs (4,9) > Th (3,1)$ [7]. Источником повышенных содержаний цезия служат Cs-содержащие вулканические стекла – перлиты, описанные в этом районе Г.А. Шатковым (1969) [9].

Рассчитан показатель Th/U отношения, который отражает преимущественно геохимические особенности горных пород (петрогенный фактор среды), а также позволяет судить о нарушении природного баланса этих элементов на территориях с развитым промышленным производством [6]. Th/U отношение в золе листьев тополя в г. Краснокаменске составило низкое значение – 0,5, что является техногенной аномалией, свидетельствующей о наличии источника эмиссии урана в окружающую среду, вызванной добычей и первичной переработкой урановых руд месторождений на Стрельцовском рудном поле.

Выводы. Проведенный анализ опубликованных данных показал, что с помощью методов радиографии возможно с высокой чувствительностью, точностью и наглядностью выявлять источники радиоактивного загрязнения окружающей среды, а также выявлять пути поступления радиоактивных элементов в растения. С помощью метода ИНАА в золе листьев тополя определены содержания урана и тория, уровень концентрации которых отражает геохимическую специализацию, как урандобывающего и перерабатывающего производства, так и природного фактора. Результаты исследования подтверждают вывод о том, что величина Th/U отношения является индикатором степени трансформации окружающей среды в пределах техногенных ландшафтов.

Литература

1. Берзина И.Г. Выявление радиоактивного загрязнения окружающей среды методом радиографии // Геохимия, 1993. – №3. – С. 449 – 456.
2. Величкин В.И., Чуднявцева И.И. Ландшафтно-геохимические исследования при оценке радиозоологического состояния окружающей среды в зоне влияния урандобывающего и перерабатывающего комплекса (на примере Стрельцовского Мо-У рудного поля) // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология, 2009. – №2. – С. 99 – 114.
3. ГОСТ 26929-94. Сырье и продукты пищевые. Подготовка проб. Минерализация для определения содержания токсичных элементов. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 31 с.
4. Ильин, В. Б. Элементный химический состав растений / В. Б. Ильин. – Новосибирск: Наука, 1985. – 127 с.
5. Ковалевский А.Л., Ковалевская О.М. Биогеохимия урановых месторождений и методические основы их поиска. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2010. – 362 с.
6. Рихванов Л.П., Арбузов С.И., Барановская Н.В. и др. Радиоактивные элементы в окружающей среде // Известия Томского политехнического университета, 2007. – Т. 311. – №1. – С.128 – 136.
7. Рихванов Л.П., Юсупов Д.В., Барановская Н.В., Ялалтдинова А.Р. Элементный состав листвы тополя как биогеохимический индикатор промышленной специализации урбасистем // Экология и промышленность России. – 2015. – Т. 19. – №. 6. – С. 58 – 63.
8. Trace element Composition of poplar in Mongolian Cities / N.E. Kosheleva, I.V. Timofeev, N.S. Kasimov, T.M. Kiselyova, A.V. Alekseenko, O.I. Sorokina. In: Frank-Kamenetskaya O.V. et al. (eds.). Biogenic – Abiogenic Interactions in Natural and Anthropogenic Systems, Lecture Notes in Earth System Sciences. – Springer, 2016. – P. 165 – 177.
9. Шатков Г.А., Гущин Е.Н. О высоких содержаниях цезия в кислых вулканических стеклах // Геохимия. – 1969. – № 12. – С. 1510 – 1513.
10. Ялалтдинова А.Р. Элементный состав растительности как индикатор техногенного воздействия на территории г. Усть-Каменогорска: дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2015. – 172 с.

РАДИОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА В РАЙОНЕ Г. ГОРНО-АЛТАЙСКА В.А. Ситникова

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Ю.В. Робертус
Горно-Алтайский государственный университет, г. Горно-Алтайск, Россия

Наиболее крупной урбанизированной территорией Республики Алтай является хозяйственно-селитебная агломерация ее административного центра г. Горно-Алтайска и сельских пригородов, где на площади 30 км² проживает около 85 тыс. чел. или 40 % населения республики. Радиоэкологическая изученность в районе агломерации неравномерная, но в целом удовлетворительная, однако отсутствует обобщение имеющихся данных и не ведется мониторинг в местах напряженной радиационной обстановки.

Радиоэкологическая обстановка на территории агломерации обусловлена в основном радиационными характеристиками геологической среды и частично прошлыми атмосферными выпадениями радиоактивных продуктов ядерных взрывов. В настоящее время она варьируется в больших пределах – от фоновой до напряженной и определяется, главным образом, гамма-фоном горных пород и почв, содержащих естественные радионуклиды (⁴⁰K, ²³²Th, ²³⁸Ra), уровнем активности радона в воздухе и в воде, а также воздействием космического излучения [2].

Радиоэкологическая обстановка, обусловленная природными источниками излучения. Содержание естественных радионуклидов в почвах находится на фоновом для агломерации уровне (табл. 1), а их слабоконтрастные вариации обусловлены различиями состава почвообразующих пород. Мощность создаваемой ими экспозиционной дозы гамма-излучения варьируется в пределах 8-15 мкР/час при среднем 10 мкР/час. Между собой естественные радионуклиды имеют положительные значимые связи, обусловленные совместным нахождением в исходных почвообразующих породах. Напротив, их связи с привнесенными техногенными ¹³⁷Cs и ⁹⁰Sr отрицательные и незначимые [6].

Таблица 1

Параметры распределения радионуклидов в почвах и донных осадках в районе г. Горно-Алтайска (з/т)

Радионуклиды	Почвы (n=44)				Донные отложения (n=16)			
	min	max	X	V, %	min	max	X	V, %
²²⁶ Ra	1,8	3,8	2,4	22,5	2,0	4,0	2,7	22,6
²³² Th	4,6	8,0	6,5	12,9	4,4	7,5	6,5	13,2
⁴⁰ K	0,93	1,50	1,25	9,8	1,11	1,57	1,31	9,2
¹³⁷ Cs	2	47	8	108,0	2	5	2,7	41,1

Установлено, что параметры распределения естественных радионуклидов в почвах и донных осадках поверхностных водотоков в районе г. Горно-Алтайска практически совпадают между собой (разница не более 5-10 %), что свидетельствует о близком и унаследованном от горных пород их минеральном субстрате. Это касается и торий-уранового отношения, которое в среднем составляет 2,7 для почв и 2,4 для донных осадков.

Значительная часть территории агломерации относится к категории потенциально опасной по радону (объемная активность в жилых и общественных помещениях превышает 200 Бк/м³). Таковыми являются участки развития мелких тел и апикальных зон невыходящих на эрозионный срез верхнепалеозойских гранитоидных интрузий, "дренирующих" их разломных структур и узлов их пересечения. Плотность потока радона с поверхности почвы в районе варьируется в пределах 7-1209 мБк/м² при среднем 77 мБк/м²·с (по данным [2] – 12-8610 и 186 мБк/м²·с), а его объемная активность в приземной атмосфере составляет 1,7-82 мБк/м³.

Пространственное распределение радона в районе республиканского центра характеризуется крайней неравномерностью. Так, его средняя объемная активность в воздухе помещений в разные годы составляла 155-256 Бк/м³ при максимальных значениях до 5000 Бк/м³ и более, а в подземных питьевых водах среди палеозойских пород от первых единиц до 2650 Бк/л. В период афтершоков Чуйского землетрясения (2003 г.) активность радона в подземных водах эпизодически превышала предельно допустимую величину (60 Бк/л) в 2,3-44 раза [3].

Содержание урана в питьевых водах основных водозаборов г. Горно-Алтайска (Улалинский и Майминский) составляет в основном тысячные доли мг/л, но эпизодически повышается до 0,02-0,03 мг/л.

Техногенные источники радиоактивного загрязнения. На современную радиационную обстановку в районе г. Горно-Алтайска в очень небольшой степени оказывают влияние локальные выпадения долгоживущих радионуклидов (¹³⁷Cs, ⁹⁰Sr, ^{239,240}Pu), привнесенных при прошлых испытаниях ядерных устройств на Семипалатинском полигоне. Для этих техногенных радионуклидов присуща неоднородность и мелкоочаговый характер первичных выпадений и последующего перераспределения, зависящих от характера почв, рельефа, поверхностного стока и пр.

Максимальное содержание ¹³⁷Cs в почвах на порядок, а среднее в три раза выше (удельная активность 47 и 8 Бк/кг соответственно), чем в речных донных илах. Это указывает на "закрепленный" высококонтрастный (V>100%) характер его прошлых выпадений. Наибольшая плотность остаточного загрязнения ¹³⁷Cs на территории агломерации составляет 140 мКи/км², средняя – 24 мКи/км², что в целом ниже фона его прошлых глобальных выпадений на территории региона (40-60 мКи/км²).

Для распределения ¹³⁷Cs в профиле почв характерно резкое уменьшение активности с глубиной. Максимальная плотность его осадка проявлена в интервале 0-5 см. В интервале 0-10 см сосредоточено до 80 % его запасов. Глубина вертикальной миграции ¹³⁷Cs, как правило, составляет 15-20 см и изредка достигает 30-50 см. Эти особенности его распределения существенно отличаются от поведения естественных радионуклидов, что указывает на различные источники их поступления в почвы – местном для естественных радионуклидов и дальнепринесом для радиоцезия-137 [5].

Распределение ⁹⁰Sr и ^{239,240}Pu в природных средах агломерации изучено слабо. Предварительно установлена их тесная сопряженность с остаточными концентрациями ¹³⁷Cs, при этом плотность осадка ⁹⁰Sr в 1,5-5 раз (в среднем в 3 раза) ниже. Глубина распространения ⁹⁰Sr в профиле почв достигает 0,5-1 м и более, с глубиной отношение ⁹⁰Sr/¹³⁷Cs увеличивается [4].

Установленная по единичным пробам удельная активность радиоизотопа оружейного плутония ^{239,240}Pu в окрестностях г. Горно-Алтайска варьируется в пределах 0,41-1,87 Бк/кг при среднем 0,92 Бк/кг, что заметно выше фона его глобальных выпадений в Сибирском регионе (0,2-0,3 Бк/кг) [6]. Следует отметить, что современные остаточные концентрации техногенных радионуклидов в объектах окружающей природной среды на территории агломерации не влияют на радиационный фон и представляют опасности для ее населения.

Радиационно-гигиеническая обстановка. Для уточнения радиационно-гигиенической обстановки на территории агломерации, радиологической лабораторией ФГУЗ "Центр гигиены и эпидемиологии по Республике Алтай" проводятся: замеры мощности дозы гамма-излучения; измерения плотности потока радона с поверхности почвы и его объемной активности в помещениях; определение альфа- и бета-активности и содержания урана в питьевой воде; радиологические исследования почв, растительного сырья, продуктов питания, строительных материалов, металлолома и др. [1]. Следует отметить, что в районе г. Горно-Алтайска нет промышленных производств, использующих источники ионизирующего излучения, последние имеются только в медучреждениях.

Ионизирующее излучение, создаваемое геологическими образованиями в пределах агломерации, обуславливает дозы облучения 0,7-1,3 мЗв/год, что отвечает слабо повышенному уровню природной радиоактивности. С учетом средней величины космической радиации 0,5 мЗв/год, средняя суммарная доза облучения населения от природных источников гамма-излучения составляет 1,2-1,8 мЗв/год.

Средняя эквивалентная объемная активность радона в воздухе жилых помещений агломерации, варьирующая в настоящее время в пределах 155-256 Бк/м³, создает дозу внешнего облучения 5,6-9 мЗв/год. Предварительно установлено, что около трети жилых помещений относится к категории опасных по радону, требующих проведения специальных мер защиты от его проникновения в здания (III, реже II класс защиты).

Концентрации радона в воде эксплуатируемых месторождений подземных вод в районе г. Горно-Алтайска в последние годы не превышали предельно допустимый уровень 60 Бк/л. Также не было выявлено проб питьевой воды с содержанием радона, создающим эффективную дозу более 1 мЗв/год и требующим проведения защитных мероприятий. В то же время в отдельных пробах питьевой воды отмечалось повышенное содержание урана, превышающее допустимую концентрацию 0,015 мг/л по ГН 2.1.5.2280-07.

Все местные и привозные строительные материалы, используемые на территории агломерации, имеют низкую

удельную эффективную активность естественных радионуклидов (максимальная $A_{эфф}$ составляет 150 Бк/кг, средняя 22-31 Бк/кг) и относятся к 1 классу по ГОСТ 30108-94. Для сравнения средняя $A_{эфф}$ почв и донных осадков агломерации составляет соответственно 80 и 86 Бк/кг, а максимальная – 116 и 121 Бк/кг.

Проведенным в небольших объемах изучением техногенных радионуклидов (^{137}Cs , ^{90}Sr) в основных продуктах питания и продовольственном сырье установлено их низкое содержание на уровне первых Бк/кг. В дикоросах на примере кедрового ореха их содержание слабо повышенное – до 22-55 Бк/кг. Следует иметь в виду, что на загрязненной в прошлом территории Республики Алтай изредка встречаются локально проявленные аномально повышенные концентрации этих техногенных радионуклидов в грибах, мхах, древесине, в хвойном опаде и растительной подстилке. Не исключена возможность их выявления и в районе г. Горно-Алтайска.

Радиационная доза облучения, получаемая в разные годы среднестатистическим жителем агломерации от природных источников и медицинских процедур (в 2008 г. – 1,8 мЗв, в 2014 г. – 0,3 мЗв) составляла 7,5-10 мЗв, что в 1,5-2 раза выше предельно допустимой дозы для человека (5 мЗв/год) и 2,2-3 раза выше среднего уровня по Российской Федерации (3,4 мЗв/год). При этом вклад радона в суммарную годовую эффективную дозу облучения составил 70-80 %, внешнего гамма-излучения – 11%, космического излучения около 5%.

В заключение необходимо отметить, что текущая радиозоологическая обстановка в районе г. Горно-Алтайска в целом является условно благоприятной, местами неблагоприятной (напряженной) для проживания, и определяется в основном природными источниками ионизирующего излучения, в первую очередь, радонном.

Литература

1. Государственный доклад «О состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия и защиты прав потребителей в Республике Алтай в 2014 году». – Горно-Алтайск: 2015. – 210 с.
2. Доклад о состоянии и об охране окружающей среды Республики Алтай в 2014 году // Под ред. Ю.В. Робертуса. – Горно-Алтайск: 2014. – 122 с.
3. Кац В.Е., Драчев С.С. Радон как индикатор сейсмической активизации в подземных водах Республики Алтай в афтершоковый период Алтайского землетрясения // Природные ресурсы Горного Алтая. – 2007. – № 2. – С. 64-67.
4. Мешков Н.А., Жилиев Е.Г., Вальцева Е.А., Галин Л.Л. Экологические и медико-биологические последствия воздействия ядерных испытаний на территорию и население Республики Алтай. – М.: Воениздат, 1999. – 144 с.
5. Рихванов Л.П., Робертус Ю.В. Некоторые особенности радиоактивного загрязнения территории Горного Алтая // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека. Материалы Международной конференции. – Томск: "Тандем-Арт", 2004. – С. 769-771.
6. Робертус Ю.В. Радиозоологическая обстановка на территории Республики Алтай // Матер. IV Межд. конф. "Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека". – Томск: изд-во ТПУ, 2013. – С. 456-460.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ ЦИНКА В ВОЛОСАХ ДЕТЕЙ, ПРОЖИВАЮЩИХ НА ТЕРРИТОРИИ ПАВЛОДАРСКОЙ И КИРОВОГРАДСКОЙ ОБЛАСТЕЙ

М.И. Скрипник¹, Ж. Абикеева²

Научный руководитель доцент Н. П. Корогод, профессор Барановская Н.В.

¹Павлодарский Государственный Педагогический Институт, г. Павлодар, Казахстан

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экологическая картина промышленных городов является одной из главных проблем современности. Для того, чтобы понять суть проблемы, важно знать не только элементный состав загрязнений, но и структуру распределения очагов, установление источников вредных воздействий, размеры зон их влияния на население [12]. По данным геоэкологов, экологов и медиков [10] волосы признаны хорошим индикатором воздействия на человека факторов окружающей среды. Правомерность и эффективность использования данного субстрата в анализе эколого-токсикологических корреляций доказана результатами нескольких международных координированных программ, выполненных под эгидой Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) [8].

Цинк является элементом, содержание которого в высокой концентрации в крови приводит к отравлению и влечет за собой фиброзное перерождение поджелудочной железы, а избыток цинка задерживает рост, нарушает минерализацию костей, и приводит к дефициту железа, меди, кадмия [11].

Цель работы: определить уровень содержания цинка в волосах жителей исследуемых областей.

Задача исследования:

1. Определить количественный состав Zn в волосах детей проживающих на территории Павлодарской области и г. Малая Виска, Украина.
2. Определить уровень накопления цинка в живом веществе.

Материал и методы исследования. При отборе проб (21) использовалась стандартная методика, рекомендованная МАГАТЭ (1989). Пробоподготовка проводилась на кафедре геологии и геохимии Томского политехнического университета, аналитик – Судыко А.Ф. Всего проанализирована 21 проба: г. Павлодар, п. Щербакты, п. Лебяжье - Республики Казахстан и города районного значения (г.р.з.) - Малая Виска Кировоградской области-Украина.

На территории Павлодарской области расположены крупные промышленные предприятия, которые являются техногенными источниками поступления тяжелых металлов и токсичных элементов в экосистему [2].

Малая Виска расположена в Кировоградской области (центральной части Украины). Минеральный потенциал исчисляет 340 месторождений бурого угля и руды (никеля, железа), сырья для атомной энергетики - урана и нерудного полезного ископаемого - каолина [3]. Непосредственно в г. Малая Виска расположено предприятие по переработке урана на базе крупнейшего в Европе Ново Константиновского месторождения урановых руд [1].

Результаты исследования представлены в таблице 1, рисунке 1.

Таблица 1.

Сравнительная оценка содержание цинка в волосах детей

№	Место и год, исследователь	Количественный состав содержания цинка в
1.	По данным справочника «Человек, медико-биолог. данные», 1977 [13]	260
2.	M'Baku S.B., Parf R.M., 1982 [4]	174
3.	Rodushkin I., Axelsson M.D., 2000 [5]	144
4.	Челябинская область, Барановская Н.В., 2003 [6]	403±49
5.	Томская область, Барановская Н.В., 2003 [6]	164±5,6
6.	п. Актогай, Корогод Н.П., 2010 [7]	231±23
7.	п. Кызылжар, Корогод Н.П., 2010 [7]	249±22
8.	г. Павлодар, Корогод Н.П., 2010 [7]	196±8
9.	Томская область, Наркович Д.К., 2012 [9]	182±3.5
10.	Иркутская область, Наркович Д.К., 2012 [9]	227±10
11.	п. Лебяжье, 2014	216±71
12.	п. Щербакты, 2014	194±47
13.	г. Павлодар, 2014	291±103
14.	г. Малая Виска, Кировоградская область, 2014	116 ±24

Анализ данных показал, что за последние 37 лет наибольшее содержание цинка было выявлено у жителей Челябинской области (403±49 мг/кг), наименьшее в г. р. з. Малая Виска, Кировоградской области (116±24 мг/кг).

Коэффициент концентрации химических элементов в волосах детей Павлодарской области рассчитывали относительно кларка ноосферы (биосферы), по Глазовским, 1982. Геохимический ряд накопления выглядит следующим образом:

г. Павлодар_{10,5} > с. Кызылжар, Аксуский район_{5,4} > с. Актогай, Актогайский район_{5,0} > с. Акку, Лебяжинский район_{4,6} > с. Щербакты, Щербактинский район_{4,2}, рисунок 1.

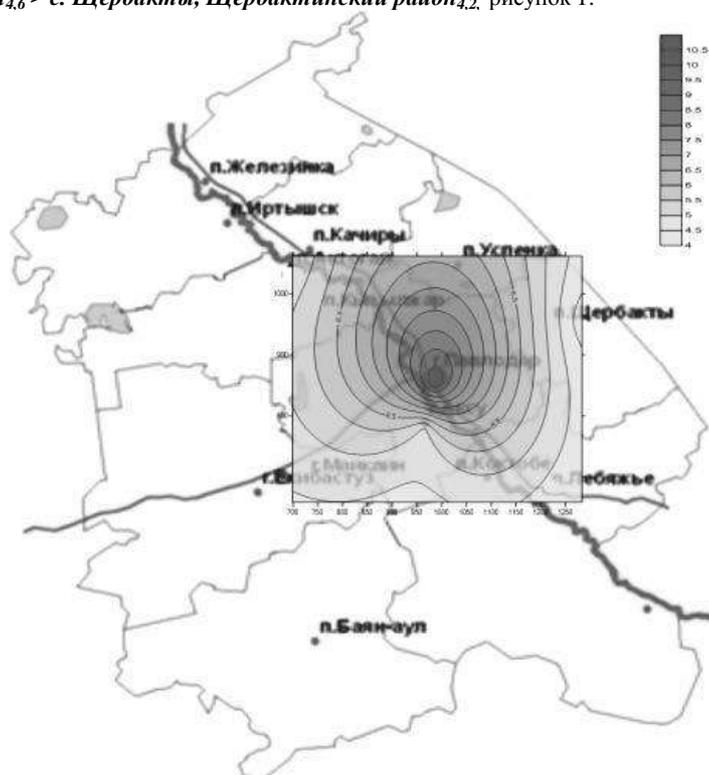


Рис. 1 – Карта-схема размещения коэффициента концентрации цинка в волосах детей, проживающих на территории Павлодарской области

Полученные данные в 2010 и 2014 гг. по накоплению цинка в волосах детей г. Павлодара показывают, что коэффициент концентрации цинка увеличился в 1,5 раз (с 4,3 до 6,3). Уровень накопления токсичного металла в волосах детей г. Малая Виска в 2,5 раза меньше, чем в волосах детей г. Павлодара, что может говорить о техногенном пути поступления цинка в организм детей г. Павлодара.

Литература

1. <http://mala-viska.mvrada.org.ua/> (информация 29.11.2014)
2. <http://www.oblstat.pavl.kz/rus/pavlcity/> (информация на 1.01.2014)
3. <https://ru.wikipedia.org/wiki/> (информация 29.11.2014)
4. M'Baku S.B., Parr R.M., Journal of Radioanalytical Chemistry 1982, Volume 69, Issue 1-2, pp 171-180
5. Rodushkin I., Axelsson M.D., Application of double focusing sector field ICP-MS for multielemental characterization of human hair and nails. Part II. A study of the inhabitants of northern Sweden, Sci. Tot. Environ. 2000, 262/1-2, 21-36.
6. Барановская Н.В. Элементный состав биологических материалов и его использование для выявления антропогенно-измененных территорий (на примере южной части Томской области) // автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата биологических наук. - Томск, 2003- 20с.
7. Корогод Н.П. Оценка качества урбоэкосистемы в условиях г. Павлодара по данным элементного состава волос детей // автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата биологических наук. - Томск, 2010. - 24 с.
8. Ленинджер А. Основы биохимии. М., «Мир», 1985, т.3, С.838 - 845.
9. Наркович Д.К. Элементный состав волос детей как индикатор природно-техногенной обстановки территории (на примере Томской области) // автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук- Томск, 2012.-21с.
10. Саэт Ю.Е., Ревич Б.А., Янин Е. П. и др. Геохимия окружающей среды/Москва, 1990- 335 с.
11. Скальный А.В.. Химические элементы в физиологии и экологии человека. М: Оникс 21 век, 2004. – С.109 – 114
12. Чайка В.К., Демина Т.Н., Долгошапка О.Н., Батман Ю.А., Мещерякова А.В.. Диагностика, лечение и профилактика нарушений минерального обмена у женщин. Киев, 2007. – 37с.
13. Человек. Медико-биологические данные. — М.: Медицина. 1977. — 496 с.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ И МАГНИТНАЯ ВОСПРИИМЧИВОСТЬ ПОЧВ РАЙОНОВ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ТЕРРИТОРИИ Г. ТОМСКА А.В., Сурнина В.К. Щеглова

Научный руководитель доцент Л.В. Жорняк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Содержание в пробах почв частиц, в составе которых имеются элементы группы железа (Fe, Ni, Co и др.) определяет их магнитные свойства. Работы некоторых ученых показывают, что изучение магнитных свойств почв может быть полезным для суждения о минералогическом и химическом составе почв, диагностики форм железа, для характеристики различных типов почв, а также некоторых почвообразовательных процессов и условиях эволюции почвы (LeBorgne, 1955; Oades, Townsend, 1963; Лукшин и др., 1968; Вадюнина и др., 1974; Бабанин, 1973; Бабанин и др., 1987).

Величина магнитной восприимчивости зависит от содержания в пробах ферромагнитных и парамагнитных ионов (Fe, Mn, Co, Cr, Ni, TR), а также связана с присутствием магнитных фаз (Бронштейн, 1954; Ерофеев и др., 2006).

Изучением магнитной восприимчивости почв и грунтов фоновых участков и территорий промышленных районов на территории Западной Сибири занимались О.А. Миков (1975, 1999) и Е.Г. Язиков (2006). В работах показана корреляция результатов измерения магнитной восприимчивости и расчета суммарного показателя загрязнения, т.е. в районах, которые выделяются повышенными значениями «каппа» относительно среднего, также фиксируются ореолы максимальных значений суммарного показателя загрязнения площади тяжелыми металлами. Поэтому, показатель магнитной восприимчивости почв может использоваться как экспрессный способ оценки загрязненности территорий.

По результатам ранее проведенных исследований, согласно запатентованной методике (Патент №2133487, авторы Е.Г. Язиков, О.А. Миков) при измерении магнитной восприимчивости проб почв, отобранных в районах расположения различных промышленных предприятий г. Томска, средняя величина изменялась от 41 до $121 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ при фоновом значении по данным О.А. Микова $32 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ [2].

На территории г. Томска летом 2015 г. в районах расположения некоторых промышленных предприятий, таких как: Томская ГРЭС-2, Электроламповый завод, Электромеханический, Шпалопропиточный завод и ЗАО «Сибкабель» были отобраны 48 проб почв. Пробы почв отбирались из поверхностного слоя (0-10 см), предварительно очищенного от верхнего дернового горизонта, пробоотборной лопаткой, методом конверта. Масса объединенной пробы составляла не менее 1 кг.

С помощью малогабаритного измерителя магнитной восприимчивости почв осуществлялось измерение показателя магнитной восприимчивости. Проба почвы помещалась в пластиковый стаканчик (объем всех проб должен был одинаковым), далее с помощью прибора трижды проводилось измерение показателя и вычислялось среднее значение данной величины. Результаты измерений приведены в таблице и на рисунке 1.

Таблица

Среднее значение магнитной восприимчивости почв в районах расположения промышленных предприятий на территории г. Томска

Промышленные предприятия	$\chi * 10^{-5}$ ед. СИ $m \pm \sigma$ (min/max)	n	$\chi * 10^{-5}$ ед. СИ $m \pm \sigma$ (min/max) [2]
Томская ГРЭС-2	189 ± 127 (52/444)	11	96 ± 14,7 (81,3/110,7)
ОАО «Томский электроламповый завод»	123 ± 34 (77/172)	11	57,6
ОАО «Томский электромеханический завод»	113 (90/133)	8	84,3 ± 5,6 (68,3/115)
Томский шпалопропиточный завод ОАО «ТрансВудСервис»	92 (41/156)	8	59,6 ± 9,5 (30,3/80,7)
ЗАО «Сибкабель»	124 (89/152)	10	80,5 ± 4,3 (67,7/85,7)
Фон (Миков, 1999)	32 (20/40)		

Примечание: m – среднее значение; σ – стандартная ошибка; n – количество проб

Все полученные значения магнитной восприимчивости почв в районах расположения промышленных предприятий г. Томска превышают фоновый показатель от 3 до 6 раз. Кроме того, по сравнению с данными ранее проведенных исследований, значения магнитной восприимчивости, полученные нами, выше почти в 2 раза.

Наибольшее значение показателя магнитной восприимчивости наблюдается в районе Томской ГРЭС-2 и составляет $189 * 10^{-5}$ ед. СИ, наименьшее – в районе Томского шпалопропиточного завода ($92 * 10^{-5}$ ед. СИ).

Кроме того, проводилось изучение вещественного состава выделенной магнитной фракции. Взвешивалось 10 г просеянной почвы (сито диаметром 1 мм) и при помощи магнита Сочнева выделялась магнитная фракция.

В составе магнитной фракции выявлены следующие частицы: отходы металлообработки, ферромагнетит, проволока, буро-рыжие частицы неправильной формы, частицы угля, шлак и различные недиагностированные частицы (рис. 2).

Также на рисунке 1 можно наблюдать, что с увеличением значения показателя магнитной восприимчивости почв, увеличивается содержание магнитной фракции и наоборот.

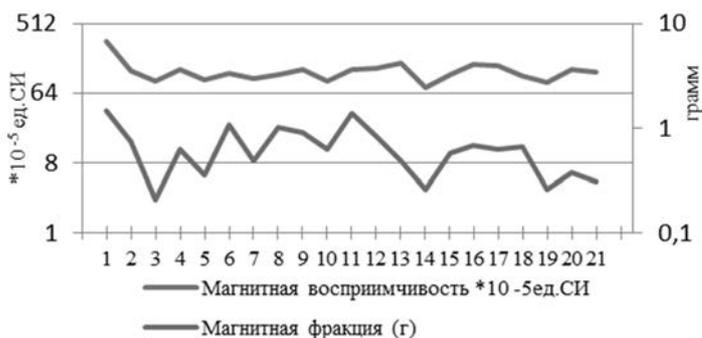


Рис. 1 Соотношение содержания в пробах почв магнитной фракции и показателя магнитной восприимчивости: 1-5 – ГРЭС-2; 6-9 – ОАО «ТЭЛЗ»; 10-12 – ОАО «ТЭМЗ»; 13-15 – ОАО «Томский шпалопропиточный завод»; 16-21 – ЗАО «Сибкабель».

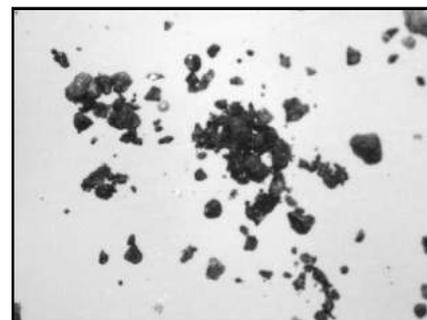


Рис. 2 Фото магнитной фракции пробы почвы. Увеличение 25^x.

Таким образом, сохраняется тенденция увеличения загрязнения почв элементами группы железа и т.к. почва является долговременной депонирующей средой, то происходит их постоянное накопление, что скорее всего и сказывается на увеличении значения показателя магнитной восприимчивости почв. Для подтверждения этого в дальнейшем планируется выполнить элементный анализ отобранных проб.

Литература

1. Пат. 2133487 Российская Федерация, МПК6 G 01 V 9/00. Способ определения техногенной загрязненности почвенного покрова тяжелыми металлами группы железа (железо, кобальт, никель) / Язиков Е.Г., Миков О.А.; заявитель и патентообладатель Томский политехн. унт. – № 98100689; заявл. 08.01.98; опубл. 20.07.99.
2. Язиков Е.Г. Оценка эколого-геохимического состояния территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв: монография / Е.Г. Язиков, А.В. Таловская, Л.В. Жорняк. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 264 с.

**ОНТОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД К СИСТЕМАТИЗАЦИИ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ
В АРКТИЧЕСКОМ БАССЕЙНЕ**

И.В. Тимофеева

Научный руководитель доцент М.А. Кустикова

Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики, г. Санкт-Петербург, Россия

В связи с интенсивным увеличением объемов информации в сети Интернет и сложностью ее структурирования актуальной задачей является повышение эффективности использования информационных ресурсов большого объема. Структурированность информации, присущая онтологиям, обеспечивает дополнительные возможности для решения задач информационного поиска. [3] В первую очередь, это относится к таким формализуемым областям, как научные области. Онтологии являются эффективным средством навигации в огромных информационных массивах. Современные онтологии представляют собой огромные контролируемые словари связанных между собой понятий. [2]

Арктический регион - очень хрупкая экосистема. Важен системный подход для изучения геоэкологических изменений и развития региона. Геоэкология – междисциплинарное научное направление, геоэкологические изменения Арктики могут быть изучены и описаны разными специалистами. Необходима единая система обеспечения доступа к современным исследованиям и разработкам, для возможности всеобъемлющей оценки ситуации. [1]

Арктика – стратегический регион столкновения национальных интересов восьми государств, а так же транснациональных корпораций. Арктическая территория Российской Федерации определяет вес «арктической» экономики в общем балансе страны и ее перспектив развития в будущем.

Целью исследования является разработка онтологической модели систематизации геоэкологических изменений в Арктическом бассейне.

В ходе исследования решаются следующие задачи:

1. Изучение и анализ геоэкологических изменений Арктического региона;
2. Анализ и формализация предметных областей, методов и средств изучения геоэкологии;
3. Создание концептуальной карты;
4. Формирование уровней онтологической модели геоэкологических знаний;
5. Создание визуальной 3D-модели онтологической системы;
6. Создание открытой модерируемой базы знаний на основе разработанной онтологической модели.

Формальное описание результатов концептуального моделирования предметной области представляется в форме воспринимаемой человеком и компьютерной системой. [6]

Онтологическая сеть – это конечное множество концептов (терминов, понятий) предметной области, отношений между ними и аксиом или функций интерпретации. [5]

Визуализация онтологии более доступна при формировании онтологии из когнитивных фреймов. Структуры обеспечивают лучшее понимание онтологии, чем отображение связанных понятий в виде графовой структуры. [4]

Методы, используемые для формализации области знаний:

1. Определение свойств данных, которые существенно влияют на решение исходной проблемы (достоверность, точность, полнота, согласованность, зависимость интерпретации от времени их появления во времени). Большое значение имеют способ и стоимость приобретения данных.
2. Построение рекурсивной модели концептуальной карты
3. Определение спектра онтологических моделей предметной области. Выделение уровней онтологической сети.
4. Создание подсистем по средствам конфейнмент-моделирования. Построение трехмерной модели онтологии для визуализации системы геоэкологических изменений.
5. Создание открытой модерируемой базы знаний геоэкологических изменений по средствам Web Ontology Language (OWL)

В качестве базового формата хранения данных может быть использован формат Resource Description Framework (RDF). [7] RDF представляет собой абстрактную модель, обеспечивающую способ представления знаний в виде отношений предикат – агентив – объект – субъект. Данные RDF образуют когнитивные фреймы, использующем в качестве источника данных реляционную базу данных. Для извлечения информации из хранилища используются структурированные запросы на языке рекомендованным консорциумом W3C и одной из технологий Semantic Web. Открытая система знаний геоэкологический изменений Арктического региона позволит отслеживать менее изученные области и анализировать междисциплинарные связи, также онтология может являться обучающим ресурсом.

Литература

1. Арский Ю.М., Финн В.К. Принципы конструирования интеллектуальных систем// Информационные технологии и вычислительные системы. – 2008. – №4. – С.4-38.
2. Артемьева И.Л. Метод построения многоуровневых онтологий сложноструктурированных предметных областей // Знания – онтологии – теории: труды Всерос. конф. – Новосибирск. – 2007.

3. Вдовицын В.Т., Лебедев В. Технологии систематизации и поиска электронной научной информации с применением онтологий // Информационные ресурсы России. – 2010. – № 5. – С. 6–10.
4. Вехорев М.Н. Построение хранилищ онтологических баз знаний // Всероссийская конференция «Управление знаниями и технологиями Semantic-Web», 2010. – С. 165–170.
5. Загорюлько Ю.А., Загорюлько Г.Б. Использование онтологий в экспертных системах и системах поддержки принятия решений // Труды Второго симпозиума «Онтологическое моделирование» (Казань, октябрь 2010 г.) – Москва: ИПИ РАН, 2011. –С. 321-351.
6. Крюков К.В., Панкова Л.А., Пронина В.А., Суховеров В.С., Шипилина Л.Б. Меры семантической близости в онтологии // CONTROL SCIENCES, №5, 2010
7. Лапшин В.А. Онтологии в компьютерных системах. – М.: Научный мир, 2010. – 222 с.
8. Madin J., Schildhauer M., Jones M. Advancing ecological research with ontologies // Trends in Ecology and Evolution. – USA California, 2007 – №3. – P. 159 – 168.
9. Madina J., Bowersb S., Schildhauera M., Penningtond D., Villa F. An ontology for describing and synthesizing ecological observation data // Ecological Informatics. – USA California, 2007. – №2. – P. 279 – 296.

ФОРМЫ НАХОЖДЕНИЯ ТРАНСУРАНОВЫХ РАДИОНУКЛИДОВ В ПРИРОДНЫХ ВОДАХ ПЛОЩАДКИ «ДЕГЕЛЕН» СЕМИПАЛАТИНСКОГО ИСПЫТАТЕЛЬНОГО ПОЛИГОНА А.С. Торопов

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск

Следствием эксплуатации объектов атомной энергетики, аварийных ситуаций на предприятиях, относящихся к ядерно-топливному циклу, испытаний ядерного оружия стало нахождение в окружающей среде техногенных радионуклидов, в особенности трансурановых изотопов, которые способны вносить существенный вклад в радиоактивность природных объектов [4]. Стоит принимать во внимание высокую продолжительность полураспада трансурановых элементов, который достигает десятков тысяч лет, что обуславливает их длительное пребывание в биосфере. Искусственные радионуклиды могут содержаться в значимых количествах в поверхностных водных объектах Семипалатинского испытательного полигона и представлять потенциальную опасность для экосистем и человека, перемещаясь за территорию площадок испытаний.

Также актуальность определяет слабая изученность вопроса миграции и форм нахождения трансурановых радионуклидов в водных объектах, как на экспериментальном (фрагментарные исследования на Семипалатинском полигоне), так и на теоретическом уровне, поскольку практически отсутствуют модели, основанные на глубокой проработке фактического материала вплоть до молекулярного уровня.

Решение Казахстана строить атомные станции и производить топливо для них также ставит вопрос прогнозирования развития радиационной обстановки вблизи источников загрязнения окружающей среды на территории Республики, а проблема прогнозирования развития радиационной обстановки вблизи Семипалатинского испытательного полигона всегда будет объектом внимания мирового сообщества. Поведение радиоактивных элементов вблизи радиационно-опасных объектов, скорость и интенсивность их миграции и влияние на состояние окружающей среды и здоровье населения являются очень актуальной научной и практической проблемой.

Цель данной работы – изучение миграции трансурановых радионуклидов – плутония и америция в водных объектах Семипалатинского полигона с определением форм их нахождения.

Выбор объектов для изучения форм нахождения радионуклидов в воде определялся на основе литературного материала по содержанию радионуклидов в водных объектах полигона [1]. Объектом данного исследования послужили водотоки припортовых участков штолен 176, 177, 503, 504 и 511 площадки «Дегелен» Семипалатинского испытательного полигона.

Объем проб воды составлял от 2 до 10 л. Пробу воды отбирали в чистые полиэтиленовые емкости, избегая взмучивания донных осадков, попадания частиц растительности и посторонних примесей, затем фильтровали *in situ* через бумажный фильтр «белая лента» с диаметром пор 5-8 мкм, либо в течение 24 часов с момента отбора. Затем, пробу делили пополам, одна часть пробы подкислялась концентрированной азотной кислотой до pH = 2 и подвергалась стандартной процедуре химического концентрирования. Другую часть фильтровали через мембранный фильтр из полиэтилентерефталата с диаметром пор 0,2 мкм, после чего пермеат подкисляли, добавляли изотопные метки и проводили концентрирование аналогичным образом. Таким образом, подобная подготовка проб позволила условно выделить следующие формы нахождения: «взвешенные вещества», «коллоидные вещества», «истинно-растворимые формы».

Общий химический состав воды штольневых водотоков площадки «Дегелен» представлен в таблице 1.

По общему химическому составу штольневые водотоки относятся к пресным и слабоминерализованным водам (шт. 504), по анионно-катионному составу – гидрокарбонатно-кальциевые (водотоки штолен 176, 177, 511) и сульфатно-кальциевые-магниевого (водотоки штолен 503, 504).

Установлено, что активность плутония в изученных водных объектах колебалась в широких пределах – от $n \cdot 10^{-2}$ до $n \cdot 10^0$ Бк/л (Таблица 2).

Таблица 1

Общий химический состав штольневых водотоков площадки «Дегелен»

Наименование объекта	pH	Сухой остаток	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ³⁻	SO ₄ ²⁻
Штольня 176	7,7	170	7,5	45	5,1	5,9	120	42
Штольня 177	6,4	400	31	76	17	9,8	210	120
Штольня 503	6,8	430	22	90	17	9,3	120	220
Штольня 504	5,9	1100	54	160	100	14	4,9	870
Штольня 511	6,4	410	23	72	22	6,5	270	37

Примечание: единица измерения сухого остатка и главных ионов воды – мг/л.

Таблица 2

Распределение форм нахождения Pu-(239+240) в воде штольневых водотоков Площадки «Дегелен» Семипалатинского испытательного полигона, Бк/л

№ п/п	Название объекта	Взвешенное вещество, (%)	Коллоидное вещество, (%)	Растворенные формы, (%)
1	Штольня 176	0,11±0,02 (52)	$7,3 \cdot 10^{-2} \pm 1,4 \cdot 10^{-2}$ (35)	$2,7 \cdot 10^{-2} \pm 0,9 \cdot 10^{-2}$ (13)
2	Штольня 177	0,13±0,02 (48)	$4,3 \cdot 10^{-2} \pm 1,0 \cdot 10^{-2}$ (16)	$9,7 \cdot 10^{-2} \pm 1,8 \cdot 10^{-2}$ (36)
3	Штольня 503	2,2±0,7 (27)	1,1±0,1 (14)	4,8±0,1 (59)
4	Штольня 504	$3 \cdot 10^{-2} \pm 1,3 \cdot 10^{-2}$ (40)	$1,8 \cdot 10^{-2} \pm 0,6 \cdot 10^{-2}$ (24)	$2,7 \cdot 10^{-2} \pm 0,9 \cdot 10^{-2}$ (36)
5	Штольня 511	$< 6,5 \cdot 10^{-3}$	$2,2 \cdot 10^{-2} \pm 0,7 \cdot 10^{-2}$ (>80)	$< 4,2 \cdot 10^{-3}$

Примечание: в скобках – доля от суммы форм нахождения, %

Максимальное содержание изотопов плутония в природных водах Семипалатинского полигона установлено на уровне 8,1 Бк/л (сумма всех форм нахождения), в том числе сумма коллоидных и растворенных форм – 5,9 Бк/л, что более чем на порядок превышает уровень вмешательства установленный СЭТОРБ-2015 [5]. В остальных водоисточниках превышений уровня вмешательства зафиксировано не было. Известно, что плутоний имеет сложное химическое поведение в природных водах, склонен к гидролизу, коагуляции, комплексообразованию с органическими и минеральными лигандами, коллоидообразованию, изменению степени окисления, и соответственно, изменению формы нахождения даже в результате незначительных колебаний состава воды [2].

Распределение форм нахождения плутония носит неоднозначный характер. Отмечено, что данный радионуклид присутствует в водах во всех изучаемых формах. В зависимости от водоисточника, доля взвешенных форм колеблется от 27% до 52,4 %, форм существования плутония, ассоциированных с коллоидными веществами – от 13 до более >80 %, растворенных форм – от 13 до 59 %.

Как отмечают в работе [3], невозможно оценивать характер миграции такого нуклида, как плутоний в водной среде без учета вклада коллоидных частиц.

В таблице 3 представлены данные по распределению форм нахождения Am-241 в изучаемых водных объектах.

Таблица 3

Распределение форм нахождения Am-241 в воде штольневых водотоков Площадки «Дегелен» СИП, Бк/л

№ п/п	Название объекта	Взвешенное вещество	Коллоидное вещество	Растворенные формы
1	Штольня 176	<0,1	<0,1	<0,2
2	Штольня 177	<0,04	<0,06	<0,06
3	Штольня 503	0,04±0,01	<0,02	<0,04
4	Штольня 504	<0,02	<0,1	<0,1
5	Штольня 511	$< 6,5 \cdot 10^{-3}$	<0,2	<0,2

Количественных значений по данному радионуклиду из-за недостаточной чувствительности определения практически не было получено, что не позволяет корректно оценить поведение америция в природных водах и определить формы его существования, необходимы более детальные исследования.

Дальнейшие исследования по изучению миграции плутония в поверхностных и подземных водах Семипалатинского испытательного полигона будут продолжены. Исследование выполнено в рамках целевой программы 0122/ПЦФ-14 МОН РК.

Литература

1. Aidarkhanov, A.O. et al. Mechanisms for surface contamination of soils and bottom sediments in the Shagan River zone within former Semipalatinsk Nuclear Test Site // J. of Environ. Radioact. – 2013. – Vol. 124. – P. 163-170.
2. Choppin G.R., Morgenstern A. Distribution and movement of environmental plutonium // Radioact. Environ. – 2001. – Vol. 1. – P. 91-105.
3. McCarthy J.F., Zachara J.M., Subsurface transport of contaminants // Environmental Science Technology – 1989. – Vol. 23. – P. 496-502.
4. Novikov A.P. Migration and concentration of artificial radionuclides in environmental objects // Geochemistry Int. – 2010. – Vol. 48 (13). – P. 1263-1387.
5. Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" // утв. Постановлением Правительства РК № 261 от 27.03.2015г.

ДИНАМИКА ПОТОКА РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ИЗ АТМОСФЕРЫ НА СНЕЖНЫЙ ПОКРОВ НА ТЕРРИТОРИИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В г. ОМСКЕ

М.И. Третьякова, В.В. Литау

Научный руководитель доцент А.В. Таловская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В крупных городах, каким можно назвать г. Омск, напряженная экологическая обстановка. Исследования правительства Омской области по проекту «Атмосферный воздух и здоровье населения» показали, что в округах, где находится большое количество промышленных предприятий, люди чаще страдают сердечно-сосудистыми заболеваниями, поражениями дыхательных путей, в том числе астмой, и проблемами, связанными с онкологией [3]. Неблагоприятная ситуация сложилась в Советском округе г. Омска, где расположен крупный нефтеперерабатывающий завод, завод по производству синтетического каучука, завод полипропилена и объекты теплоэнергетики. Здесь фиксируется самый высокий уровень заболеваемости населения, частые случаи болезней органов дыхания [7].

Одним из методов, позволяющих оценить степень антропогенного воздействия на окружающую среду городов и влияния загрязнения на здоровье населения, является мониторинг загрязнения атмосферных осадков. Наиболее удобным в изучении видом осадков является снежный покров, так как снег является универсальным планшетом-накопителем практически всех веществ, поступающие в атмосферу с выбросами предприятий [2].

В конце февраля 2014 г и 2015 г. был проведен отбор проб снега в окрестностях близко расположенных нефтеперерабатывающего завода (НПЗ), завода по производству синтетического каучука, завода полипропилена, ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4. В 2014 году точки были расположены по векторной системе согласно главенствующему направлению ветра в северо-восточном направлении на расстоянии (0,5, 1, 3,5, 5,5 км). Пробы были отобраны на границах СЗЗ и в 2,5 и 5,5 км от СЗЗ на территории жилого района (пос. Омский), чтобы оценить влияние НПЗ. Всего было отобрано 4 пробы. В качестве фоновой площадки была выбрана д. Москаленки, в 100 км на запад от города. Всего в фоновом районе было отобрано 5 проб. В 2015 году всего было отобрано 10 проб по вектору (1,3 3,4 на запад и юго-запад, 1,7 2,5 4,7 км на северо-восток, 0,8 1,37 и 2,2 км на юг и юго-запад, 0,23 и 4,5 км на север и северо-запад). В качестве фоновой площадки была выбрана д. Соленое, в 130 км на юг от города. Всего в фоновом районе было отобрано 4 пробы.

Работы по отбору и подготовке снеговых проб выполняли с учетом методических рекомендаций [2,5] и на основании работ [6,7]. Содержание редкоземельных элементов в пробах твердого осадка снега определяли методом ISP-MS в ХАЦ «Плазма» (г. Томск).

При анализе данных проводили расчет коэффициента концентрации (КК) как отношение содержания элемента в твердом осадке снега (С, мг/кг) к его фоновому содержанию (С_ф, мг/кг): $КК = С / С_{ф}$; среднесуточного потока элементов из атмосферы на снежный покров: $Р_{общ} = C * P_n$, мг/(км²хсут), где С - концентрация элемента (мг/кг) в твердом осадке снега, P_n - пылевая нагрузка, (кг/(км²хсут)), $P_n = P_o / S * t$, P_o – масса твердого осадка снега (кг); S – площадь шурфа (км²); t – время от начала снегоостава до даты отбора снега (сут.). [5]. Фактор обогащения рассчитывался для проб твердого осадка снега по формуле:

$\Phi_{обогащения} = (X / A_1)_{взвесь} / (X / A_1)_{земн. коры}$, где X – элемент, для которого рассчитывался фактор обогащения [7]. Согласно этой формуле фактор обогащения атмосферной примеси, имеющей почвенное происхождение, должен быть близок к единице.

В результате анализа проб было установлено, что концентрации La, Ce, а также Yb и Lu значительно превышают фоновые значения в отобранных пробах (табл.). Значения величин среднесуточного потока изучаемых элементов на снежный покров изучаемой территории в десятки раз превышает аналогичный показатель для фоновой территории (табл.1). Кроме того, повышенное содержание легких лантаноидов отражается на величине La+Ce/Yb+Lu. Содержание легких лантаноидов в природе больше, чем тяжелых, в то же время церия в природе больше, чем лантана [1]. Отношение La+Ce/Yb+Lu соблюдается для данной территории, но природная тенденция преобладания церия над лантаном нарушается, что свидетельствует о техногенном поступлении лантана.

Таблица 1

Содержание редкоземельных элементов в твердом осадке снега и среднесуточный поток элементов на снежный покров в окрестностях близко расположенных нефтеперерабатывающего завода, завода по производству синтетического каучука, завода полипропилена, ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4 г. Омска (2014 и 2015 гг.)

Элементы	Содержание, мг/кг			Фактор обогащения		Среднесуточный поток, мг/(км ² хсут)		
	2014	2015	Фон	2014	2015	2014	2015	Фон
La	1758	180	19	42	7,8	9887	6502	9887
Ce	325	94	33	3,9	2	6838	4505	6838
Yb	6	3	1	2,5	1,5	248	172	248
Lu	0,6	0,4	0,2	0,9	1,2	36	27	36
(La+Ce)/(Yb+Lu)	59	55	37					

Сравнивая результаты анализа проб за 2014 и 2015 года, можно отметить, что прослеживается динамика уменьшения содержания редкоземельных элементов (табл.). Это ярко выражается при расчетах фактора обогащения. Фактор обогащения для La в 2015 году составил 7,8, тогда как в 2014 этот же показатель - 42, то есть в 5 раз больше, для Ce в 2015, чем в 2014, а для Yb этот показатель в 2015 году меньше в 1,7 раз, для Lu нет существенной разницы (табл.). Полученное превышение можно отнести на счет вклада антропогенных источников, вероятнее, расположенных в Советском промышленном узле (НПЗ, заводы по производству синтетического каучука, полипропилена, ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4). Согласно литературным данным, при технологических процессах, а именно при использовании катализаторов гидроочистки и гидрокрекинга, присутствующих на нефтехимических заводах, в том числе на Омском НПЗ, применяются редкоземельные элементы [8].

Таким образом, анализ полученных данных свидетельствует об антропогенном источнике поступления La, Ce, Yb, Lu. Кроме того, полученные нами результаты исследований, а также обзор ранее проведенных исследований, позволяет предположить, что поступление исследуемых редкоземельных элементов связано с выбросами предприятий, расположенных в Советском округе г. Омска.

Литература

1. Барановская Н.В. Закономерности накопления и распределения химических элементов в организмах природных и природно-антропогенных экосистем: автореф. дис. ... д-р биол. наук. - Томск, 2011. - 46с
2. Василенко В.Н., Назаров И.М., Фридман Ш.Д. Мониторинг загрязнения снежного покрова. - Л.: Гидрометеоиздат, 1985. - 185 с.5.
3. Катализатор и способ гидропереработки нефтяного сырья с его использованием [Электронный ресурс] URL: <http://www.findpatent.ru/patent/230/2301703.html>
4. Омск: экологическое состояние города-миллионника [Электронный ресурс] URL: <http://greenologia.ru/eko-problemy/goroda/omsk-ekologicheskoe-sostoyanie.html>
5. Саега Ю.Е., Ревич Б.А., Янин Е.П. Геохимия окружающей среды. - М.: Недра, 1990. - 335 с.
6. Язиков Е.Г. Разработка методологии комплексной эколого-геохимической оценки состояния природной среды (на примере объектов юга Западной Сибири) // Известия Томского политехнического университета. 2011. - Т. 304. - Вып. 1. - 325-336 с.
7. Язиков Е.Г., Таловская А.В., Жорняк Л.В. Оценка эколого-геохимического состояния территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв. Томск: Изд. Томского политехнического университета, 2010. - 264 с.
8. Ecologynatural [Электронный ресурс] URL: <http://www.ecologynatural.ru/enats-828-4.html>
9. FindPatent, Катализатор и способ гидропереработки нефтяного сырья с его использованием [Электронный ресурс] URL: <http://www.findpatent.ru/patent/230/2301703.html>

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ПОЧВ И ГРУНТОВ ЗОНЫ АЭРАЦИИ В РАЙОНЕ СТРОИТЕЛЬСТВА АЭРОПОРТА «ЮЖНЫЙ» В АКСАЙСКОМ РАЙОНЕ РОСТОВСКОЙ ОБЛАСТИ

О.И. Трипольская

Научный руководитель доцент Д.Ю. Шишкина
Южный Федеральный Университет, г. Ростов-на-Дону, Россия

Международный аэропортовый комплекс «Южный» – крупнейший инфраструктурный проект Ростовской области. Работа по подготовке к реализации проекта ведется Правительством Ростовской области совместно с Министерством транспорта Российской Федерации. Место размещения проектируемого аэропорта – на территории Аксайского района Ростовской области, в четырех километрах севернее станции Грушевской.

Общая площадь земельного отвода под строительство проектируемого объекта составляет приблизительно 215 га. На территории будут располагаться здания и сооружения с различными конструктивными особенностями, в том числе: каркасные, емкостные, металлические, кирпичные и площадные. Строительство предполагается вести с применением как сухих, так и мокрых технологических процессов. Одними из главных преимуществ строительства нового аэропорта являются:

- благоприятное расположение по отношению к воздушным трассам;

- выполнение посадки и взлётов исключительно над незаселенной местностью;
- крупнейший аэропорт ЮФО.

В связи с предстоящим строительством на территории были проведены инженерно-экологические изыскания, результаты которых использованы для подготовки настоящей статьи.

В соответствии с системой природно-сельскохозяйственного районирования земельного фонда Ростовская область расположена в умеренном природно-сельскохозяйственном поясе в двух зонах: степной – обыкновенных и южных чернозёмов и сухостепной – тёмно-каштановых и каштановых почв. Участок изысканий расположен в степной зоне на чернозёмах обыкновенных. Чернозёмы и каштановые почвы составляют основу пахотных земель области. Они обладают высоким плодородием.

Отобранные пробы почв и грунтов были отправлены в лабораторию без предварительной подготовки и консервации. Всего отобрано 56 почвенных проб и 30 проб грунта из скважин. В 41 почвенной пробе и 20 пробах грунта определялись тяжелые металлы (медь, никель, свинец, ртуть, кадмий, цинк), мышьяк, нефтепродукты (НП), 3,4-бенз(а)пирен, pH солевого раствора. В 10-ти пробах грунта определялись радиологические показатели, такие как: удельная активность естественных радионуклидов и цезий-137. Так же при проходке 5-ти почвенных разрезов было отобрано 15 проб с целью определения агрохимических показателей, а именно: pH водного раствора, гумуса, массовой доли водорастворимых токсичных солей, обменного Na и массовой доли почвенных частиц. Микробиологические и санитарно-паразитологические исследования проводились для 10-ти объединенных проб почвы массой около 500 г, составленной из десяти точечных проб на площадках опробования № 1-10. Определяемыми показателями являлись: индекс бактерий группы кишечной палочки, индекс энтерококков, наличие патогенных бактерий (в том числе сальмонелл), яйца и личинки гельминтов, цисты кишечных патогенных простейших частиц.

В пределах исследуемого участка проводилось опробование почв на содержание нефтепродуктов, которые в современную эпоху стали одним из самых распространенных загрязняющих веществ биосферы. Попадание нефтепродуктов в почву вызывает ряд негативных последствий. Речь идет прежде всего об интенсивной трансформации морфологических и физико-химических свойств почв, следствием которой является снижение их продуктивности вплоть до необходимости вывода загрязненных земель из сельскохозяйственного оборота. В 14-ти проанализированных образцах почв исследуемого участка содержание нефтепродуктов варьирует от 73 до 144 мг/кг, составляя в среднем 104 мг/кг, и находится в рамках допустимого уровня загрязнения – до 1000 мг/кг [10].

В грунтах значения данного показателя несколько выше по сравнению с почвами. Такую ситуацию возможно объяснить тем, что при бурении скважин использовались горюче-смазочные материалы, и некоторое количество могло попасть в пробы. Однако, даже учитывая данное условие, значения варьируются от 93 до 481 мг/кг в среднем составляя 220 мг/кг, что так же значительно ниже допустимого уровня загрязнения.

В проанализированных образцах концентрация бенз(а)пирена ниже 0,004 мг/кг. Согласно установленным нормативам предельно допустимые концентрации этого поллютанта в почвах составляют 0,02 мг/кг, что значительно выше приведенных значений.

Содержания тяжелых металлов и мышьяка в породах зоны аэрации (грунтах) также, как и в почвах распределены достаточно равномерно и не превышают допустимых концентраций

Характеризуя почвенный покров в районе проектируемого строительства по агрохимическим показателям, можно сделать вывод о том, что почвенный покров согласно требованиям ГОСТ 17.5.3.06-85 [6] по составу и свойствам, предъявляемым к плодородному слою почвы, относится к потенциально плодородным (глубина почвенного разреза от 0 до 100 см). К основному почвенному показателю относится содержание гумуса. На площадке изысканий, согласно проведенным агрохимическим исследованиям, почва в районе разреза 4 относится к средней степени гумусированности, в районе остальных разрезов – к низкой степени гумусированности.

Таблица 1

Содержание химических элементов в почвах участка изысканий, мг/кг

Элемент	Содержание в почве		ПДК, ОДК [4, 5]	Среднее содержание в почвах мира [1]	Среднее содержание в супесчаных почвах [3]	Среднее содержание в почвах региона [2]
	среднее	пределы				
Cu	39	20,0-50,0	132	20	11	57,1
Zn	65,1	40,0-100,0	220	50	16	62,0
Pb	14,0	8,0-20,0	130	10	31	27,0
Cd	0,29	0,19-0,52	2,0	0,05	0,07	0,5
Ni	50,0	30,0-60,0	80	40	11	23,2
Hg	0,018	0,009-0,026	2,1	0,034	0,04	0,17
As	2,85	0,77-5,1	10,0	6,5	5,1	5,1

Исследованные почвы не имеют признаков солонцеватости, массовая доля водорастворимых токсичных

солей не превышает 0,25%, таким образом, значения агрохимических показателей являются благоприятными, что обуславливает необходимость снятия верхнего плодородного почвенного слоя в ходе строительства.

По содержанию тяжелых металлов и мышьяка почвенный покров и грунты зоны аэрации на изучаемой территории не являются загрязненными, поскольку ни в одной пробе измеренные значения не превышают допустимые значения. Несколько повышенные значения по сравнению с региональным фоном являются очень небольшими. Расчётный суммарный показатель химического загрязнения Z_c в своем максимуме равен 3 (при допустимом 16).

Микробиологические и санитарно-паразитологические показатели почв на данной территории соответствуют установленным нормативам: уровень содержания бактерий группы кишечной палочки, энтерококков, патогенных бактерий, в т.ч. сальмонеллы, яиц, личинок гельминтов, цист кишечных патогенных простейших характеризуется как допустимый.

Таблица 2

Результаты микробиологических и санитарно-паразитологических исследований почв

Показатель	Содержание	Пределы допустимых содержаний	Нормативный документ
Индекс БГКП	1	1-10	МР ФЦ/4022 от 24.12.04
Индекс энтерококков	Менее 1	1-10	МР ФЦ/4022 от 24.12.04
Патогенные бактерии, в т.ч. сальмонеллы	Не обнаружены	Отсутствие	МР ФЦ/4022 от 24.12.04
Яйца, личинки гельминтов (жизнеспособных)	Не обнаружены	Не допускаются	МУК 4.2.2661-10
Цисты кишечных и патогенных простейших, экз/100г	Не обнаружены	Не допускаются	МУК 4.2.2661-10

В целом экологическое состояние почвенного покрова участка изысканий оценивается как благоприятное.

Литература

1. Виноградов А.П. Геохимия редких и рассеянных элементов в почвах. – М.: Изд-во АН СССР, 1957. – 238 с.
2. Закруткин В.Е. Геохимия ландшафтов и техногенез. – Ростов н/Д.: Изд-во СКНЦ ВШ, 2002. – 308 с.
3. Кабата-Пендиас А., Пендиас Х. Микроэлементы в почвах и растениях. – М.: Мир, 1989. – 439 с.
4. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве»
5. ГН 2.1.7.2042-06 «Ориентировочно-допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве»
6. ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ»
7. МР ФЦ/4022 от 24.12.04 Метода микробиологического контроля почв
8. МУК 4.2.2661-10 Методы санитарно-паразитологических исследований
9. Отчет инженерно-экологических изысканий по объекту: «Строительство аэропортового комплекса «Южный». – Ростов н/Д.: ООО «ДОНГИС», 2014.
10. Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами (утв. Роскомземом 10 ноября 1993 г. и Минприроды РФ 18 ноября 1993 г.)

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РТУТИ В ЛИСТЬЯХ ТОПОЛЯ ВДОЛЬ ТРАССЫ НОВОКУЗНЕЦК – МЕЖДУРЕЧЕНСК

Е.М. Турсуналиева

Научный руководитель доцент Д.В. Юсупов, старший преподаватель Е.Е. Ляпина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ртуть является одним из самых токсичных металлов, загрязняющих окружающую среду. Практически во всех странах она входит в «черные списки» химических веществ, подлежащих особому экологическому и гигиеническому контролю. Ртутьсодержащие отходы по степени токсичности относятся к I классу опасности. Общее количество ртути, мобилизованной в качестве естественной примеси, связана с углем, нефтью и рудными концентратами цветных металлов [4]. Основными источниками атмосферных выбросов ртути являются установки по сжиганию угля и нефтепродуктов, а также предприятия цветной металлургии. Средневзвешенное содержание ртути в российских углях оценивается в 0,08 мг/кг, причем оно в значительной степени зависит от средней концентрации ртути в углях Кемеровской области, на которые приходится половина общего количества ртути, содержащейся в добытых углях России [4].

Цель исследования – оценить эколого-геохимическое состояние территории Новокузнецкой агломерации по данным изучения валового содержания ртути в сухой массе листьев тополя.

Новокузнецк – крупный промышленный город на юге Кемеровской области, расположен на обоих берегах верхнего течения реки Томи. Население города – более 550 тыс. человек, площадь составляет 424 км². Эта территория характеризуется резко континентальным климатом со значительными годовыми и суточными

колебаниями температур, приуроченностью к зоне сочленения Кузнецкой котловины, окруженной горными сооружениями Кузнецкого Алатау, Горной Шории и Салаира [2].

Новокузнецк – металлургический и угледобывающий центр Сибири. Промышленность города представлена рядом отраслей: черной металлургией (Объединенный Западно-Сибирский металлургический комбинат, завод ферросплавов), цветной металлургией (алюминиевый завод), добычей угля, машиностроением, строительством и теплоэнергетикой (три ТЭЦ и две ГРЭС). Крупнейшая тепловая электростанция Западной Сибири – Томь-Усинская ГРЭС расположена в г. Мыски в 25 км от г. Новокузнецка вдоль трассы Новокузнецк-Междуреченск. Топливом для электростанции служат низкосортные угли Кузнецкого бассейна. В городе сложилась напряженная экологическая ситуация. В 2013-2014 годах Новокузнецк входил в перечень городов России с наибольшим уровнем загрязнения атмосферного воздуха по таким показателям как сажа, взвешенные вещества, диоксид азота, фторид водорода, оксид углерода, формальдегид и бенз(а)пирен [1,2,5].

В 63 км восточнее Новокузнецка в субширотной впадине на слиянии рек Томь и Уса расположен г. Междуреченск с численностью населения около 100 тыс. человек. Он находится в юго-восточной части Кузнецкого угольного бассейна на территории Томусинского каменноугольного месторождения с содержанием ртути в углях – 0,8 мг/кг [4]. Угольная промышленность является градообразующей отраслью. Основным источником загрязнения атмосферного воздуха здесь являются котельные, угольные разрезы, шахты обогатительные фабрики. В атмосферу от них поступают пыль, окись углерода, окислы азота, сернистый газ, а также тяжелые металлы [5].

Таблица

Статистические параметры распределения ртути (мг/кг) в сухой массе листьев тополя вдоль трассы Новокузнецк – Междуреченск (N=11)

Показатель	Значение	Показатель	Значение
Среднее	0,026±0,002	Стандартное отклонение	8,3
Минимум	0,014	Экссесс	0,93
Максимум	0,044	Асимметрия	0,90
Медиана	0,025	Коэффициент вариации, %	31

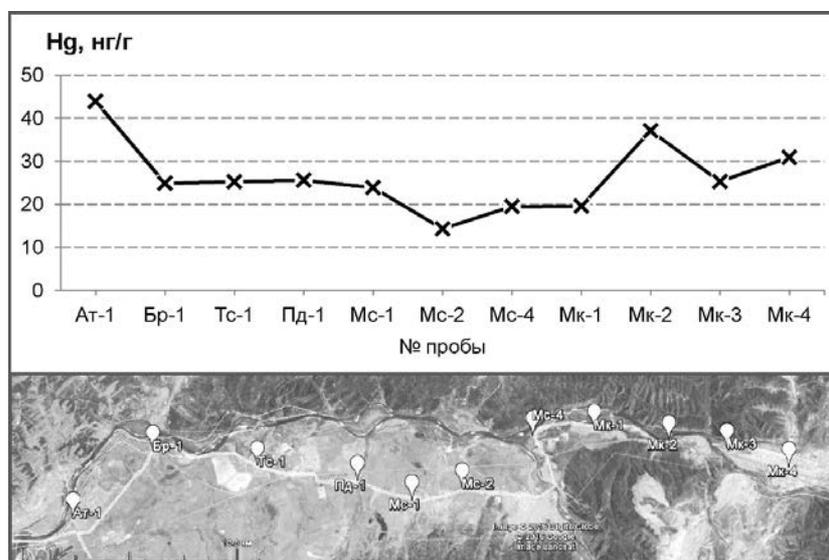


Рис. Распределение ртути в сухой массе листьев тополя вдоль трассы Новокузнецк – Междуреченск
Примечание: Ат-1 (с. Атаманово), Бр-1 (с. Боровково), Тс-1 (Томь-Усинская ГРЭС), Пд-1 (пос. Подобас), Мс-1-4 (пос. Мыски), Мк-1-4 (г. Междуреченск)

В сентябре 2015 года на территории г. Новокузнецка по площадной сети 2 × 2 км и вдоль трассы Новокузнецк-Междуреченск с шагом 3-5 км нами отобраны пробы листьев тополя черного (*Populus nigra* L.). Всего между городами отобрано 11 проб. Листья отбиралась методом средней пробы с примерно одновозрастных деревьев на высоте 1,5-2 м от поверхности земли и помещались в крафт пакеты. Подготовка проб листвы к анализу включала высушивание при комнатной температуре, измельчение и перемешивание для достижения наибольшей однородности материала [6].

Анализ содержания ртути проводился атомно-абсорбционным методом на установке «РА-915М» с приставкой «ПИРО-915+» в лаборатории микроэлементного анализа кафедры геоэкологии и геохимии ИПР

ТПУ. Прибор предназначен для прямого определения ртути в жидких и твердых образцах различного состава. Низкие пределы обнаружения ртути на уровне единиц нг/г позволяют проводить анализ вещества с достаточно низким содержанием ртути, в том числе анализировать фоновые пробы из условно чистых территорий. Для контроля измерений ртути в сухой массе листьев тополя на данной установке использовали стандартный образец «лист березы» (ГСО 8923-2007), который подходит для изучения различных растительных материалов.

Результаты анализа содержания ртути в образцах листьев тополя статистически обработаны, представлены в таблице и на рисунке.

Из данных таблицы следует, что концентрация ртути в сухой массе листьев тополя изменяется в достаточно узких пределах (0,014 – 0,043 мг/кг), значение коэффициента вариации (< 50%) указывает на однородность выборки. Среднее содержание составляет 0,026 мг/кг, что превышает ПДК ртути в сухой массе растительного сырья (0,02 мг/кг) [3] в 1,3 раза. Максимальное содержание ртути превышает ПДК в 2,2 раза.

Как видно на представленном графике (см. рисунок) два его пика отражают повышенные концентрации ртути в листьях тополя вдоль трассы Новокузнецк – Междуреченск и приурочены к западному и восточному участкам. Западный участок примыкает к г. Новокузнецку – с. Атаманово (проба Ат-1), восточный участок – находится на территории г. Междуреченска (пробы Мк-2, Мк-3 и Мк-4).

Выявленные участки с наибольшим содержанием ртути в листьях тополя соответствуют урбанизированным территориям, испытывающим наибольшее техногенное воздействие на окружающую среду в летний сезон и, вероятно, отражают влияние промышленной зоны г. Новокузнецка, а также влияние угольных разрезов вблизи г. Междуреченска. Стоит обратить внимание на то, что влияние Томь-Усинской ГРЭС (проба Тс-1), как потенциального источника эмиссии ртути в окружающую среду, на графике не проявилось.

Таким образом, показано, что ртуть, содержащаяся в листьях тополя, является индикатором промышленной специализации территории Новокузнецкой агломерации. Установлено, что валовое содержание ртути в образцах листьев тополя превышает ПДК в 1,3 – 2,2 раза. Результаты работы могут быть использованы для оценки содержания и распределения ртути на урбанизированных территориях, а также для проведения биогеохимического мониторинга в промышленно развитых, в частности, в угледобывающих районах.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке РНФ №15-17-100

Литература

1. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2014 г.». – М.: МПР РФ, 2011. – 571 с.
2. Доклад о состоянии окружающей среды города Новокузнецка за 2014 год / Комитет охраны окружающей среды и природных ресурсов администрации города Новокузнецка. – Новокузнецк, 2015. – 87 с.
3. Куприянов Н.А. Экологически чистое растительное сырье и готовая пищевая продукция. – М.: Агар, 1997. – 176 с.
4. Оценка поступлений ртути в окружающую среду с территории Российской Федерации (АСАР) / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, Датское агентство по охране окружающей среды. – Копенгаген, 2005. – 312 с.
5. Экологический мониторинг: Доклад о состоянии и охране окружающей среды Кемеровской области в 2013 году / Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Кемеровской области. – Кемерово, 2014. – 278 с.
6. Язиков Е.Г., Барановская Н.В., Игнатова Т.Н. Эколога-геохимическая оценка территории района города по данным биогеохимической съемки. Методические указания по выполнению лабораторной работы. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 32 с.

РАДИОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

А.А.Усонов

Научный руководитель профессор Л.П.Рихванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Во время Советского Союза на территории Кыргызской Республики функционировали комбинаты, осуществлявшие добычу и переработку урановых руд, редкоземельных элементов с ториевой минерализацией. После многолетней деятельности этих комбинатов остались 92 хвостохранилищ и отвалов общим объемом 254,4 млн.м³, из них 25 отвалов и 33 хвостохранилища находятся на балансе Министерства чрезвычайных ситуаций объемом 11,9 млн. м³, остальные в ведении действующих предприятий. Их суммарная радиоактивность более 90 тыс. кюри [1,2].

Территория Кыргызской Республики расположена в пределах сложной Тянь-Шанской горной системы. Более 75% территории Кыргызстана находится на высоте выше 1500 м над уровнем моря. В связи с резко выраженными географическими и климатическими условиями района, территория где захоронены радиоактивные отходы подвергается сильным смывам поверхностными водами, особенно в весеннее время. Радиоактивные и токсичные отходы загрязняют окружающую среду и приводит к ухудшению состояния здоровья местного населения. Почти все хвостохранилища и отвалы расположены в оползнеопасных и участках возможного подтопления водами по берегам горных рек, а также серьезную угрозу хвостохранилищам представляют землетрясение и опасные геологические процессы. Территория Кыргызской Республики относится к зоне высокой сейсмичности ($M > 7,0$). Такие сильные землетрясения могут спровоцировать сход крупных

оползней, в результате которых могут произойти разрушение хвостохранилища или перекрыть русло горных рек. В последние годы на территории страны наблюдается увеличение количество землетрясений.

К числу основных объектов добычи и переработки радиоактивных руд в Кыргызстане относятся предприятия бывшего Ленинадского горно-химического комбината в Майлуу-Суу, Шекафтаре, Кызыл-Джаре; предприятия Кара-Балтинского горнорудного комбината (КГРК) в г. Кара-Балта, п. Мин-Куш, п. Каджи-Сай, а также предприятия Кыргызского горно-металлургического комбината в п. Ак-Тюзе, п. Орловке (рис. 1).

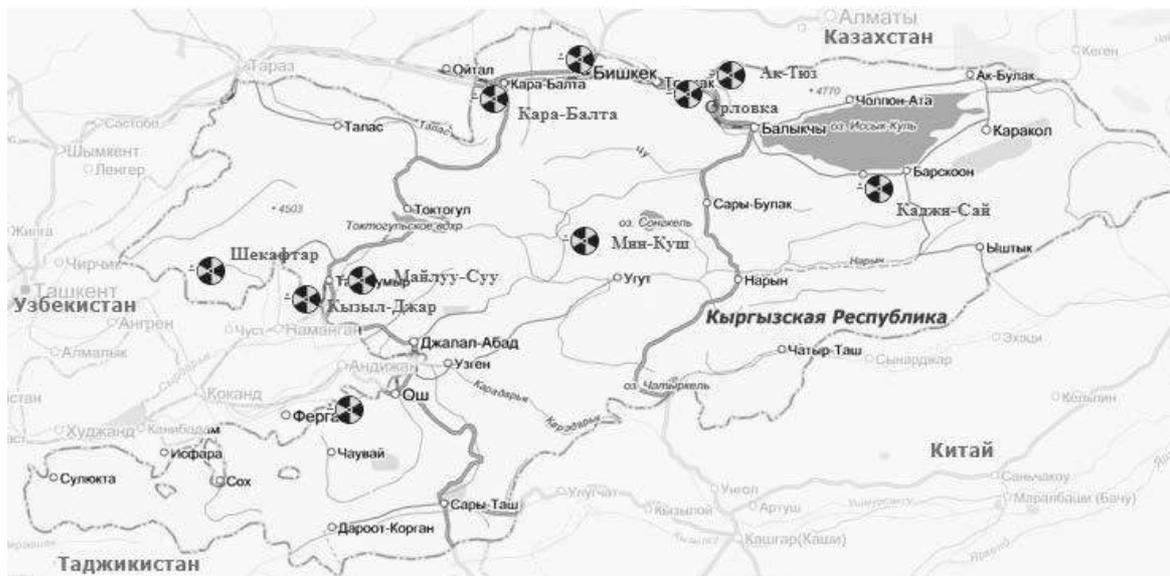


Рис.1 Расположение радиоактивных хвостохранилищ и отвалов в Кыргызстане.

Майлуу-Сууйское урановое месторождение эксплуатировалось с 1946 по 1968 гг. В данное время на территории бывшего предприятия (в том числе непосредственно вблизи города Майлуу-Суу) расположены 23 хвостохранилища и 13 горных отвалов общим объемом около 2 млн. м³. Согласно данным многочисленных измерений показатели средней мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения на поверхности покрытых хвостохранилищ находятся в пределах от 60 до 100 мкР/ч (до 1 мкЗв/ч). На участках хвостохранилищ, где покрытие нарушено, наблюдаются высокие потоки эксхалляции радона, а мощность экспозиционной дозы гамма-излучения достигает 1500 мкР/ч (15 мкЗв/ч) [3].

Серьезную угрозу в районе размещения радиоактивных отходов представляют огромные оползни Кой-Таш, Тектоник и Изолит, развивающиеся на склонах долины р. Майлуу-Суу, в результате их активизации есть большая вероятность разрушения хвостохранилищ и последующее распространение радиоактивных материалов по Ферганской долине с постоянным населением более 2 млн. человек вниз по течению р. Майлуу-Суу.

На территории **поселка Мин-Куш** расположено 4 хвостохранилища и 4 отвала с отходами бывшего уранового производства общим объемом свыше 2 млн. м³. Рудный комбинат эксплуатировался с 1955 по 1969 гг.

По данным Министерства чрезвычайных ситуаций Кыргызской Республики на территории п. Мин-Куш потенциально опасными хвостохранилищами считаются “Туюк-Суу” и “Талды-Булак”. Хвостохранилище “Туюк-Суу” расположено в русле реки Туюк-Суу. В нем накоплено 450 тыс. м³ отходов на площади 3,2 га. Мощность экспозиционной дозы гамма-излучения на поверхности хвостохранилищ в среднем составляет 30-60 мкР/ч, на некоторых участках достигает 500 мкР/час [3]. Для пропуска вод реки построен железобетонный обводной канал.

В настоящее время часть железобетонных конструкций обводного канала разрушена селевыми потоками, произошла неравномерная осадка поверхности хвостохранилища.

Наибольшую угрозу в настоящее время представляет риск разрушения северной дамбы и обводного канала, которое может произойти в результате землетрясения, схода оползней, возникновения селей, прохождения паводков по р. Туюк-Суу и повлечет за собой радиоактивное загрязнение русел и поймы рек Мин-Куш, Кёкёмерен и Нарын.

Редкоземельное месторождение Ак-Тюз находится в 150 км восточнее г. Бишкек, эксплуатировался с 1942 по 1995 гг. здесь добывали и перерабатывали руду, содержащую свинец, цинк редкоземельные элементы. На территории поселка Ак-Тюз находятся 3 отвала объемом более 50 млн. м³. и 4 хвостохранилища с общим объемом 3.4 млн. м³ [3].

В 1964 г. в результате землетрясения (около 4-х баллов) произошло разрушение хвостохранилища № 2. Объем уложенных хвостов на момент катастрофы составлял около 1 млн. тонн с высоким содержанием молибдена и двуокиси тория. В реку Кичи-Кемин было выброшено около 600 тыс. м³ хвостов. Потоки радиоактивного селя содержащие повышенные концентрации тория и тяжелых металлов распространились по руслу р. Кичи-Кемин на расстояние до 40 км.

Остатки хвостов после катастрофы оставшиеся по берегам р.Кичи –Кемин до сегодняшнего времени негативно влияют на компоненты окружающей среды, создают угрозу здоровью населения, проживающего ниже по течению р.Кичи – Кемин.

В данное время со стороны государства уделяется особое внимание хвостохранилищам, разработаны проекты и программы для проведения мероприятий по улучшению технического состояния хвостохранилищ и отвалов для обеспечения радиационной безопасности и защиты населения от вредных источников ионизирующего излучения. В 2015 году из бюджета были выделены 9,6 млн.сомов и проводились берегоукрепительные работы на селевоотводном канале Айлампа сай находящемся вблизи хвостохранилищ № 1,13 и 23 [4].

Литература

1. И.А. Торгоев, Ю.Г. Алешин «Экология горно-промышленного комплекса Кыргызстана» - Бишкек: Илим, 2001. – 193 с.
2. Сайт МЧС КР. Историческая справка / [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://mes.kg/ru/about/subordinate/agenstvo-po-obrasheniю-s-hvostochranilis/istoricheskaya-spravka-hvostochranilisha/>
3. Рамочный документ. Урановые хвостохранилища в Центральной Азии: местные проблемы, региональные последствия, глобальное решение. – Бишкек, 2009. – 19 - 35с.
4. Сайт МЧС КР. Обеспечения безопасности при обращении с хвостохранилищами в Майлуу-Суу / [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://mes.kg/ru/news/full/5461.htm>

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДОРΟΣЛЕЙ ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ОТ ФЕНОЛЬНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Н.И. Фатихова, Г.М. Кузнецова, Г.Г. Ягафарова

Научный руководитель профессор Г.Г. Ягафарова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Производные фенолов широко используют практически во всех областях промышленности: в производстве лаков и красок, синтетических смол, пластификаторов, поверхностно- активных и дубильных веществ, ядохимикатов, стабилизаторов, антисептиков и др., что является причиной их более высокого фонового содержания в окружающей среде по сравнению с другими наиболее распространенными классами приоритетных органических загрязнителей [4].

Пара-трет-бутилфенол (ПТБФ) является одним из распространенных гомологов фенола, используемых в качестве полупродукта органического синтеза. Сфера его применения постоянно расширяется, охватывая производство антиоксидантов, пестицидов, каучуков и, в последнее время, фармацевтических препаратов[1].

Сточные воды производства фенола и ПТБФ, а также предприятия коксохимической промышленности, органического синтеза, целлюлозной и деревоперерабатывающей промышленности загрязнены приоритетными органическими загрязнителями. Известно, что токсичность фенолов зависит от их природы; увеличение длины и количество алкильных заместителей в ядре, как правило, увеличивает персистентность и способность к кумуляции в живых организмах.

Фенол и его производные имеют достаточно низкий порог вкуса и запаха в воде, поэтому по органолептическим требованиям в питьевой воде фенолы не должны присутствовать в воде на уровне 0,001 мг/л. В связи с этим степень очистки сточных вод должна быть такой, чтобы соединения фенола не могли нарушить естественные процессы самоочищения, протекающие в водоемах, сохранили их для культурно-бытового и хозяйственного использования, а также для разведения рыбы [4].

В настоящее время проблема очистки сточных вод и его производных до конца не решена. Необходимы разработки дополнительных методов для доведения остаточного содержания фенолов до экологически безопасного уровня. Методы очистки сточных вод от фенола условно делятся на две группы:

- деструктивные;
- регенеративные.

К деструктивным методам относятся термоокислительные, окислительные методы, а также гидролиз и электрохимическое окисление. Такие методы применяют, если невозможно или экономически нецелесообразно извлечь из воды примеси, которые не требуют возврата фенола в производство. Использование регенерационных методов очистки сточных вод позволяет обезвреживать и извлекать из воды фенолы с последующим их применением. Регенерационных методов по извлечению из воды фенола существует достаточно много: ионообменная очистка, адсорбция, биологическая очистка, обратный осмос воды, озонирование и другие.

Озонирование – широко используется для очистки воды от фенола. Озон обладает окислительной способностью и оказывает бактерицидное действие, а также устраняет неприятный запах и возвращает воде естественный цвет. Окислительные свойства озона в воде проявляются в реакциях прямого окисления, а также окисления радикалами и полимеризации, при этом прямому окислению подвержены некоторые органические соединения. С помощью этого метода можно эффективно очистить воду от фенолов, при этом образуются дикарбоновые и щавелевая кислоты, диоксид углерода и вода. Озон можно применять для глубокой очистки сточных вод, которые содержат биологические трудно окисляемые вещества. При помощи озонирования воды достигается очистка сточных вод от фенольных соединений до уровня 0,05 мг/л.

Адсорбция является универсальным методом очистки воды, позволяющим почти полностью извлечь фенол из жидкой фазы. Этот метод основан на адсорбции молекул загрязнений под воздействием силового поля в порах адсорбента. Адсорбционная очистка воды от фенола достаточно эффективна, но ее преимущества проявляются полно при низких концентрациях загрязнений. Здесь очистка воды от фенола происходит на самых распространенных адсорбентах – активированных углях. Наиболее высокая степень очистки воды достигается при увеличении времени контакта адсорбента и воды до пятидесяти минут, при этом активированный уголь должен обладать микро-макропористой структурой [6].

Наиболее перспективным являются биологические методы. Известно использование микроорганизмов деструкторов фенола для доочистки сточных вод [5,7]. Однако, сложности аппаратного оформления такой очистки препятствуют широкому распространению этого способа. Наиболее перспективным для очистки сточных вод от фенольных соединений на наш взгляд является использование для кумуляции водорослей.

Целью данной работы является очистка сточных вод от фенольных соединений при помощи макроскопических зеленых водорослей рода "Cladophora aegagrophilia".

Кладифора шаровидная (Cladophora aegagropila) представляет собой колонию зеленых нитчатых водорослей. Их нити располагаются радиально, образуя пушистый шарик. Аквариумные условия сдерживают размеры этого шарика на уровне 5-6 сантиметров. В природе может достигать 20 сантиметров в диаметре. Растет достаточно медленно – около 5 – 10 мм в год. Внутри шара водоросли отмирают, образуя полость. К грунту не прикрепляется. Свободно перемещается по дну. Освещенные дневным светом водоросли начинают вырабатывать кислород, пузырьки которого придают кладифоре шаровидной положительную плавучесть [3].

С этой целью были поставлены 5 серии модельных опытов, для каждого вещества отдельно. Концентрации фенола и пара-трет-бутилфенола в модельном растворе составляла 10 ПДК. Значение ПДК для рыбохозяйственных водоемов данных соединений составляет - 0,001 мг/л [2]. Количество водорослей в всех опытах составляло - 40 г/л. Опыт проводили при комнатной температуре 28 °С в течение 24 ч. Контролем являлась загрязненная фенолом и ПТБФ вода без внесения водорослей. Об эффективности очистки судили путем отбора проб после 2ч, 8ч, 16ч, 24ч. методом капиллярной газовой хроматографии. Основные параметры прибора: хроматограф (перихром); колонка - кварцевая капиллярная длиной 60 м диаметром 0,25 мм толщина пленки 0,10 мкм; Фаза DB-5; температура термостата: начальная изотерма 50°С, в течении 1 мин., подъем температуры до 50-300°С со скоростью 4°С/мин, конец изотермы 300°С в течении 20 минут; режим ввода пробы- split/splitless; газ носитель-азот, деление потока 1:60; объем вводимой пробы- 1 - 5мкл;

Результаты эксперимента свидетельствуют, что наибольшая степень очистки воды от фенола и ПТБФ достигается после 8 часов опыта (Рис. 1).

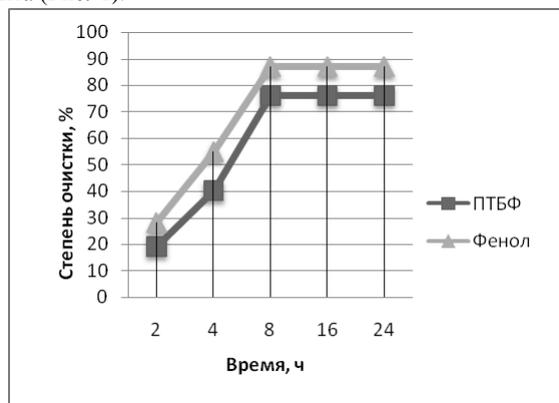


Рис.1 Степень очистки в зависимости от времени

В результате исследования установлено, что водоросли Cladophora aegagrophilia обладают высокой кумулятивной активностью по отношению к фенольным соединениям. После 8 часов эксперимента содержание фенольных соединений в модельной сточной воде снизилось в среднем до 2 ПДК. Таким образом, водоросли из рода Cladophora могут в перспективе использоваться для доочистки сточных вод от фенольных соединений до нормативных значений.

Литература

1. Воронин И.О., Нестерова Т.Н., Головин Е.В. Идентификация компонентов рециклового потока производства пара-трет-бутилфенола // Современные наукоемкие инновационные технологии: Труды V Всероссийской конференции. – Самара, 2013. – Т.15. – С.331-334.
2. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования: Гигиенические нормативы.
3. Зайнутдинова Э.М., Ягафарова Г.Г. Очистка сточных вод от ионов тяжелых металлов с использованием водных растений//Башкирский химический журнал. – Уфа, 2013. – № 3. – С. 150-152.
4. Майстренко В.Н. Эколого-аналитический мониторинг стойких органических загрязнителей / В.Н. Майстренко, Н.А. Ключев. – М.: Бином, 2011. – 323 с.

- Маркушева Т.В. Бактерии-деструкторы фенола и его хлорированных производных: Автореферат. Диссертация д-р биолог. наук. – Уфа, 2011. – 19 с.
- Проскуряков, В.А. Очистка сточных вод в химической промышленности / В.А. Проскуряков, Л.И. Шмидт. – Л.: Химия, 1977. – 464 с.
- Ягафарова Г.Г., Леонтьева С. В., Сафаров А.Х., Микробная трансформация экотоксикантов. – У.: изд-во УГНТУ, 2015. – 254 с.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АЛИФАТИЧЕСКИХ И АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ОЗЕР ХАКАСИИ

Цогнэмэх Хонгорзул^{1,2}

Научный руководитель научный сотрудник И.В. Русских²

Национально-исследовательский Томский государственный университет г. Томск, Россия¹
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия²

Состав природной воды формируется под влиянием антропогенных и природных факторов. Антропогенная нагрузка на окружающую среду включает потери нефтепродуктов при добыче и транспортировке нефти, при стоках вод предприятий нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, химической, металлургической и других отраслей промышленности, смывов хозяйственно-бытовых вод. Некоторые количества углеводородов поступают в воду в результате прижизненных выделений растительными и животными организмами, а также в процессе их разложения. В результате протекающих в водоеме процессов испарения, сорбции, биохимического и химического окисления концентрация углеводородов может существенно снижаться, при этом значительным изменениям может подвергаться их химический состав. Наиболее устойчивы ароматические углеводороды, наименее – *n*-алканы. Известно, что в составе алканов и аренов могут быть как биоорганические компоненты, так и соединения нефтяного ряда [4].

Целью работы было изучение распределения алифатических и ароматических углеводородов по площади донных отложений озер Хакасии, известных своими лечебными свойствами.

Отбор проб донных осадков был проведен во время экспедиции 2014 г. Донные осадки из пресного озера Черное отбирали в двух точках – на севере, вблизи поселка (СУ), и в пределах залива, расположенного в его восточной части (ВУ), удаленного от объектов возможного техногенного воздействия. Из соленого озера Шунет (минерализация вод 15 г/дм³) анализировали 4 пробы, отобранные на юго-западе (ю-з), северо-западе (с-з), северо-востоке (с-в), юго-востоке (ю-в) озера. Из озер Утичь-1, 2, 3 (содержание солей в них изменяется от 3 до 11 г/дм³) отбирали по одной пробе.

Анализ органических соединений, выделенных из донных осадков озер раствором метанола (7%) в хлороформе, проводили на хромато-масс-спектрометре DFS фирмы "Thermo Scientific" (Германия), предоставленном центром коллективного пользования ТомЦКП СО РАН.

Полученные результаты свидетельствуют о большом вкладе в сумму углеводородов алканов, максимальные концентрации которых наблюдаются в пробах, отобранных в северо-западной и юго-восточной частях озера Шунет (таблица). Минимальное содержание алканов, как и аренов, отмечено в северо-восточной части озера Шунет.

Таблица

Содержание алифатических и ароматических углеводородов в донных осадках озер Хакасии

Соединение	Места отбора проб								
	Черное (СУ)	Черное (ВУ)	Шунет (ю-з)	Шунет (с-з)	Шунет (с-в)	Шунет (ю-в)	Утичь-1	Утичь-2	Утичь-3
	Содержание углеводородов, мкг/г сухого осадка								
Алканы	5.306	0.930	1.971	6.988	0.777	5.611	1.568	3.522	2.271
Ароматические УВ:	0.818	0.139	0.107	0.786	0.050	0.182	0.090	0.184	0.238
Моноарены	0.090	0.068	0	0	0	0	0	0	0
Биарены	0.295	0.033	0.070	0.482	0.032	0.088	0.056	0.112	0.122
Триарены	0.331	0.033	0.032	0.266	0.017	0.085	0.031	0.064	0.094
Тетраарены	0.102	0.006	0.005	0.038	0.001	0.009	0.003	0.008	0.022

Представленное на рис. 1 молекулярно-массовое распределение *n*-алканов в исследованных пробах отражает состав органического вещества. Известно, что в биологических системах и современных осадках обычно наблюдается преобладание гомологов с нечетным числом атомов углерода над четными, в нефтях и нефтепродуктах молекулярно-массовое распределение сглажено [2]. Так, во всех исследованных в данной работе образцах наблюдается преобладание высокомолекулярных нечетных гомологов C₂₇-C₃₁, характерных для наземной растительности. Максимальное количество их обнаружено на юго-востоке оз. Шунет. Наличие *n*-алканов C₂₃ и C₂₅ характеризует вклад макрофитов в исходное органическое вещество. В пробе, отобранной в

восточной части озера Черного, присутствует в высокой концентрации гомолог C_{17} , наличие которого свидетельствует о содержании фитопланктона и сине-зеленых водорослей, что не характерно для остальных проб.

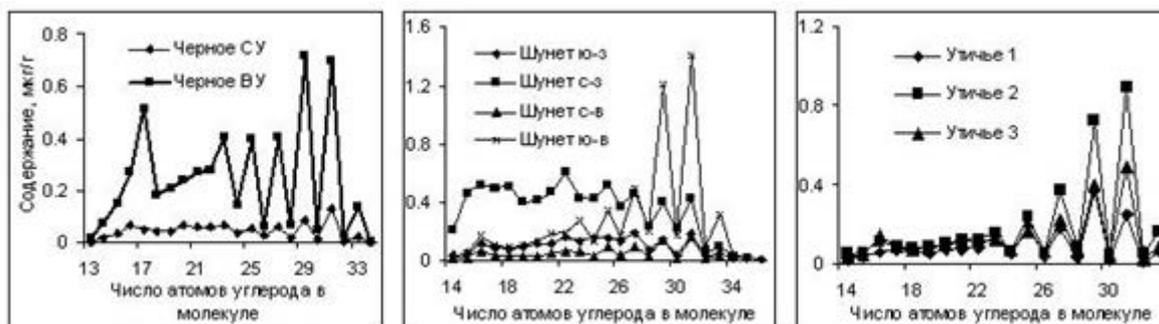


Рис. 1. Распределение алифатических углеводородов в донных отложениях озер Хакасии

Среди ароматических соединений осадков озер Хакасии, представленных моно-, би-, три- и тетрациклическими структурами (рис. 2), минимальная концентрация установлена для тетрациклических ароматических углеводородов наличие которых обычно связывают с переносимыми ветром продуктами горения угля [13]. Концентрация биаренов и триаренов в большинстве проб значительно выше, среди них преобладают триметилзамещенные гомологи. Максимальная концентрация аренов наблюдается на северном участке озера Черного. Моноарены были обнаружены только в осадках озера Черного, они практически полностью состоят из алкилбензолов, происхождение которых обычно связывают с привнесом в окружающую среду поверхностно-активных моющих веществ [3]. Довольно низкая концентрация алкилбензолов в исследованных осадках указывает на возможное незначительное загрязнение озера поверхностно-активными веществами.

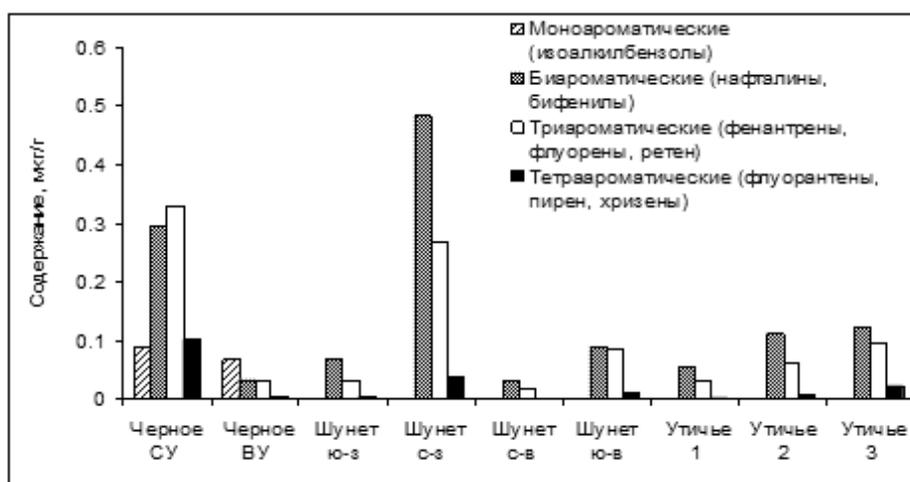


Рис. 2. Распределение ароматических углеводородов в донных отложениях озер Хакасии

Полученные результаты показали, что формирование состава ОВ донных отложений озер Хакасии происходило под влиянием как биогенных, так и антропогенных факторов, причем влияние последних существенно меньше.

Литература

1. Ильницкий А. П., Королев А. А., Худoley В. В. Канцерогенные вещества в водной среде. М.: Наука, 1993. 220 с.
2. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. Пер. с англ. под ред. Н.Б. Вассоевича и А.Я. Архипова. М.: Мир, 1982. 704 с.
3. Oberteghanouser R. P., Pontolillo J. Susceptibility of Synthetic Long-Chain Alkylbenzenes to Degradation in Reducing Marine Sediments // Environ. Sci. Technol. 2008. V. 42. P. 6361–6368.
4. Pearson E. J., Farrimond P., Juggins S. Lipid geochemistry of lake sediments from semi-arid Spain: relationships with source inputs and environmental factors // Organic Geochemistry. 2007. Vol. 38. P. 1169–1195.

**НЕСООТВЕТСТВУЮЩЕЕ ВЕДЕНИЕ РЕКУЛЬТИВАЦИОННЫХ РАБОТ НА ПРИМЕРЕ
ОТДЕЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАБАЙКАЛЬСКОГО КРАЯ**

Т.Г. Цыренов

Научный руководитель доцент Е.Е. Барабашева
Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

Летом 2015 года студентами ЗабГУ было исследовано россыпное месторождение Красночикийского района по р. Мельничная (Забайкальский край). Район месторождения представляет собой область среднегорного интенсивно расчлененного эрозионного рельефа с абсолютными отметками 790-1250 м и минимальными отметками в долине реки - 690-850 м.

Россыпь р. Мельничная по генезису аллювиальная, долинного типа, современного возраста, образованная за счет поступления металла из золоторудных проявлений в верховьях долины и ее притоков, представленных кварцевыми жилами с небольшим количеством сульфидов или зонами окварцевания и сульфидизации.

Литологический разрез рыхлых отложений на участке работ представлен следующими горизонтами: 0,0-0,2 м - почвенно-растительный слой с корнями растений; 0,2-2,4 м - песчано-гравийно-галечные отложения русловой фации с включениями валунов размером до 0,8 м в поперечнике (до 20 % от объема); 2,4-3,5 м - щебень коренных пород с включениями гальки, гравия, глыб до 0,6 м в поперечнике (до 10 % от объема) с суглинистым наполнителем серо-зеленого и бурого цветов; 3,5-3,9 м и глубже - коренные породы, представленные в основном глубоко метаморфизованными сланцами и песчаниками.

Протяженность контура балансовых запасов составляет 2211 м. Ширина контура варьирует от 41 до 100 м, в среднем 67 м. Мощность промышленного пласта изменяется от 0,5 до 1,4 м и в среднем составляет 0,82 м. Содержание золота варьирует от 457 до 1179 мг/м³, и в среднем составляет 749 мг/м.

Гидросеть района представлена рекой Чикой с разветвленной сетью притоков. Наиболее крупными являются р.р. Менза, Хилкотой, Катавца, Большая, Мельничная. В районе выделены следующие типы подземных вод: пластовые грунтовые воды рыхлых четвертичных отложений, пластовые трещинные воды, комплекс трещинно-жилых вод зон разломов, почвенные и болотные, коры выветривания и верховодка. Эти воды имеют сезонный характер, их режим зависит от состояния мерзлых грунтов. Многолетняя мерзлота имеет островной характер.

На сегодняшний день, согласно документации, рекультивировано более 4 км отработанных земель месторождения. Однако по существу следов проведенной рекультивации не видно. Поверхностный слой, вскрытый в процессе отработки месторождения, находится в отвалах, хаотично расположенных по бортам ручья. Русло ручья Мельничный, в пределах которого обрабатывалась россыпь, пересохло (возможно, ручей ушел под землю). Растительность редкая, выросшая самостийно на отвалах. Там, где ручей выходит на поверхность, водный поток несет не только мутьевую грязь, но и растворенные нефтепродукты.

Согласно ГОСТ 17.5.3.04-83 при проведении вскрышных работ необходимо складировать плодородный слой таким образом, чтобы он сохранил свои свойства вплоть до начала первого, технического этапа рекультивации, что совершенно не соблюдено на данном объекте.

Рекультивацию земель на любых месторождениях выполняют в два этапа: *технический* этап включает планировку, формирование откосов, снятие, транспортировку почв на рекультивируемые земли, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, захоронение токсичных вскрышных пород; *биологический* этап - это засаживание территории видами местной растительности.

После отработки очередного участка россыпи необходимо придание ему (хотя бы частичное) первоначального облика, включая выравнивание поверхности, восстановление русла ручья, а также присутствующей ранее флоры и фауны. Ничего этого не наблюдается в пределах данного участка месторождения. При технической рекультивации особое внимание уделяют селективной разработке вскрышных пород и формированию отвалов. По мнению американских специалистов, основной объем работ по рекультивации должен выполняться используемым на карьере оборудованием, а технология вскрышных и отвальных работ разрабатываться с учетом последующей рекультивации. При необходимости селективной разработки вскрышных пород могут применяться драги, хотя при бестранспортной системе это приводит к снижению производительности машин из-за увеличения времени цикла. Так же весьма эффективно применение роторных экскаваторов, но их использование ограничивается минимальной толщиной слоя, которая при работе крупных машин составляет 3-4 м.

Фитотоксичные породы укладывают в нижнюю часть отвала и перекрывают потенциально плодородными породами мощностью от 0,8 до 5 м. При необходимости проводят мелиорацию пород на поверхности отвалов, для чего применяют известь, бурогольную золу, минеральные удобрения в различных сочетаниях.

Министерство сельского хозяйства определило, что мелиоративный период при рекультивации земель, нарушенных горными работами, должен составлять не менее 5 лет. Затраты на выполнение биологической рекультивации включают затраты на обработку земель, внесение удобрений, засаживание, устройство дренажных и оросительных систем, подвод воды, оборудование живых изгородей и выполнение других вспомогательных работ.

Для растительной обсадки ручья Мельничный в процессе рекультивации плодородного слоя, который необходимо нанести на отвалы, возможно использование следующих видов растений: смородина, брусника, полевица, мятлик, крокошлебка, земляника, береза, ольха, сосна даурская, сосна сибирская и др.

Региональные и местные природоохранные органы должны проводить независимый периодический мониторинг земель с учетом ГОСТ 17.5.3.04-83 и других установочных документов.

Еще один пример халатного отношения к проведению рекультивации отработанных карьеров - Черновское бурогольное месторождение, на котором добыча угля открытым способом прекращена в 1989 г. В результате неправильных методов рекультивации земель возникли такие опасные явления, как: образование мульд сдвижения и воронок в результате оседания и обрушения земной поверхности над отработанными шахтными полями; заболачивание в результате нарушения подземного гидрологического режима; пучение грунтов при деградации многолетнемерзлых горных пород; подземные пожары, вызванные самовозгоранием под воздействием, как антропогенных, так и природных факторов.

Усугублению ситуации способствует и то, что угольные карьеры становятся местами неконтролируемых свалок ТБО, которые часто поджигаются.

В перечень рекультивационных работ, необходимых для улучшения обстановки отработанных участков Черновского бурогольного месторождения, можно включить следующие меры: 1) уменьшение притока воздуха в выработанное пространство и целики за счёт изоляции целиков и выработанных пространств путем их засыпания; 2) профилактическое заиливание выработанных пространств; 3) тщательный контроль над составом и температурой атмосферы в действующих горных выработках и за составом шахтных вод; 4) биологические методы рекультивации путем засаживания заброшенных земель.

Для этого возможно применение нового метода, испытанного на месторождениях южных штатов США и Средней Азии, заключающегося в сохранении холмистой поверхности отвала, что способствует самостоятельному сбору дождевых вод. Незначительную верхнюю часть гребней срезают, а почвенный слой размещают в понижениях между ними. Дождевые воды, стекая по откосам гребней, увеличивают, тем самым, увлажнение почвы. Для предотвращения водной и ветровой эрозии поверхность гребней обрабатывают вяжущими материалами [2]. Ежегодно на угольных разработках США таким образом рекультивируется более 8 тыс. га нарушенных земель.

В последние годы за рубежом принимаются новые законодательные акты и директивные документы, в которых требования к проведению горных работ значительно повышаются и конкретизируются. Так, Горным управлением штата Новый Южный Уэльс (Австралия) установлены следующие требования: при выборе способа разработки месторождения одновременно определяется способ рекультивации нарушенных земель; работы по рекультивации включаются в технологию горного производства; все затраты по восстановлению земель относятся на себестоимость добываемого полезного ископаемого; восстановленные земли должны иметь экономическую и эстетическую ценность не ниже, чем они имели до начала разработки месторождения. Административный контроль за выполнением указанных требований возлагается на муниципальные советы, которые совместно с Комиссией штата по контролю за загрязнением окружающей среды и руководством горнодобывающей фирмы определяют условия эксплуатации месторождения и рекультивации отработанных земельных участков [1].

В СССР был накоплен огромный опыт по рекультивации земель и их дальнейшему использованию. В наше время рекультивации не уделяется должного внимания в связи с огромной стоимостью работ. Гораздо проще заплатить штраф за загрязнение окружающей среды. Но природа не прощает подобного отношения к себе, поэтому значение рекультивации по-прежнему велико, и нужно всячески способствовать её возрождению и совершенствованию.

Литература

1. Певзнер, М.Е. Экология горного производства / М.Е. Певзнер, В.П. Костовецкий [и др.] - М.: Недра, 1990 - 235с.
2. Токмаков, П.И. Экология и охрана природы при открытых горных работах / П.И. Токмаков. - МГУ

ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ ТРАНСФОРМАЦИИ ПРИРОДНЫХ ВОД, НАХОДЯЩИХСЯ В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОАО «АПАТИТ»

М.А. Чукаева

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

В районе Кольского полуострова горнодобывающие и горноперерабатывающие предприятия являются доминирующими источниками нарушения и загрязнения компонентов природной среды. Так, на сегодняшний день, одним из основных источников повышенной экологической опасности являются производственные объекты ОАО «Апатит», крупнейшего горнодобывающего предприятия Мурманской области [4]. Промплощадки предприятия находятся в непосредственной близости от городов Кировск и Апатиты, а также крупнейших озер Кольского полуострова Имандра и Умбозеро. В результате воздействия горного предприятия, водные объекты, расположенные на территории земельного отвода ОАО «Апатит» и за его пределами, подвергаются значительной техногенной нагрузке. Основными источниками загрязнения являются недостаточно очищенные и неочищенные карьерные воды и сточные воды обогатительного комплекса. В сбрасываемых сточных водах

проведёнными исследованиями выявлено наличие порядка 20 загрязняющих веществ, концентрации трех из которых превышают предельно допустимую концентрацию. Среди них особо важно выделить тяжелые металлы, в частности молибден, которые являются сильными загрязнителями, способными аккумулироваться при переходе с уровня на уровень трофической цепочки и, достигнув верхнего звена – человека, представлять серьезную угрозу здоровью [2,3].

Месторождения апатит-нефелиновых руд, разрабатываемых предприятием, приурочены к Хибинскому горному массиву. Среди минералов, слагающих Хибинский горный массив, достаточно широко распространен молибденит MoS_2 , однако его рудопроявления не имеют промышленного значения. Молибденит приурочен к зонами пирротиновой вкрапленности в измененных среднезернистых эгириновых нефелиновых сиенитах, фойяитах и заключенных среди них ксиолитах ороговикованных вмещающих пород (гора Кукисвумчорр) [1].

Для оценки состояния природных вод в зоне влияния предприятия ОАО «Апатит» было произведено обследование территорий, в ходе которых были выявлены и проанализированы основные источники загрязнения природных вод, а так же определены основные маршрутные посты наблюдения (рис. 1). Кроме того были проведены инженерно-экологические изыскания, сопровождающиеся отбором материала в виде проб воды с последующим анализом и оценкой (табл. 1).

Таблица 1

Качественная характеристика природных и сточных вод.

Эл-т/№ точки отбора пробы	$Mo^{6+} \cdot 10^3$ мг/л	Na^+ мг/л	Ca^{2+} мг/л	Mg^{2+} мг/л	F^- мг/л	Cl^- мг/л	NO_2^- мг/л	NO_3^- мг/л	SO_4^{2-} мг/л	pH
1	0,66	18,54	0,48	0,096	0,14	1,50	0,45	0,88	5,62	6,95
2	0,94	21,56	0,46	0,084	0,21	1,15	0,43	0,77	4,54	7,24
3	0,87	20,09	0,51	0,097	0,21	1,85	0,45	0,99	4,33	7,09
4	30,85	191,75	41,25	3,31	3,76	26,18	2,21	60,35	66,01	9,23
5	19,26	44,79	14,98	1,06	1,54	28,42	1,09	27,29	45,00	7,46
6	5,50	30,81	1,63	0,33	0,58	4,35	0,50	6,93	12,27	7,23
7	15,86	79,43	5,26	1,47	1,61	14,12	1,13	23,68	33,46	8,52
8	16,51	80,29	5,46	1,07	3,46	2,37	0,72	15,38	37,09	8,75
9	15,96	72,71	4,13	1,08	2,51	6,15	0,82	16,65	32,20	8,46
10	14,52	78,62	4,18	1,28	2,53	6,26	0,84	17,09	32,27	8,41
11	9,58	53,15	3,04	0,78	1,83	4,43	0,57	10,57	20,99	8,14
12	6,73	40,48	2,57	0,69	1,52	3,41	0,46	6,67	16,20	7,82
13	3,95	41,2	2,55	0,65	1,56	3,27	0,46	7,08	16,37	7,28
ПДК, мг/л	$1 \cdot 10^{-3}$	120	180	40	1,2	350	3,5	45	500	6,5 -8,5

Как видно из таблицы 1 в точках 1, 2 и 3, располагающихся вне зоны воздействия предприятия ОАО «Апатит», превышения ПДК по молибдену не наблюдается, что доказывает антропогенный характер загрязнения природных вод.

Так, максимальные концентрации молибдена наблюдаются в точке 4, приуроченной к выпуску шахтных вод подземных горизонтов +320 и +250. Створ точки 5 располагается на ручье Ворткеуай, ниже выпуска шахтных вод подземного горизонта +92. В результате происходящего разбавления концентрация молибдена здесь ниже по сравнению с точкой 4. Далее сточные воды смешиваются с речными водами (верхнее течение реки Саамской) и отводится в отстойник вместе с шахтными водами. Створ точки 6 расположен на выходе из отстойника. Концентрация молибдена здесь почти в 6 раз ниже, чем в точке 4. Далее сточные воды смешиваются с шахтными водами горизонта +172, +92. Створ точки 7 расположен в нижнем течении р. Саамской, ниже станции хлорирования воды, до впадения р. Юкспорйок. На этом участке заметно влияние процессов разбавления шахтных вод русловым и склоновым стоком. Створ точки 8 расположен на устьевом участке р. Юкспорйок. Река принимает шахтные воды в пределах промплощадки Расвумчоррского рудника. Несмотря на разбавление шахтных вод склоновым и русловым стоками реки, концентрации молибдена в створе точки 8 превышают ПДК больше, чем в 16 раз.

После объединения всех сточных вод они направляются на очистку в отстойник, образованный ограниченной рассеивающей дамбой частью оз. Большой Вудъявр. Концентрация молибдена при этом практически не снижается, т.е. не происходит его соосаждения со взвешенными частицами, что подтверждается результатами опробования в точках 9 и 10. Это объясняется тем, что в данном диапазоне pH > 6 в окислительных условиях молибден находится в растворенной форме, поэтому механическая очистка не снижает его концентрации [5]. Точка 11 располагается ближе к месту впадения р. Вудъяврйок в оз. Б. Вудъявр, что определяет большее естественное разбавление сточных вод и меньшую концентрацию молибдена по сравнению с т. 10. В последующих местах опробования (точки 12 и 13) наблюдается закономерное разбавление сточных вод и постепенное снижение концентрации молибдена. Тем не менее, в черте города ПДК по молибдену превышает в 3.95 раза.

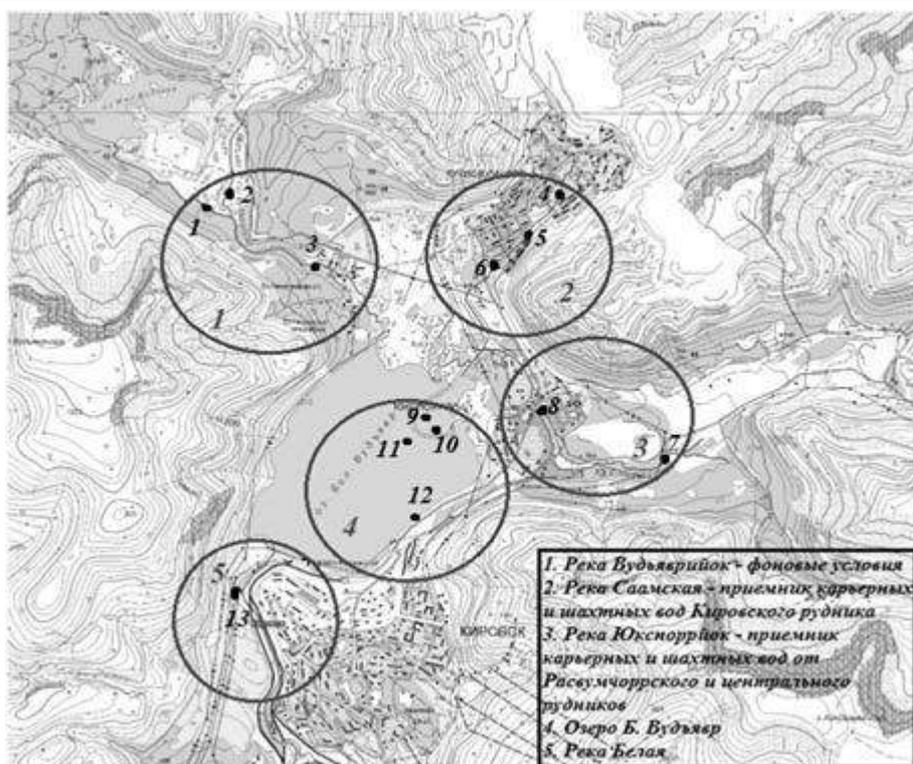


Рис. 1 Схема отбора проб воды.

Проблема загрязнения поверхностных вод является особенно актуальной т.к. они используются для водоснабжения города Кировск и близлежащих сел. Использование воды низкого качества для хозяйственно-питьевых нужд приводит к отравлениям, развитию хронических заболеваний и общему снижению качества жизни. Для ликвидации последствий загрязнения водных экосистем, а так же снижения техногенной нагрузки горных предприятий на гидросферу и, следовательно, повышение качества жизни населения района, необходимо внедрение системы очистки сточных вод ОАО «Апатит» от молибдена, однако применение существующих методов очистки молибденсодержащих вод (ионная флотация, обратный осмос, сорбция на цеолитах и т.д.) экономически невыгодно, вследствие большого объема сточных вод, образующихся на предприятии. Поэтому, очистку сточных вод предлагается осуществлять с применением сорбционных технологий, основанных на использовании местных природных материалов.

Литература

1. Боруцки Б.Е., Костылева-Лабунцева Е.Е., Соколова М.Н. Минералогия хибинского массива. М.: «Наука», 1978. Том 2. 591с.
2. Бусев А.И. Аналитическая химия молибдена. М.: «Наука», 1962. 302с.
3. Исаков А.Е., Чукаева М. А. Мониторинг загрязнения сточных вод Объединенного Кировского рудника предприятия ОАО "Апатит" в зависимости от горизонтов добычи сырья. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), - 2015. №11 М.: «Горная книга». С. 505-514.
4. Пашкевич М.А. Геохимия техногенеза. Учебное пособие. – СПб.: СПГГИ (ТУ), 2007. – 72 с.
5. Atlas of Eh-pH diagrams. Intercomparison of thermodynamic databases. National Institute of Advanced Industrial Science and Technology. Research Center for Deep Geological Environments. Naoto TAKENO. 2005. 285p.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗЛАКОВЫХ ТРАВ ДЛЯ ФИТОРЕМЕДИАЦИИ.

А. Шамсутдинова, Э.М.Зайнутдинова

Научный руководитель доцент Э.М.Зайнутдинова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Фиторемедиация способствует сохранению и улучшению окружающей среды, так как связана с выращиванием растений, а, следовательно, с улучшением состояния почв и защитой их от эрозии. Фиторемедиация не требует экскавации почвы и может применяться на больших площадях. Она не оказывает вредного воздействия на окружающую среду, не требует каких-либо дополнительных пространств, техники [2]. С экономической точки зрения фиторемедиация выгоднее альтернативных технологий, поскольку не предполагает крупных единовременных капиталовложений, связанные с ней издержки могут быть распределены

на несколько лет. Через несколько лет рекультивированные земли можно будет вновь использовать в сельскохозяйственных целях [5].

В данной статье представлены результаты исследований по фиторемедиации технонарушенных земель при разработке карьеров по добыче флюсового известняка. Разработка производится открытым способом с применением взрывных работ, в ходе чего образуются карьеры глубиной до 2000 м. После выработки карьера требуется горнотехническая рекультивация, завершающим этапом которой является вспашка земель и биологическая рекультивация – засевание земель полезными растениями. Согласно литературным данным для фиторемедиации технозагрязненных почв используются растения различных семейств, но предпочтение отдается бобовым и злаковым. Причем одни авторы предлагают использовать один вид растения, другие – смесь, состоящую из разных видов [4].

Целью нашей работы было изучение эффективности использования отдельных растений с применением гумино-минерального удобрения для восстановления технозагрязненных земель.

В качестве объекта исследования использовали многолетние быстрорастущие травы с длинными корневищами: мятлик луговой (*Poa pratensis*), райграс пастбищный (*Lolium perenne*) и овсяницу красную (*Festuca rubra*), так как они адаптированы к почвенно-климатическим условиям региона, неприхотливые, зимостойкие, имеют высокую урожайность и широкую экологическую приспособленность.

В каждый контейнер помещали по 100 г флюсового известняка и высаживали по 25 растений. Известняк характеризовался следующим составом: массовая доля суммы оксидов кальция и магния ($\text{CaO} + \text{MgO}$) не менее 53,5%, массовая доля оксида магния (MgO) не более 5,0%, массовая доля диоксида кремния (SiO_2) не более 1,5%, массовая доля серы (S) не более 0,06%, массовая доля фосфора (P) не более 0,06%.

Для интенсификации роста растений был внесен гумино-минеральный комплекс Гумиком. Известно, что гуминовые вещества являются источником основных биогенных питательных элементов, а также обладают биостимулирующим и детоксицирующим действиями [1]. Гуминовый препарат предназначен для внесения в почву для повышения плодородия, предпосадочной обработки семян растений, корневых и некорневых подкормок и применяется при выращивании растений всех видов сельскохозяйственных культур во всех климатических зонах. Гумиком был добавлен в трех концентрациях 0,6%, 0,9% и 1,2% для каждого вида растения. Контролем являлись образцы грунта без биостимулятора.

Эксперименты проводили при температуре 26⁰С. Все опыты проводили не менее чем в трехкратной повторности. Статистическую обработку данных проводили с помощью компьютерной программы Microsoft Excel.

Растения оценивали по следующим показателям: всхожесть семян, длина корня и надземной части, масса корня и надземной части.

Основное внимание уделялось изменению всхожести семян в зависимости от процентного содержания Гумиком в образцах известняка (рисунок).

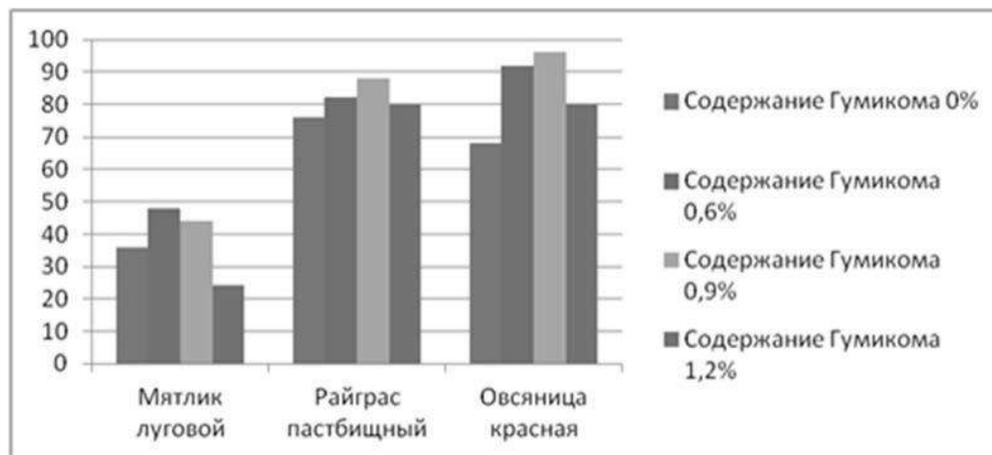


Рис. Всхожесть злаковых трав

Показано, что показатель всхожести мятлика лугового максимален при концентрации Гумиком 0,6% – 44%. Напротив для райграса пастбищного и овсяницы красной наибольший процент всхожести наблюдался при концентрации гуминового удобрения 0,9%. Наименьший показатель всхожести у мятлика лугового выявлен при концентрации Гумиком 1,2% – 24%. Аналогичные результаты обнаружены в экспериментах с райграсом пастбищным и овсяницей красной: при концентрации гуминового удобрения 1,2% показатель всхожести был меньше по сравнению с вариантами других концентраций. Это согласуется с литературными данными, которые утверждают, что наиболее эффективны более низкие концентрации гуматов в растворе [3].

Выявлено, что по таким показателям как длина и масса надземной и подземной частей растений максимальные значения для мятлика лугового и райграса пастбищного достигались при внесении гуминового препарата в концентрации 0,9%, для овсяницы красной - 1,2%.

Результаты экспериментов показывают, что высокие концентрации гуминовых кислот, входящих в состав Гумикома, подавляют всхожесть растений. Так, в наших экспериментах обнаружено, что наиболее оптимальные концентрации Гумикома 0,6%-0,9%. Однако, для овсяницы красной максимальные значения линейных размеров и фитомассы получены при концентрации гуминового препарата 1,2%. Возможно, что это связано с видоспецифическими особенностями растений. Таким образом, по агрофизиологическим показателям для фиторемедиации технонарушенных земель при разработке карьеров по добыче флюсового известняка оптимальным растением является овсяница красная.

Литература

1. Иванов, А.А. Исследование биостимулирующих и детоксицирующих свойств гуминовых кислот различного происхождения в условиях нефтезагрязненной почвы [Текст] / А. А. Иванов, Н. В. Юдина // Химия растительного сырья. - 2007. - № 1. - С. 99–103.
2. Кузнецов, А. Е. Прикладная экобиотехнология [Текст] : учебное пособие : в 2 т. Т. 1 / А. Е. Кузнецов [и др.]. – М. : Изд-во БИНОМ. Лаборатория знаний, 2012. – 629с.
3. Кухаренко, Т. А. Структура гуминовых кислот, их биологическая активность и последствие гуминовых удобрений [Текст] / Т. А. Кухаренко // Химия твердого топлива. - 1976. - № 2. - С.24–30.
4. Степанова, А. Ю., Орлова Е.В. Оценка эффективности использования растений (*Lolium perenne* L.) и люцерны (*Medicago sativa* L.) для фиторемедиации нефтезагрязненного грунта [Текст] / А. Ю. Степанова, Е. В. Орлова // Ученые записки Орловского государственного университета. - 2012. - №3. - С.327-330.
5. Ягафарова, Г. Г. Микробная трансформация экотоксикантов [Текст] / Г. Г. Ягафарова, С. В. Леонтьева, Ю. А. Федорова, А. Х. Сафаров. – Уфа. - 2015. – 310 с.

ОЦЕНКА КОНЦЕНТРАЦИИ РТУТИ В НЕРАСТВОРИМОЙ ФАЗЕ СНЕЖНОГО ПОКРОВА В ОКРЕСТНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА (НА ПРИМЕРЕ Г. ПАВЛОДАР, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

Т.С. Шахова

Научный руководитель профессор Е.Г. Языков, доцент А.В. Таловская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Ртуть обладает экотоксикологическими свойствами, являясь очень опасным среди многих загрязнителей, несет пагубное воздействие на здоровье человека [1]. Высокая подвижность ртути создает условия для значительного ее рассеяния в объектах окружающей среды. При вдыхании воздуха с парами ртути или ее летучих производных в концентрациях не более 0,25 мг/м³ ртуть полностью задерживается легкими [2]. Поэтому ртути уделяется особое внимание учеными всего мира.

Ртуть может поступать в воздух в результате сжигания ископаемого топлива. Общеизвестно, что угли содержат многие токсичные элементы, в том числе и ртуть [3]. В сырой нефти и в нефтепродуктах содержание ртути составляет (1,9-21)•10⁻⁴% [4]. Содержание ртути в компонентах нефти Западно-Сибирских нефтегазоносных провинций составляет от 0,05 до 0,145 г/т [5]. Учитывая масштабы потребления и переработки нефти в России и Казахстане, разумно понимать, в каком количестве ртуть может выбрасываться в атмосферу в процессе переработки при высоких температурах, трансформируясь в различные формы.

В данной статье объектом исследования являлся северный промышленный узел, где функционирует нефтехимический комплекс, расположенный в г.Павлодар (Республика Казахстан). Павлодар – один из крупнейших промышленных городов в Республике Казахстан, представляющий много отраслей промышленности, включающий производство электроэнергии, нефтепродуктов, глинозема, продукции машиностроения, пищевой промышленности. В области ежегодно выбрасывается 800 тыс. т. пыли, с которой поступает 2-800 кг ртути в атмосферу [8]. Ранее проведенные исследования на территории г. Павлодара показали, что в почвах содержание ртути достигает 3,51 мг/кг (10 фонов) в северной промышленной зоне, где и располагается нефтехимический комплекс [16].

В данной работе представлены результаты оценки ртутной нагрузки в окрестностях предприятий нефтехимического комплекса г. Павлодар по данным изучения нерастворимой фазы снега. Исследования проводили атмогеохимическим методом, используемый для определения уровня концентрации пыли и микроэлементов в снежном покрове как естественном планшете-накопителе атмосферной пыли, накопившейся за зимние месяцы. Кроме этого, существенная часть накоплений в снеге формируется за счет сухого осаждения из приземного слоя атмосферы и носит преимущественно антропогенный характер [9].

Материал и методы исследования. С целью оценки концентраций ртути в нерастворимой фазе снежного покрова, проводили отбор снега в конце января 2016г. в соответствии с методикой [10], учитывая опыт многолетних исследований в Западной Сибири [11]. Опробование снега производили на полную мощность снежного покрова, за исключением 5 см слоя над почвой. Вес каждой пробы составлял 16-21 кг. Всего было отобрано 17 проб. Пробы таяли в объемной таре при комнатной температуре. После чего следовал процесс фильтрации с использованием обеззоленных фильтров типа «синяя лента». Предметом исследования являлась – нерастворимая фаза снежного покрова.

Измерение концентрации ртути производилось атомно-абсорбционным методом с использованием анализатора ртути РА-915+ с приставкой ПИРО-915-, а также при помощи программного обеспечения RA915P в МИНОЦ «Урановая геология» на базе кафедры «Геоэкологии и геохимии» ТПУ. Массовая доля ртути в пробе

определялась по величине интегрального аналитического сигнала с учетом предварительно установленного градуировочного коэффициента, полученного эмпирическим способом на основе измерений проб образца с известным содержанием ртути (290 нг/г). Всего автором было изучено 17 проб нерастворимой фазы снега. Анализ данных включал в себя расчет следующих показателей. Коэффициент концентрации (K_k) рассчитывался по формуле (1):

$$K_k = C/C_\phi \quad (1)$$

где C – фактическое содержание элемента в нерастворимой фазе снега (мг/кг), C_ϕ – содержание элемента в фоновых пробах нерастворимой фазы снега (мг/кг).

Коэффициент относительного увеличения общей нагрузки элемента (K_p) определялся по следующей формуле (2):

$$K_p = P_{\text{общ}}/P_\phi \quad (2)$$

где $P_{\text{общ}}$ – величина среднесуточного потока элемента на снеговой покров (мг/км²·сут), P_ϕ – фоновая величина среднесуточного потока химического элемента (мг/км²·сут)

Результаты и их обсуждение. Проведенные исследования показали, что концентрация ртути в нерастворимой фазе снежного покрова колеблется в диапазоне 0,03 - 1,04 мг/кг. При этом фоновый показатель составляет 0,15 мг/кг. В северо-восточном направлении среднее содержание ртути в нерастворимой фазе снежного покрова составляет 0,6±0,15 мг/кг. Так, в с.Павлодарское, расположенное на расстоянии 3 км в северо- западном направлении от нефтехимического комплекса, среднее содержание ртути в нерастворимой фазе снежного покрова составляет 0,16±0,04 мг/кг, что очень близко к фоновому показателю.

Расчет коэффициентов концентраций показал, что превышение фона фиксируется от 1,2 до 6,7 раз. Минимальный показатель наблюдается на расстоянии 1,5 км в юго-западном и 2,5 км в северо-восточном направлениях от границ предприятия. Максимум отмечается на расстоянии 1,5 км в северо-восточном направлении от предприятия, где превышение над фоном составляет 6,7 раз. Однако, в с.Павлодарское на расстоянии 5 км от предприятия в северо-западном направлении фиксируется превышение фона в 1,5 раза.

Аналогичную закономерность можно наблюдать из анализа коэффициента относительного увеличения общей нагрузки ртути на снежный покров (таблица). Максимальное превышение фона до 48 раз наблюдается на расстоянии 1,5 км в северо-восточном направлении от завода.

Табл

ица Коэффициенты концентрации ртути в нерастворимой фазе снежного покрова (K_k) и коэффициенты относительно общей нагрузки элемента на снежный покров (K_p) в окрестности предприятия нефтехимического комплекса г. Павлодар, 2015 г.

Расшифровка пробы, (часть света)	K_k	K_p	Расстояние от границ предприятий, км
1 (ю-з)	1,58	2,14	0,5
2 (ю-з)	1,18	4,03	1,5
3 (с-в)	4,24	16,04	0,5
4 (с-в)	5,25	20,84	1
5 (с-в)	6,67	48,98	1,5
6 (с-в)	1,18	12,43	2,5
7 (с-в)	1,97	11,93	3
8 (з)	0,21	3,22	3
9 (с-з)	0,88	1,67	3,5
10 (с-з)	0,81	1,10	4
11(с-з)	1,64	1,61	5
12(с-з)	1,53	1,58	5

Примечание: 0,5-1,5 км (1-2)- с юго-западной части; 0,5-3 км (3-7) – в северо-восточном направлении; 3-5 км (8-12) – в северо-западном и западном направлениях; фон - 80 км от г.Павлодар (среднее по 5 пробам) – 0,15 мг/кг

По данным работы [12] значительно выделение Hg наблюдается в технологических процессах при термической переработке и сжигании различных полезных ископаемых (руды, уголь, нефть, газ и др.), что оказывает значительное негативное влияние на здоровье человека. Считается что, в нефтяной и газовой переработке основными путями поступления атмосферных выбросов ртути являются неорганизованные выбросы и газовые факелы при первичных производственных операциях [13, 14]. В тоже время и другие авторы [15] показывают, что ртуть является элементом–индикатором воздействия факелов при сжигании попутного газа на нефтеперерабатывающих заводах. Исследования в г. Ангарске, показали, концентрации ртути в нерастворимой фазе снежного покрова вблизи Ангарской нефтехимической компании имеет весьма высокие показатели [6]. Подобные исследования в г.Томске, отражают, что наибольшее содержание ртути, который превышает фон в пять раз, в пробах нерастворимой фазы снежного покрова зафиксировано в районе функционирования Томского нефтехимического комбината [7]. В то же время дополнительным источником

ртути в исследуемом районе является ТЭЦ-3, функционирующая в 1,5 км от объектов нефтехимического комплекса. Данная ТЭЦ использует экибастузский уголь, который в содержит ртуть как примесь, вследствие чего она может поступать с выбросами данной ТЭЦ [17].

Таким образом, в ходе исследования было определено, что содержание ртути в пробах нерастворимой фазы снежного покрова превышает фон от 1,5 до 7 раз, что свидетельствует о локальном поступлении ртути в составе твердых частиц, аккумулированных в снежном покрове в окрестностях объектов нефтехимической отрасли. Вероятными источниками поступления ртути является сжигание газа на факелах, а также выбросы близ расположенной ТЭЦ-3, работающей на экибастузском угле.

Литература

1. Янин Е. П. Ртуть в окружающей среде промышленного города. – М.: ИМГРЭ. – 1992. – 167,
2. Вредные вещества в окружающей среде. Элементы I - IV групп периодической системы и их неорганические соединения / Л. А. Аликбаева [и др.]; под ред. В. А. Филова [и др.]; Рос. акад. естеств. наук. – СПб.: Профессионал, 2007. – 461 с.
3. Кетрис М. П., Юдович Я. Э. Проблема ртути в углях // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН. 2004 – № 10. – С.6-13.
4. Источники загрязнения ртутью: Режим электронного доступа: <http://chemistryandchemists.narod.ru> дата обращения 15.04.2015
5. Калинин Е.П. Геохимическая специфика нефти и ее природа. Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. 2009г. – № 1. – С. 6-12.
6. Скворцов В.А., Чуденко К.В. Мониторинг ртути из снежного покрова вблизи предприятий химической промышленности. Известия Иркутского государственного университета. Серия «Науки о Земле». – Иркутск, 2010 – №2. – С.156-166.
7. Таловская А.В., Филимоненко Е.А., Осипова Н.А., Язиков Е.Г. Ртуть в пылеаэрозолях на территории г. Томска // Безопасность в техносфере. – 2012. – № 2. – С.30-34.
8. Панин М.С., Ажаев Г.С., Гельдымамедова Э.А. Ртуть в снеговом покрове и почвах г. Павлодара Республики Казахстан. Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты. – Москва, 2010 – М.: ГЕО-ХИ РАН. – С. 194-199.
9. Зарина Л. М., Гильдин С. М. Геоэкологический практикум: Учебно-методическое пособие. — СПб.: Изд-во РГПУ им. А. И. Герцена, 2011. — 60 с.
10. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территорий городов химическими элементами. — М.: ИМГРЭ, 1982. — 111 с.
11. Язиков Е.Г., Таловская А.В., Жорняк Л.В. Оценка эколого-геохимического состояния территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей и почв: М.: Томск, Изд-во ИПУ, 2010. – 264 с.
12. Озерова Н.А. Ртутная дегазация земли: геолого-экологические следствия. Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты. – Москва, 2010.
13. Mercury in Petroleum and Natural Gas: Estimation of Emissions from Production, Processing, and Combustion/ by S. Mark Wilhelm Mercury Technology Services National Risk Management Research Laboratory Research Triangle Park, NC 27711. – United States EPA/600/R-01/066 Environmental Protection Agency, September 2001
14. S.Markwilhelm. Estimate of Mercury Emissions to the Atmosphere from Petroleum. Environmental science & technology. Vol. 35, No. 24, 2001
15. Московченко Д.В., Бабушкин А.Г. Особенности формирования химического состава снеговых вод на территории Ханты-Мансийского Автономного Округа. – Криосфера Земли, 2012, – XVI, № 1, – С. 71–81.
16. Гельдымамедова Э. А. тяжелые металлы в почвах и овощных культурах г. Павлодара Республики Казахстан. Автореферат. Дисс. ... канд. биол. наук. – Новосибирск, 2007 – 23с.
17. Кажумуханова М.З. Токсичные элементы-примеси в углях Республики Казахстан. Материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – С. 361-364.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ РИСКА ПРИ ПРИНЯТИИ ГРАДОСТРОИТЕЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ

Д.И. Шмигирилова

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Безопасные условия проживания населения на территориях, прилегающих к промышленным предприятиям, являющиеся источниками негативного воздействия на окружающую среду обитания и здоровье человека, традиционно обеспечиваются организацией санитарно-защитных зон (СЗЗ), создающих границы между предприятиями и жилой застройкой [2].

Санитарно-защитные зоны предприятий, сооружений и других объектов устанавливают специальный режим использования территории и осуществления хозяйственной деятельности, определяемый в соответствии с законодательством об охране окружающей среды, специальными нормативами и правилами [1]. Санитарно-защитные зоны зависят от характеристик промышленного объекта и вида загрязняющего вещества, в каком количестве оно выделяется в окружающую среду.

Томск - крупный научный, культурный и промышленный центр Сибири. Город обладает уникальнейшим историко-культурным наследием, неповторимыми шедеврами деревянного зодчества. В

промышленной структуре ведущая отраслями являются машиностроение, электроэнергетика и пищевая, химическая, нефтехимическая отрасли [1].

Планировка и застройка городов – это уникальный процесс, на который влияет множество факторов (история города, рельеф, гидрогеографическая сеть и другие). Градостроительная история развития города Томска выделяет шесть ключевых этапов формирования городской среды: до городского освоения территории; строительство и развитие городского поселения в XVII в.; развитие торговли и ярмарки Сибири XVIII в.; Томск конца XVIII - XIX вв. - губернская столица; XX век ознаменован для Томска статусом областного, промышленного и научного центра; а XXI в. - научным и культурно-образовательным. Произошедшие события в каждом этапе показали важность и потребность в разработке новой концепции градостроительства [1].

Городская среда Томска характеризуется ценными, уникальными пространственными отличительными чертами, особенностями [1]:

- целостность и неповторимость планировки и застройки исторических районов города с ценными объектами природного и культурного наследия;
- деревянная архитектура города Томска;
- органичное сочетание исторических элементов городского озеленения и особо охраняемых природных территорий;
- городской ландшафт характеризуется выразительным рельефом, наличием живописных водных поверхностей, озелененных пространств, значительным количеством родников.

Транспортная структура города имеет возможности для реконструкции и дальнейшего развития. Районы массовой застройки характеризуются значительной площадью свободных от застройки территорий в пределах действующей городской черты и достаточно высоким архитектурно-строительным уровнем, возможностью реконструкции сложившихся территорий.

К основному проблемному фактору сложившейся среды города относится чересполосное (мозаичное) функциональное зонирование городской территории Томска - жилые зоны во многих районах города находятся в непосредственном соседстве с производственными территориями. Размещение значительного количества жилого фонда на территориях с неблагоприятной экологической ситуацией, в том числе, в пределах санитарно-защитных зон создает неблагоприятные условия проживания. В результате на территории города образовалось несколько проблемных эколого-планировочных ареалов: Северная, Центральная, Восточная, Южная, Юго-Восточная проблемные зоны [1].

За последние 100 лет городская среда существенно изменилась под влиянием активного техногенного воздействия, что привело к необратимым геоэкологическим последствиям. Градостроительная стратегия развития производственных территорий Томска определяется сложившимися экологическими условиями, особенностями планировочного размещения значительной части производственных территорий в непосредственной близости от селитебных зон.

В условиях нехватки или отсутствия свободных территорий или уже сложившейся жилой застройки нередко сокращаются требуемые в соответствии санитарной классификацией размеры санитарно-защитной зоны. Надежность обосновать достаточность размера при её сокращении и обеспечить безопасность для здоровья населения можно только с применением методологии оценки риска.

Важным аргументом в пользу разработки и применения методологии оценки риска является возможность разработки наиболее оптимальных регулирующих действий при наименьших затратах, выбор наиболее эффективных мер по обеспечению безопасности для здоровья населения на прилегающих к промышленным комплексам территориях.

Политика управления риском – это приоритетное направление в сфере охраны и защиты человека, его здоровья, окружающей среды; одна из ключевых компонентов политики современного государства [4].

В СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 с изменениями 1 к СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, СанПиН 2.2.1/2.1.1.2361-08 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» указано на необходимость проведения оценок риска при обосновании достаточности размера санитарно-защитной зоны или возможности ее сокращения для предприятий I и II класса опасности [2]. В новых утвержденных «Санитарных правилах по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» СП № 93 от 17.01.2012 г. для обоснования СЗЗ промышленных объектов I и II классов опасности требуется проведение оценки риска для здоровья населения, проживающего вблизи промышленного объекта

Представляет огромную значимость проведение территориального обследования и оценки опасности выбросов от промышленных объектов, автотранспортных магистралей для принятия решений в области перспективного жилищного строительства и оптимизации границ санитарно-защитных зон. Для этого необходимо:

- реальная оценка вклада выбросов промышленных предприятий, располагающихся на исследуемой территории, в загрязнение атмосферного воздуха;
- оценка безопасности проживания населения на территории перспективного развития жилой застройки на основе методологии риска;
- обоснование границы размещения жилой застройки на основе с учетом показателей качества атмосферного воздуха.

Задачи можно решать с использованием программ, которые позволяют моделировать рассеивание загрязнения в атмосферном воздухе и выполнять расчеты концентраций загрязняющих веществ.

На определенном этапе развития государства, а на местном уровне – города, проблема безопасности встает в центр внимания и обеспокоенности общества (горожан). Причиной этого является вероятность

возникновения неблагоприятных, а в худшем случае чрезвычайных ситуаций, которые могут привести к массовой гибели населения, нанесению ущерба здоровью людей, а также возможность появления значительного материального ущерба.

В связи с этим, определяя стратегии и направления развития страны и регионов в социально-экономическом плане, вопросы безопасного существования и жизнедеятельности принято выделять в самостоятельную проблему (не смотря на уровень значимости и влияния этой проблемы в масштабе страны, региона).

В связи с выше сказанным необходимость разработки проектов организации и благоустройства санитарно-защитных зон для промышленных предприятий и групп предприятий является очевидной. Для объективности установления необходимой границы санитарно-защитной зоны следует привести в соответствии санитарное законодательство, которое позволило бы оценить ее не только расчетным способом, натурными исследованиями и измерениями, но и с учетом проведенной оценки риска для здоровья населения, проживающего в зоне влияния промышленных предприятий. Для установления единого подхода при расчете, оценке риска здоровья при определении размера санитарно-защитной зоны целесообразно иметь санитарные правила и нормативы по риску и методические указания.

Важно отметить, что методология оценки риска ещё недостаточно используется в практических целях специализированных органов, хотя применение данных методик рекомендовано Всемирной организацией здравоохранения, другими ведущими международными организациями. В практических целях градостроительства организациями республики Казахстан произведена оценка риска здоровью населения при воздействии выбросов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения с использованием данных расчетных и инструментальных исследований [3]. Организацией города Москвы было проведено обследование реорганизуемой промышленной территории завода пластмасс в районе Бережковской набережной с целью реализации решений по развитию жилищного строительства [4]. Расчетное моделирование было выполнено с применением специализированных программ (в первом случае программного комплекса «ЭРА риски», во втором – CAL3QHC) [3, 4]. Полученные данные могут быть использованы при организации санитарно-защитных зон предприятия, ранжировании территории, планировании природоохранных мер, в том числе ведения производственного контроля качества атмосферного воздуха в зоне влияния выбросов предприятия,

Литература

1. Решение Думы города Томска от 27 ноября 2007 г. N 687 «О корректировке Генерального плана и об утверждении Правил землепользования и застройки муниципального образования «Город Томск» (с изменениями на 8 декабря 2015 года) [Электронный ресурс]: <http://www.garant.ru/hotlaw/tomsk/168453/> (дата обращения: 28.02.2016).
2. Бобкова Т.Е. Зонирование территории перспективной застройки с применением методологии оценки риска здоровью населения // Гигиена и санитария. – 2009. – № 6. – С. 38-41.
3. Кенесариев У.И., Досмухаметов А.Т., Кенесары Д.У., Кенжебаев А.Ф. Оценка риска здоровью населения при воздействии выбросов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения по данным расчетных и инструментальных исследований // Анализ риска здоровью. – 2013. – № 4. – С. 46-53.
4. Фалеев М.И., Малышев В.П., Быков А.А., Кондратьев-Фирсов В.М. Методологические подходы к зонированию территорий Российской Федерации по уровням риска чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. – 2015. – Т. 5. № 1 (8). – С. 67-90.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ РИСКА ПРИ ПРИНЯТИИ ГРАДОСТРОИТЕЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ

Д.И. Шмигирилова

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Безопасные условия проживания населения на территориях, прилегающих к промышленным предприятиям, являющиеся источниками негативного воздействия на окружающую среду обитания и здоровье человека, традиционно обеспечиваются организацией санитарно-защитных зон (СЗЗ), создающих границы между предприятиями и жилой застройкой [2].

Санитарно-защитные зоны предприятий, сооружений и других объектов устанавливаются в соответствии с законодательством об охране окружающей среды, специальными нормативами и правилами [1]. Санитарно-защитные зоны зависят от характеристик промышленного объекта и вида загрязняющего вещества, в каком количестве оно выделяется в окружающую среду.

Томск - крупный научный, культурный и промышленный центр Сибири. Город обладает уникальнейшим историко-культурным наследием, неповторимыми шедеврами деревянного зодчества. В промышленной структуре ведущими отраслями являются машиностроение, электроэнергетика и пищевая, химическая, нефтехимическая отрасли [1].

Планировка и застройка городов – это уникальный процесс, на который влияет множество факторов (история города, рельеф, гидрогеографическая сеть и другие). Градостроительная история развития города Томска выделяет шесть ключевых этапов формирования городской среды: до городское освоение территории; строительство и развитие городского поселения в XVII в.; развитие торговли и ярмарки Сибири XVIII в.; Томск

конца XVIII - XIX вв - губернская столица; XX век ознаменован для Томска статусом областного, промышленного и научного центра; а XXI в. - научным и культурно-образовательным. Произошедшие события в каждом этапе показали важность и потребность в разработки новой концепции градостроительства [1].

Городская среда Томска характеризуется ценными, уникальными пространственными отличительными чертами, особенностями [1]:

- целостность и неповторимость планировки и застройки исторических районов города с ценными объектами природного и культурного наследия;
- деревянная архитектура города Томска;
- органичное сочетание исторических элементов городского озеленения и особо охраняемых природных территорий;
- городской ландшафт характеризуется выразительным рельефом, наличием живописных водных поверхностей, озелененных пространств, значительным количеством родников.

Транспортная структура города имеет возможности для реконструкции и дальнейшего развития. Районы массовой застройки характеризуются значительной площадью свободных от застройки территорий в пределах действующей городской черты и достаточно высоким архитектурно-строительным уровнем, возможностью реконструкции сложившихся территорий.

К основному проблемному фактору сложившейся среды города относится чересполосное (мозаичное) функциональное зонирование городской территории Томска - жилые зоны во многих районах города находятся в непосредственном соседстве с производственными территориями. Размещение значительного количества жилого фонда на территориях с неблагоприятной экологической ситуацией, в том числе, в пределах санитарно-защитных зон создает неблагоприятные условия проживания. В результате на территории города образовалось несколько проблемных эколого-планировочных ареалов: Северная, Центральная, Восточная, Южная, Юго-Восточная проблемные зоны [1].

За последние 100 лет городская среда существенно изменилась под влиянием активного техногенного воздействия, что привело к необратимым геоэкологическим последствиям. Градостроительная стратегия развития производственных территорий Томска определяется сложившимися экологическими условиями, особенностями планировочного размещения значительной части производственных территорий в непосредственной близости от селитебных зон.

В условиях нехватки или отсутствия свободных территорий или уже сложившейся жилой застройки нередко сокращаются требуемые в соответствии санитарной классификацией размеры санитарно-защитной зоны. Надежность обосновать достаточность размера при её сокращении и обеспечить безопасность для здоровья населения можно только с применением методологии оценки риска.

Важным аргументом в пользу разработки и применения методологии оценки риска является возможность разработки наиболее оптимальных регулирующих действий при наименьших затратах, выбор наиболее эффективных мер по обеспечению безопасности для здоровья населения на прилегающих к промышленным комплексам территориях.

Политика управления риском – это приоритетное направление в сфере охраны и защиты человека, его здоровья, окружающей среды; одна из ключевых компонентов политики современного государства [4].

В СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 с изменениями 1 к СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, СанПиН 2.2.1/2.1.1.2361-08 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» указано на необходимость проведения оценок риска при обосновании достаточности размера санитарно-защитной зоны или возможности ее сокращения для предприятий I и II класса опасности [2]. В новых утвержденных «Санитарных правилах по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» СП № 93 от 17.01.2012 г. для обоснования СЗЗ промышленных объектов I и II классов опасности требуется проведение оценки риска для здоровья населения, проживающего вблизи промышленного объекта

Представляет огромную значимость проведение территориального обследования и оценки опасности выбросов от промышленных объектов, автотранспортных магистралей для принятия решений в области перспективного жилищного строительства и оптимизации границ санитарно-защитных зон. Для этого необходимо:

- реальная оценка вклада выбросов промышленных предприятий, располагающихся на исследуемой территории, в загрязнение атмосферного воздуха;
- оценка безопасности проживания населения на территории перспективного развития жилой застройки на основе методологии риска;
- обоснование границы размещения жилой застройки на основе с учетом показателей качества атмосферного воздуха.

Задачи можно решать с использованием программ, которые позволяют моделировать рассеивание загрязнения в атмосферном воздухе и выполнять расчеты концентраций загрязняющих веществ.

На определенном этапе развития государства, а на местном уровне – города, проблема безопасности встает в центр внимания и обеспокоенности общества (горожан). Причиной этого является вероятность возникновения неблагоприятных, а в худшем случае чрезвычайных ситуаций, которые могут привести к массовой гибели населения, нанесению ущерба здоровью людей, а также возможность появления значительного материального ущерба.

В связи с этим, определяя стратегии и направления развития страны и регионов в социально-экономическом плане, вопросы безопасного существования и жизнедеятельности принято выделять в

самостоятельную проблему (не смотря на уровень значимости и влияния этой проблемы в масштабе страны, региона).

В связи с выше сказанным необходимость разработки проектов организации и благоустройства санитарно-защитных зон для промышленных предприятий и групп предприятий является очевидной. Для объективности установления необходимой границы санитарно-защитной зоны следует привести в соответствии санитарное законодательство, которое позволило бы оценить ее не только расчетным способом, натурными исследованиями и измерениями, но и с учетом проведенной оценки риска для здоровья населения, проживающего в зоне влияния промышленных предприятий. Для установления единого подхода при расчете, оценке риска здоровья при определении размера санитарно-защитной зоны целесообразно иметь санитарные правила и нормативы по риску и методические указания.

Важно отметить, что методология оценки риска ещё недостаточно используется в практических целях специализированных органов, хотя применение данных методик рекомендовано Всемирной организацией здравоохранения, другими ведущими международными организациями. В практических целях градостроительства организациями республики Казахстан произведена оценка риска здоровью населения при воздействии выбросов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения с использованием данных расчетных и инструментальных исследований [3]. Организацией города Москвы было проведено обследование реорганизуемой промышленной территории завода пластмасс в районе Бережковской набережной с целью реализации решений по развитию жилищного строительства [4]. Расчетное моделирование было выполнено с применением специализированных программ (в первом случае программного комплекса «ЭРА риски», во втором – CAL3QHC) [3, 4]. Полученные данные могут быть использованы при организации санитарно-защитных зон предприятия, ранжировании территории, планировании природоохранных мер, в том числе ведения производственного контроля качества атмосферного воздуха в зоне влияния выбросов предприятия,

Литература

1. Решение Думы города Томска от 27 ноября 2007 г. N 687 «О корректировке Генерального плана и об утверждении Правил землепользования и застройки муниципального образования «Город Томск» (с изменениями на 8 декабря 2015 года) [Электронный ресурс]: <http://www.garant.ru/hotlaw/tomsk/168453/> (дата обращения: 28.02.2016).
2. Бобкова Т.Е. Зонирование территории перспективной застройки с применением методологии оценки риска здоровью населения // Гигиена и санитария. – 2009. – № 6. – С. 38-41.
3. Кенесариев У.И., Досмухаметов А.Т., Кенесары Д.У., Кенжебаев А.Ф. Оценка риска здоровью населения при воздействии выбросов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения по данным расчетных и инструментальных исследований // Анализ риска здоровью. – 2013. – № 4. – С. 46-53.
4. Фалеев М.И., Малышев В.П., Быков А.А., Кондратьев-Фирсов В.М. Методологические подходы к зонированию территорий Российской Федерации по уровням риска чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. – 2015. – Т. 5. № 1 (8). – С. 67-90.

БИОДЕСТРУКЦИЯ ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ЗАГРЯЗНЕННОЙ ПОЧВЕ

А.Г. Щербакова

Научный руководитель доцент Л.И. Сваровская

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Экологические проблемы в регионах нефтедобычи и переработки связаны, в первую очередь, с загрязнением объектов окружающей среды нефтью. Благодаря высоким сорбционным свойствам почвы, нефтяные углеводороды способны аккумулироваться и сохраняться в ней длительное время, существенно преобразуя и значительно ухудшая свойства почвы и ее биологическую активность. В последние годы все большее значение приобретает борьба с загрязнением почв и поиск оптимальных путей очистки природных объектов. Однако необходимо помнить, что, во-первых, нефть каждого месторождения имеет свой характерный состав и, во-вторых, в каждой климатической зоне она будет оказывать различное воздействие на природную среду. [1] В настоящее время наиболее перспективным методом очистки почв и воды является микробиологический метод, основанный на биохимической активности почвенного биоценоза или внесенного биопрепарата.

Цель исследования: Изучить влияние вязкой нефти на почвенную микрофлору и ферментативную активность в процессе фиторекультивации.

Материалы и методы исследования

Для проведения исследований отбирали серую лесную почву, которую искусственно загрязняли и вязкими нефтями Тосон-Ула (Монголия) и Усинской (Россия). Вязкость Монгольской нефти 1741.71 мПа/с, плотность 878 кг/м³. Вязкость и плотность нефти Усинского месторождения составляют 12800 мПа/с, и 965 кг/м³ соответственно. Концентрация загрязнения почвы 30 и 70 г/кг. Эксперимент поставлен в лабораторных условиях в семи вариантах.

В первых двух вариантах почву загрязняли нефтью месторождения Тосон-Ула и вязкой нефтью Усинского месторождения в концентрации 70 г/кг. В третьем и четвертом вариантах почву загрязняли исследуемыми нефтями в концентрации 30 г/кг. Пятый и шестой варианты эксперимента был несколько

усложнен. Процессы утилизации углеводов и снижения концентрации загрязнения исследовали в процессе биодеструкции и фиторемедиации. Для этого в образцы почвы, загрязненные нефтью Усинского месторождения и Тосон-Ула в концентрации 70 г/кг, проводили посев семян злаковой культуры (рожь). Деструкцию углеводов нефти аборигенной почвенной микрофлорой проводили в течение 45 суток при 25 °С. На протяжении всего эксперимента поддерживали постоянную влажность почвы.

В процессе культивирования исследовали динамику численности и ферментативную (каталазную и дегидрогеназную) активность почвенного биоценоза. В качестве контроля использовали чистую почву, где также была изучена динамика численности и ферментативная активность микроорганизмов в идентичных условиях.

Каталазную активность определяли газометрическим методом по объему выделившегося кислорода при взаимодействии перекиси водорода с почвой. Дегидрогеназную активность определяли спектрометрическим методом в реакции среды с солью тетраэзолия: 2,3,5 – трифенилтетраэзолий хлористый. [4]. Остаточное содержание нефти в почве определяли методом экстракции хлороформом на аппарате Сокслета [3]. Анализ структурного состава нефти до и после биодеструкции анализировали методом ИК-спектрометрии [2].

Результаты и обсуждение

Влияние концентрации загрязнения на численность и ферментативную активность биоценоза исследовали без добавления стимулирующих питательных субстратов. При культивировании микроорганизмов в загрязненной среде, в первые 5-7 суток (период адаптации) наблюдается снижение численности микроорганизмов, в результате ингибирующего действия углеводов нефти. После адаптации, происходит перестройка микробиоценоза, часть микроорганизмов гибнет, преимущество получает углеводородокисляющая группа, способная усваивать углеводороды нефти в качестве единственного источника углерода и энергии. Общая численность микрофлоры после адаптации в загрязненной почве возрастает на 3-5 порядков. Происходит изменение видового разнообразия, доминируют микроорганизмы-деструкторы, представители родов *Bacillus*, *Micrococcus*, *Flavobacterium* и *Arthrobacter*.

В процессе биодеструкции концентрации нефти Усинского месторождения и Тосон-Ула понизилась от 70 г/кг до 55 и 50 г/кг соответственно. Следовательно биодеструкция для нефти Усинского месторождения составляет 21.4 %, для нефти Тосон-Ула 28.6 %. В вариантах опыта при исходном загрязнении почвы 30 г/кг, биодеструкция за 45 суток нефти Тосон-Ула составила- 33.4 %, нефти Усинского месторождения -30.2 %.

При посеве злаковой культуры в почву, загрязненную в концентрации 70 г/кг, всхожесть семян полностью отсутствовала. При снижении концентрации загрязнения до 35-40 г/кг пророст семян составил 50-60 %. В результате было отмечено, что растения ржи в чистой (контроль) и нефтезагрязненной почве (опыт) значительно отличаются по массе, длине и толщине стебля. У растений прорастающих на нефтезагрязненной почве наблюдался хлороз, длина стебля не превышала 18 – 20 см. Длина стебля растений чистой почвы составляет 30-33 см, биомасса которых на 18% превышает опытные образцы растений.

При ИК-спектрометрическом анализе нефтей, характеристичными показателями степени биодegradации являются относительные величины, так называемые спектральные коэффициенты, рассчитываемые по оптической плотности полос поглощения в определенной области спектра.

Спектральные коэффициенты относительной интенсивности основных полос поглощения, характеризующие процессы трансформации углеводов представлены в таблице.

Таблица

Спектральные коэффициенты исходного нефтезагрязнения почвы и после биодegradации

Спектральные коэффициенты	Тосон-Ула нефть				Исходная	Усинская нефть		
	Исходная	Биодеструкция				Исходная	Биодеструкция	
		3 %	7 %	растения			3 %	7 %
$C_1 = D_{1610} / D_{720}$	1,45	1,2	0,58	0,98	1,45	1,6	0,38	1,19
$C_2 = D_{750} / D_{720}$	1,28	1,34	0,55	1,04	1,28	1,34	0,55	1,33
$C_3 = D_{720} / D_{1377}$	0,17	0,18	0,15	0,28	0,17	0,18	0,16	0,17
$A_1 = D_{815} / D_{750}$	0,98	1,0	0,48	0,65	0,98	1,0	0,36	0,68
$A_2 = D_{875} / D_{720}$	1,1	1,04	0,27	0,42	1,1	1,04	0,20	0,37
$A_3 = D_{815} / D_{875}$	1,28	1,3	0,94	1,27	1,28	1,2	0,75	0,81

Из таблицы следует, что на протяжении эксперимента происходит возрастание спектральных коэффициентов ароматичности – C_1 и интенсивности поглощения полициклических аренов – C_2 , изменения обусловлены резким уменьшением содержания насыщенных алканов, которые наиболее доступны для микробиологического окисления. Коэффициент A_1 снижается за счет незначительной трансформации циклических углеводов до п.п. 750 см⁻¹. Увеличение коэффициентов A_2 и A_3 происходит не только за счет нормальных алканов, но и биоциклических, моно, би, три оренов. Закономерное увеличение всех спектральных коэффициентов указывает на процессы окисления УВ нефти микроорганизмами.

Дегидрогеназа и каталаза являются широко распространенными ферментами, продуцируемыми почвенной микрофлорой. Дегидрогеназа принимает непосредственное участие в разложении УВ до CO₂ и H₂O, а высокоактивный кислород, образующийся при участии каталазы, обеспечивает доступным кислородом микроорганизмы, участвующие в процессах биодеструкции УВ. К концу эксперимента активность всех исследованных ферментов возрастает по сравнению с исходной почвой, что свидетельствует о процессах биохимического окисления УВ.

Методом ИК-спектрометрического анализа остаточной нефти, экстрагированной из почвы, загрязненной нефтью Тосон - Ула и Усинского месторождений, определены дополнительные полосы поглощения (п.п.) функциональных групп УВ в области 1700, 1300 см⁻¹. Появление дополнительных полос п.п. в области 1700 см⁻¹ указывает на образование кислородсодержащих продуктов метаболизма при биодеструкции УВ нефтяного ряда. Особо следует отметить появление п.п. в области 1300 см⁻¹, что свидетельствует о накоплении ароматических альдегидов и кислот при бактериальном окислении алкилбензолов.

Методом хроматомасс-спектрометрии определены значительные изменения в составе алкилбензолов, нафталинов и фенантронов. Биодegradация вязкой нефти Усинского месторождения и Тосон-Ула в почве прошла с небольшими изменениями в содержании ароматических соединений, что свидетельствует о снижении скорости утилизации вязких нефтей. Утилизации нефти почвенной микрофлорой - 25 %; с применением фиторемедиации - 28,57%

Литература

1. Щемелинина Т. Н. Биологическая активность нефтезагрязненных почв крайнего севера на разных стадиях их восстановления при рекультивации. Воронеж, 2008.
2. Алтунина Л. К., Сваровская Л. И., Полищук Ю. М., Токарева О. С. / Реабилитация нарушенной природной среды на территории нефтедобывающих предприятий // Нефтехимия, - 2011. - том 51- № 5.- С. 387 – 391.
3. Большаков Г.Ф. Инфракрасные спектры аренов.- Новосибирск: Наука. 1989.-230 с.
4. Другов Ю. С., Родин А. А. /Анализ загрязненной почвы и опасных отходов. Практическое руководство. – М.: Бино. Лаборатория знаний. 2007 – 422 с.
5. Инишева Л.И., Ивлева С.Н., Щербакова Т.А. Руководство по определению ферментативной активности торфяных почв и торфов. Томск. Изд-во Том. ун-та., 2003.-122с.

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ ЛАНДШАФТНОЙ ЭКОЛОГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КАРТОГРАФИЧЕСКИХ ВЕБ-СЕРВИСОВ

К.Б. Щукова

Научный руководитель доцент О.С. Токарева, доцент Е.А. Мирошниченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в ландшафтной экологии активно используются современные информационные технологии для решения различных задач при экологическом мониторинге состояния растительного покрова и окружающей среды, включающих оценку степени загрязнения природной среды, инвентаризацию биологического разнообразия различных территорий, изучение влияния различных факторов на природные экосистемы, исследование деградации флоры и фауны, сбор и управление данными по охраняемым территориям. В результате изучения ландшафта местности накапливаются большие объемы геоботанических и связанных с ними пространственных данных. В связи с этим в последнее время наблюдается возрастающий интерес к ГИС-технологиям, как инструменту, позволяющему осуществлять картирование растительного покрова для мониторинга и оценки его состояния [1], составление ландшафтных и лесных карт, а также планов лесонасаждений, в том числе на основе данных дистанционного зондирования Земли из космоса, 2D и 3D-моделирование ландшафта местности, оценка последствий предпринимаемых природоохранных мероприятий на экосистему в целом и пространственный анализ разнородных данных [2].

Имеющиеся информационные системы (ИС), предназначенные для ведения геоботанических описаний, TurboVEG [3], Juice и IBIS [1] не в полной мере удовлетворяют требованиям отдельных пользователей, и их доработка не представляется возможной из-за закрытого кода или использования устаревших технологий. Целью работы является создание ИС с использованием картографических веб-сервисов, обеспечивающей единое информационное пространство для интеграции разнородных данных о современном состоянии растительности на изучаемых территориях.

Для разработки концептуальной модели данных выполнено исследование онтологии ландшафтной экологии с позиции информационного обеспечения деятельности этой сферы с помощью семантического и объектного подхода, а также изучены бланки геоботанических описаний для занесения информации в ходе полевых исследований. На стадии инфологического анализа предоставленной геоботанической информации обнаружена проблема информационной неоднозначности и неполноты экологических и геоботанических описаний. Слабоформализованное и неструктурированное исходное представление таких данных приводило к конфликту с требованиями унификации и формализации данных для их представления в ИС. С помощью объектного подхода устранены конфликты на логическом и семантическом уровне, например, различие в типах данных, в единицах измерения, во множестве допустимых значений, потеря актуальности данных в одном из источников, отсутствие единообразия при использовании терминологии, неоднородность данных и другие. Вышеперечисленные конфликты приводят к избыточности и дублированию данных, а также аномалиям при проектировании концептуальной модели данных. Выполнена концептуализация данных в виде модели «сущность-связь» с помощью нисходящего метода моделирования.

Семантический анализ данных показал, что наиболее распространенным типом связи между объектами геоботанических описаний является связь «многие ко многим». Например, одному описанию характера размещения растений может соответствовать несколько описаний древесных пород у точки, а одному описанию древесной породы у точки может соответствовать разные виды физиономичностей и проективные покрытия.

Разные виды растений могут произрастать на одной и той же территории, и, наоборот, на различных ареалах могут обитать одни и те же виды растительности.

Для проектирования информационной системы использован нисходящий метод функционального моделирования в нотации IDEF0, для внедрения картографических веб-сервисов – сервисно-ориентированный подход, для реализации системы – методы объектно-ориентированного программирования. При разработке ИС использованы современные технологии, такие как языки программирования C#, JavaScript, HTML и CSS, СУБД – MS SQL Server 2012, технология доступа к данным – ADO.NET, среда проектирования физической и логической модели БД – Toad Data Modeler 5.2, платформа – .NET Framework 4.5 [3].

Разработанная ИС обладает клиент-серверной архитектурой под управлением реляционной БД и включает следующие основные подсистемы: сбор, обработка и загрузка данных; управление данными; импорт данных; ведение геоботанических документов; формирование отчётов; визуализация данных; резервное копирование данных; картографирование. В подсистеме картографирования интегрированы ГИС Google Earth и Google Maps.

В данной работе предложен подход к интеграции ИС с картографическими веб-сервисами Google Earth и Google Maps посредством разработки алгоритма локального геосервера и создании универсальной встраиваемой библиотеки функций и геокомпонентов. В качестве формата обмена геоданными между ИС и веб-сервисом Google Earth и Google Maps используются международные стандарты KML и XML, признанные открытым ГИС-консорциумом.

На рисунке представлена схема взаимодействия подсистемы картографирования с веб-сервисом Google Maps и Google Earth.

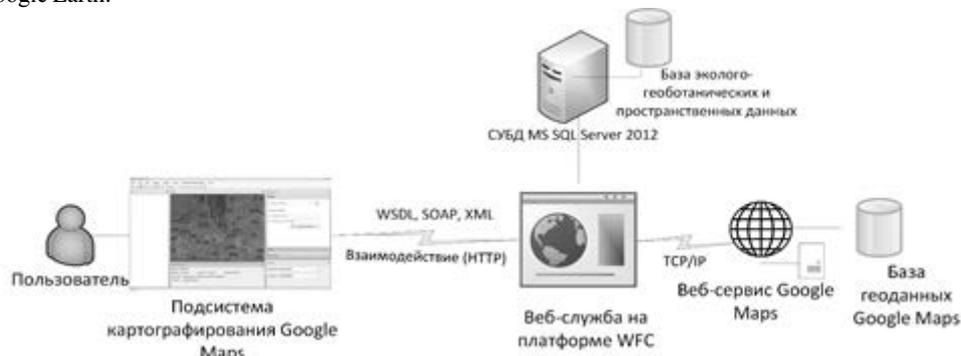


Рисунок – Схема взаимодействия подсистемы картографирования с веб-сервисом Google Earth и Google Maps

На основе разработанной концептуальной модели данных создана база данных (БД), содержащая 43 таблицы, среди которых 22 справочника. В ней предусмотрено хранение следующей информации: типы ярусов, подъярусов растений, физиономичности, обилия по шкале Друде, фенофазы, семейства, роды и виды растений, местонахождения и местообитания растений, жизненные формы, экологические группы, ценотические группы, спектры широтных и долготных групп, хозяйственные значения, метки GPS-навигатора, описания пространственных объектов на карте, полное описание гербарных коллекций, файлы химического анализа почвы, изображения исследуемой местности, геоботанические описания вокруг точки, антропогенное влияние на среду обитания, характер микрорельефа, описания древесных пород и внеярусной растительности, описание ландшафта местности, характеристики пробной площади, химический состав почвы, формула древостоя, тематические карты, маршруты, а также смешанные геометрические слои. Справочники предназначены для хранения часто вводимых названий, что облегчает работу пользователей и позволяет избежать разночтений при дальнейшем анализе данных. БД позволяет хранить следующие пространственные характеристики объектов: широта и долгота в формате десятичных градусов, высота над уровнем моря, описание пространственного объекта, стиль объекта на карте, угол обзора и направления камеры и другие. В развитие описанной выше ИС для хранения геометрии пространственных объектов и географических координат использованы типы данных – geometry и geography, поддерживаемые в выбранной СУБД [4].

Система обеспечивает многопользовательскую работу с данными и поддерживает два режима подключения к БД: онлайн и офлайн. Онлайн режим подключения позволяет работать с БД одновременно с разных компьютеров по локальной сети. Офлайн режим работы обеспечивает автономную работу пользователей без доступа к сети, что является актуальным при проведении полевых исследований. ИС предоставляет следующие функциональные возможности: импорт/экспорт данных из GPS-файлов и MS Excel в БД; функции управления геоботаническими и пространственными данными; генерация отчетов в формате MS Word и Excel; валидация данных; резервное копирование БД; визуализация пространственных данных на 2D и 3D-картах; создание меток, 2D и 3D-моделей местности, смешанных геометрических слоев (полигональных, точечных, полилинейных), тематических карт, путей, маршрутов наземных исследований с сохранением в БД.

Разработанная универсальная библиотека геокомпонентов и функций включает 3D-полотно карты, дерево слоев, панель управления картой и пространственными объектами, панель для отображения состояния отклика от веб-сервера Google Earth. 3D-полотно предназначено для отображения карты в трёхмерном пространстве. Дерево слоев позволяет управлять настройками слоев карты, например, изменение их порядка и

видимости на карте. Панель управления картой и пространственными объектами представляет набор инструментов для навигации картой и расположенными на ней объектами, например, изменение масштаба карты, прокладывание маршрута на карте и другие.

Автор выражает благодарность Калмыковой О.Г., заведующей лабораторией биогеографии и мониторинга биоразнообразия Института степи УрО РАН (г. Оренбург), за предоставленные геоботанические данные полевых исследований.

Литература

1. Зверев А.А. Информационные технологии в исследованиях растительного покрова. – Томск: ТМЛ-Пресс, 2007. – 304 с.
2. Попов С.Ю. Геоинформационные системы и пространственный анализ данных в науке о лесе. – Санкт-Петербург: Интермедия, 2013. – 400 с.
3. Щукова К. Б., Токарева О. С., Мирошниченко Е. А. Информационная система для ведения базы данных геоботанических описаний при изучении ландшафта [Электронный ресурс] // Современная техника и технологии. – 2015. – №. 10. – С. 1. – URL: <http://technology.snauka.ru/2015/10/8022>. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 01.06.2016.
4. Shchukova K.B. Information system for maintaining a database of geobotanical descriptions while studying a landscape // IOP Conference Series: Materials and Engineering. – 2015. – Vol. 93, № 012062. – P. 1-4.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЕГРАДАЦИИ СУБМАРИННЫХ МЕРЗЛЫХ ТОЛЩ НА ШЕЛЬФЕ ВОСТОЧНО-АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Ю.А. Юринова

Научный руководитель профессор А.К. Мазуров¹, старший научный сотрудник В.Е. Тумской²
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия¹
Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, г. Москва, Россия²

Арктический регион на сегодняшний день является объектом исследований множества ученых из разных стран. В Арктике работают комплексные экспедиции, в том числе международные. Активное участие в исследованиях принимают Тихоокеанский Океанологический институт (ТОИ ДВО РАН), Московский Государственный университет (МГУ) им. М.В. Ломоносова, Институт Мерзлотоведения (ИМ) СО РАН, а также Томский Политехнический университет (ТПУ). В рамках совместных проектов проводятся масштабные комплексные исследования, направленные на изучение восточно-арктического шельфа как источника парниковых газов планетарной значимости. Основная цель этих исследований – выявить закономерности изменения климата Арктического региона, влияние этих изменений на климат планеты в целом и роль деградации субмаринных реликтовых мерзлых толщ.

Одним из важнейших элементов природной среды Арктики является криосфера, объединяющая в себе части литосферы, гидросферы и атмосферы, имеющие температуру ниже нуля. Климатические изменения в криосфере неразрывно связаны с возникновением и деградацией ледниковых и ледовых покровов, многолетнемерзлых пород. Поэтому арктический регион является областью, наиболее чувствительной к различного рода внешним воздействиям. Например, повышение среднегодовой температуры за последние двадцать лет на 1,2°C вызвало сокращение ледового покрова арктических морей с 500 тыс. км² в середине XX века до 200 тыс. км² в 2005 году [3]. Это повлекло за собой также увеличение стока и изменение режима рек и таяние многолетнемерзлых пород. Современные изменения климата рассматриваются как последствия проявления парникового эффекта, обусловленного ростом содержания в атмосфере основных парниковых газов CO₂ и CH₄ [5]. Концентрация метана в современной атмосфере составляет около 1700 – 1750 миллиардных долей по объему (ppbv) [1]. Каждый год на станциях глобального мониторинга фиксируется увеличение концентрации метана на 16 – 17 ppbv или 1% в год [1].

По современным представлениям деградация мерзлых пород в тёплые геологические эпохи приводит к увеличению эмиссии парниковых газов в атмосферу. Органическое вещество, «законсервированное» в мерзлых породах, при их таянии трансформируется в двуокись углерода (CO₂), а при отсутствии кислорода – в метан (CH₄). На суше деградация мерзлых пород в настоящее время приводит лишь к незначительному повышению среднегодовой температуры пород и увеличению мощности сезонно-талого слоя, тогда как исследованиями показано заметное (примерно на 10%) превышение содержания метана над Арктикой по сравнению с другими регионами нашей планеты [6]. Поэтому была высказана гипотеза о том, что в настоящее время основное значение на климатические изменения в Арктике оказывает деградация шельфовой криолитозоны, которая в настоящее время находится в субмаринных условиях [4, 5, 6]. Парниковые газы, и в первую очередь метан, ранее накапливавшиеся под газонепроницаемыми мерзлыми толщами на шельфе и предположительно существовавшие в форме газовых гидратов, в настоящее время диссоциируют и поступают на дно моря по разрастающимся сквозным таликам [4]. Несмотря на то, что деградация подводной мерзлоты – процесс геологически длительный, по данным современных исследований весьма вероятно, что к настоящему времени эмиссия метана достигла значительных величин и сказывается на климатических изменениях.

В настоящее время наибольшее внимание уделяется восточно-арктическому шельфу, так как на его территории находится более 80% существующей подводной мерзлоты, а также, по-видимому, основная часть мелководных газовых гидратов (рис. 1).



Рис. 1 Газогидратные области Северного Ледовитого океана (по Гаврилову А.В., 2008)

Фактических данных о распространении и мощности субмаринных мёрзлых пород на шельфе моря Лаптевых на сегодняшний день крайне мало. Коллективом исследователей кафедры геоэкологии МГУ на основании математического моделирования была показана возможность существования шельфовой криолитозоны мощностью до 600–900 м, имеющей сложное многоярусное строение [2, 5]. В настоящее время в рамках совместных исследований учёных ТОИ, МГУ, ИМ и ТПУ проводится комплексное изучение распространения и состояния субмаринных мёрзлых пород и эмиссии газов в юго-восточной части моря Лаптевых. При этом используются как геофизические методы, так и непосредственно бурение с припайного льда.

Помимо изучения влияния деградации мёрзлых пород шельфа и эмиссии метана на климатические изменения, по мнению автора, важной частью исследований должен являться анализ геоэкологических последствий этих процессов. Можно представить несколько важнейших геоэкологических аспектов деградации шельфовых мёрзлых пород, выражающейся в повышении их температуры, уменьшении сплошности, распространения и мощности.

1) Повышение температуры реликтовых мёрзлых толщ, как и уменьшение их мощности, приводит к вовлечению дополнительного количества органического вещества для продуцирования парниковых газов. Это происходит как на всей территории восточно-арктического шельфа, так и в прибрежной зоне в процессе разрушения берегов термоабразией.

2) Деградация субмаринной криолитозоны приводит к дестабилизации газовых гидратов в основании толщи мёрзлых пород и увеличению эмиссии парниковых газов. Предположительно, именно этот источник метана является основным на восточно-арктическом шельфе.

3) Интенсивность протаивания мёрзлых пород на мелководье в настоящее время достигает 5-15 см/год (устное сообщение И.П. Семилетова). Это приводит к развитию донной термоабразии, увеличению глубины прибрежных участков моря и интенсификации береговой термоабразии. На отдельных участках берегов это приводит к скоростям отступания береговой линии до 10-15 м/год. Дополнительно этому способствует уменьшение ледовитости моря, увеличение продолжительности безлёдного периода и балльности штормов.

4) Интенсивная динамика береговых процессов и просадки дна являются негативным фактором при инженерно-геологическом освоении восточно-арктического шельфа, что требует дополнительных мер по обеспечению безопасности и увеличивает риски.

5) Бурение любых скважин на арктическом шельфе является сложной задачей, но деградация мёрзлых пород дополнительно приводит к снижению несущей способности грунтов вокруг стволов скважин, а прорывы газов могут приводить к аварийным ситуациям.

Все вышеперечисленные геоэкологические последствия деградации реликтовых мёрзлых толщ на арктическом шельфе практически никогда ранее не изучались. Их выделение и дальнейшее изучение можно рассматривать как новое направление в геоэкологии.

Литература

1. Бudyko, М.И., Израэль, А., Маккракен, М.С., Хект, А.Д. (Editors). Предстоящие изменения климата. - Гидрометеиздат, Ленинград, 1991 г. - 270 с.
2. Гаврилов А.В. Криолитозона арктического шельфа Восточной Сибири (современное состояние и история развития в среднем плейстоцене–голоцене): Автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. - М., Издательство МГУ, 2008 г. - 48 с.
3. Кокорин А.О., Спиридонов В.А. Воздействие изменения климата на российскую Арктику: анализ и пути решения проблемы - М., WWF России, 2008 г. – 28 с.
4. Сергиенко В. И., Лобковский Л. И., Семилетов И. П., Дударев О. В. и др. Деградация подводной мерзлоты и разрушение гидратов шельфа морей Восточной Арктики как возможная причина «метановой катастрофы»:

- некоторые результаты комплексных исследований 2011 года // Доклады Академии Наук, 2012, том 446, № 3, - М. Наука, с. 330–335
5. Романовский Н.Н., Тумской В.Е. Ретроспективный подход к оценке современного распространения и строения шельфовой криолитозоны Восточной Арктики // – Криосфера Земли, т. 15, № 1., 2011 г. – 3 – 11 с.
 6. Шахова, Н.Е., Сергиенко В.И., Семилетов И.П. О роли Восточно-Сибирского арктического шельфа в современном цикле метана и глобальных климатических процессах // Вестник ДВО РАН. 2008. № 4 - 3-15 с.

РАЗРАБОТКА ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ТЕРРИТОРИИ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

А.Л. Яковлев

Научный руководитель доцент О.В. Савенок

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Добыча нефти в Краснодарском крае является исторически сложившейся и для большей части месторождений находится на завершающем этапе, что свидетельствует о специфике разработки данных месторождений, поскольку в нашей стране отсутствуют технологические решения по доработке месторождений, характеризующиеся своей безопасностью и экономической выгодностью.

Помимо уже известных месторождений на территории Краснодарского края постоянно проходят разведывательные мероприятия по поиску новых месторождений. Связан данный аспект с одной особенностью строения пород-коллекторов. Породы отличаются низкой степенью цементации, что приводит к образованию нефтяных ловушек. Подобные образования являются труднопрогнозируемыми и при вскрытии могут привести к выносу песка в скважину, что в свою очередь может привести к различным негативным последствиям: от нарушения работы скважины до необходимости полного прекращения работ.

Явление пескопроявления не является новым для нефтедобычи, но, тем не менее, последствия данного явления до сих пор относятся к категории одних из самых негативных для процессов добычи. Именно по этой причине в настоящее время ведётся активная разработка методов борьбы с пескопроявлением, однако не все они отличаются эффективностью, безопасностью и экологической инертностью.

Предпочтение в борьбе с пескопроявлением отдаётся методам пластифицирования, которые возможны за счёт воздействия полимерных буровых растворов или смол на вмещающие породы. Компоненты данных смесей отличаются высокой химической опасностью, несмотря на наличие способов её снижения, поскольку каждая из методик характеризуется высокой стоимостью. Таким образом, и без того неблагоприятная вследствие нефтедобычи экологическая ситуация значительно ухудшается при попытках интенсификации добычи, постепенно приводя к ситуации экологического кризиса для территории по истине уникальной природы [1-4].

Эффективная разработка месторождений Краснодарского края возможна только в случае решения следующих проблем:

- разработка комплексных системных технологических решений эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края на завершающей стадии на основе прогнозных моделей состояния пород-коллекторов;
- разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии на предмет наступления факторов осложнения добычи;
- разработка методов междисциплинарного моделирования (физические, материаловедческие, химические, физико-химические и др.) состояния пород-коллекторов для прогнозирования наступления осложнений добычи;
- анализ особенностей разработки месторождений Краснодарского края и эксплуатации промышленных объектов;
- систематизация методов и технологий, принимаемых на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений.

В качестве разрабатываемого решения предлагается усовершенствование конструкции гравийного фильтра, поскольку:

1) среди различных конструкций фильтров наилучшие фильтрационные свойства демонстрируют каркасно-проволочные фильтры (при их проектировании необходимо добиваться максимального значения скважности);

2) срок службы значительно выше относительно сетчатых аналогов;

3) при подборе фильтров для скважины необходимо изучить гранулометрический состав механических примесей, который определяет не только параметры фильтра (проходной размер ячеек, межвитковый зазор), но и саму его конструкцию;

4) в ряде случаев необходимо учитывать экономическую составляющую при подборе фильтрационного оборудования, а именно:

- стоимость фильтра;
- затраты, связанные с его установкой;
- ремонтпригодность;
- возможные потери от его преждевременного выхода из строя.

К гравийным относятся фильтры, у которых поверхность, контактирующая с породой, состоит из искусственно вводимого гравия, расположенного вокруг опорных фильтровых каркасов. Гравийные фильтры (рисунок 1) собираются на устье скважины, либо намываются непосредственно на забое. Основным преимуществом гравийных фильтров по сравнению с фильтрами других конструкций является то, что они могут успешно применяться при большой неоднородности частиц коллектора.

Фильтры устанавливаются в скважину с целью очистки добываемой из пласта жидкости от песка, пропанта и других механических примесей и должны выполнять две основные функции:

- 1) защита от проникновения твёрдой фазы;
- 2) создание минимального гидравлического сопротивления.

Расчёт пропускной способности фильтра в зависимости от создаваемого на нём перепада давления в общем случае является сложной задачей, требующей знания геометрических характеристик фильтра, физико-химических свойств пластовой жидкости и гранулометрического состава твёрдой породы. Простейшая зависимость дебита от перепада давления основана на использовании формулы истечения из затопленного отверстия:

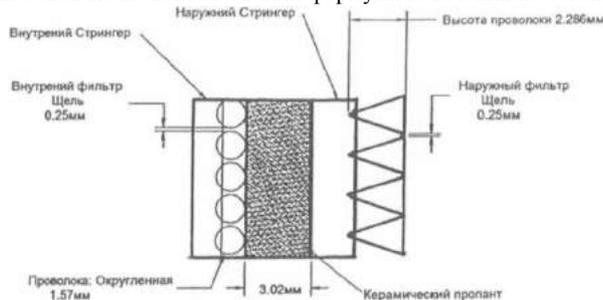


Рис. 1 Гравийный фильтр

$$u = \mu \cdot \eta \cdot \sqrt{\frac{\Delta P}{\rho}},$$

где u – скорость истечения из отверстия; μ – коэффициент расхода; η – скважность фильтра; ΔP – перепад давления в фильтре; ρ – плотность жидкости.

Как следует из формулы, скорость и соответственно дебит пропорционален квадратному корню из ΔP с коэффициентом $\chi = \mu \cdot \eta$, который называется гидравлическим параметром фильтра.

Как показывают многочисленные эксперименты, гидравлический параметр χ изменяется в широких пределах – от 0,2 до 0,9, что объясняется разнообразием условий работы фильтров в реальных условиях и сложностью их классификации и типизации. В таблице 1 приведены данные измерения гидравлического параметра и скважности для фильтров различных конструкций при контакте с породой с разным гранулометрическим составом.

Таблица

Результаты промысловых испытаний фильтров различных конструкций

Тип фильтра	Скважность η	Гидравлический параметр χ
Сетчатый	0,15	0,40-0,68
Штампованный со щелями типа «мост»	0,04	0,26-0,82
	0,07	0,30-0,64
	0,11	0,30-0,56
	0,15	0,27-0,53
Щелевой (с треугольным сечением)	0,05	0,57-0,88

В современных условиях, когда рынок защитных фильтров представлен достаточно широко, а их конструкции отличаются незначительно, на первый план выходит стоимость.

Литература

1. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Оценка специфичности месторождений и условий их залегания на территории Краснодарского края // Научно-практический журнал «Заметки учёного». – Ростов-на-Дону: ООО «Приоритет», 2015. – № 4/2015 (4). – С. 26-33 Режим доступа: <http://nauka-prioritet.ru/wp-content/uploads/2015/09/Октябрь-20151.pdf>
2. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Обзор технологических решений по интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // «Наука как движущая антикризисная сила: инновационные преобразования, приоритетные направления и тенденции развития фундаментальных и прикладных научных исследований» Сборник научных статей по итогам Международной научно-практической конференции (15-16 января 2016 года), г. Санкт-Петербург. – СПб.: Изд-во «КультИнформПресс», 2016. – С. 45-52 Режим доступа: <http://www.spbipm.ru/upload/-январь-2016-авторам.pdf>
3. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Аналитический обзор экологически безопасных решений по интенсификации добычи нефти при эксплуатации месторождений на территории Краснодарского края // Технологии XXI века: проблемы и перспективы развития: сборник статей Международной научно-практической конференции (10 февраля 2016 года, г. Уфа). – Уфа: АЭТЕРНА, 2016. – С. 191-199 Режим доступа: <http://aeterna-ufa.ru/sbornik/TN-48.pdf>

4. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий управления процессами пескопроявлений при эксплуатации скважин // «Фундаментальные и прикладные исследования, разработка и применение высоких технологий в экономике, управлении проектами, педагогике, праве, культурологии, языкознании, природопользовании, биологии, зоологии, химии, политологии, психологии, медицине, филологии, философии, социологии, математике, технике, физике, информатике» Сборник научных статей по итогам Международной заочной научно-практической конференции (30-31 января 2014 года, г. Санкт-Петербург). – СПб.: Изд-во «КультИнформПресс», 2014. – С. 44-46.

ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ УТИЛИЗАЦИИ БУРОВОГО ШЛАМА

С.М. Яранцева

Научный руководитель доцент С.В. Азарова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время особое внимание уделяется охране и защите окружающей среды. Одной из главных проблем нефтедобывающей отрасли является ее загрязнение. Утилизация промышленных отходов – один из путей, помогающих минимизировать отрицательное воздействие на природные компоненты.

Негативным побочным эффектом поиска, разведки и добычи углеводородов является накопление буровых отходов, образующихся в процессе доступа к этим ресурсам. Основным объемом отходов составляет буровой шлам, извлекаемый из скважины на поверхность. Одной из первоочередных проблем при обращении с нефтеотходами выступает выбор оптимальной схемы их утилизации или обезвреживания [1]. Под утилизацией отходов понимается переработка вредных промышленных отходов в пригодные сырьевые материалы или же их уничтожение с минимальным воздействием на окружающую среду. Большинство известных исследований по разработке способов утилизации буровых шламов отечественных и зарубежных стран, в основном направлены на выделение и утилизацию нефти и нефтепродуктов.

Цель данной работы – провести литературный обзор по технологиям утилизации бурового шлама. Проанализировать и сравнить методы утилизации буровых отходов России и ряда зарубежных стран.

Буровые отходы представлены следующими основными разновидностями: выбуренные породы, отработанные буровые растворы, буровые сточные воды и их отстой, буровой шлам и др. Так как в составе бурового шлама присутствует порода (60–80%), органическое вещество (8–10 %), водорастворимые соли (6%), нефть, разнообразные реагенты и т.п., то основное воздействие на окружающую среду будет заключаться в загрязнении объектов природной среды химическими реагентами, минеральными солями и нефтепродуктами [4]. Нефтяные шламы формируются в результате сброса в специальные амбары стойких эмульсий, отходов, образующихся в процессе подготовке нефти, продуктов зачистки резервуаров [2]. Все более актуальными становятся вопросы комплексной оценки эколого-гигиенических характеристик для обеспечения экологической безопасности и минимизации их техногенного воздействия на компоненты природной среды при добыче остаточных запасов нефти путем их утилизации [3].

Все известные технологии переработки нефтешламов по методам переработки можно разделить на следующие группы: термические; физические; химические; физико-химические; биологические [4].

Утилизация отходов нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности исключительно актуальна для большинства развитых стран. Затрачиваются огромные средства для решения этого вопроса во многих высокоразвитых странах (США, Япония, Германия и др.). Поскольку характер нефти на каждом месторождении практически уникален, то и технология утилизации нефтешламов должна разрабатываться специально для рассматриваемого месторождения [5].

Среди существующих методов разделения нефтешламов с целью утилизации - центрифугирования, экстракции, гравитационного уплотнения, вакуумфильтрации, фильтрпрессования, замораживания и др. - наиболее перспективным является центрифугирование с использованием флокулянтов. При реагентной обработке нефтешламов изменяются их свойства: повышается водоотдача, облегчается выделение нефтепродуктов [5].

Кроме того, способ утилизации буровых шламов, включающий смешивание бурового шлама с предварительно вспененной и отвержденной карбамидной и/или формальдегидной смолой, дополнительное введение кальцийсодержащих и органических добавок с последующим смешиванием цементом и оксидами в определенных соотношениях и дальнейшее использование получаемой смеси в качестве строительного материала с повышенной прочностью и в качестве почвогрунтов с улучшенными экологическими свойствами [5].

Известен способ переработки бурового шлама (патент RU №2298567, опубл. 2007.05.10), при котором преобразование шлама в искусственную грунтовую смесь осуществляется путем смешения с добавкой, в качестве которой используют карбамидный пенопласт (5-20% от массы шлама) [5].

Один из способов утилизации буровых отходов включает рытье котлована в минеральном грунте. Извлеченный грунт используется для обвалования котлована и гидроизоляции полости котлована слоем глины. Затем котлован заполняется отходами бурения, проходит процесс расслоения отходов бурения на загущенную и жидкую фазы. Другой способ ликвидации буровых отходов предусматривает сооружение котлованов в минеральном грунте с гидроизоляцией металлическими листами, или синтетической пленкой, или железобетонными плитами, или деревянными щитами с битумным покрытием, или композициями на основе глины, извести, цемента. После отвода осветленной воды и заполнения котлована-отстойника загущенным отстоявшимся осадком его периодически чистят или навсегда выключают из работы [9].

Термический метод нейтрализации бурового шлама считается наиболее эффективным и практически доступным [6].

Технология реинджекшн - закачивание буровых отходов в затрубное пространство или в специально пробуренную скважину, закачивание в скважину после завершения буровых работ. Такой практике следуют нефтедобывающие компании на Аляске и в Норвегии. Пластовая вода закачивается еще и в эксплуатационные скважины для повышения интенсивности газодобычи [9].

Весьма интересный способ использования нефтяных отходов для производства дорожно-строительных материалов разработали, к примеру, в Казахском национальном университете. Объектами исследования служили нефтешлам из верхнего слоя и загрязненный нефтью грунт из нижнего слоя амбара с нефтью, разлитой при разрыве магистрального нефтепровода Жетыбай-Узень-Атырау [7].

Из зарубежных известна технология США, которая предусматривает смешение твердых отходов бурения с нефтью и последующую термическую обработку в специальных испарителях дополнительного удаления влаги. При этом образуется смесь нефти с распределенными в ней обезвоженными частицами твердой фазы. Затем твердую фазу отделяют от нефти путем сепарации. Его используют в качестве топлива, удобрения, строительного грунта. Технология применяется на 70 предприятиях США и в других странах.

Компанией KHD Humboldt Wedag AG (Германия) предложена технология разделения нефтешламов на фазы с последующим сжиганием шлама. Установка снабжена устройством для забора нефтешлама, виброситом для отделения основной массы твердых частиц, трехфазной центрифугой, сепаратором для доочистки фугата с центрифуги, печью. Производительность установки - до 15 м³/ч по исходному нефтешламу [6].

В Великобритании предложен метод термического обезвоживания буровых растворов и сточных вод, предусматривающий создание высокопроизводительных бездымных горелок [9].

Практическое применение получила в последнее время кислотная обработка загущенных влажных отходов. В результате добавления кислоты к влажному гидрокислотному осадку образуется реакционная смесь, жидкая фаза которой представляет собой раствор регенерированного коагулянта, а твердая фаза – нерастворимые в кислоте органические и минеральные вещества, а также гипс, образующийся при взаимодействии солей кальция с серной кислотой. После разделения фаз раствор регенерированного коагулянта используется для очистки исходной воды, а вторичный кислый шлам подвергается нейтрализации и обезвоживанию [4].

Обзор зарубежной литературы позволяет выделить несколько методов по управлению буровыми шламами. При выборе метода необходимо учитывать характеристики отходов бурения и специфические требования и ограничения. Методы утилизации представлены далее:

- хранение отходов бурения на буровой площадке, на трубопроводе отвода, или на удаленном узле;
- утилизация твердой фракции бурового шлама рассеиванием на рельеф;
- биодegradация отходов бурения, которая включает в себя земельную обработку или биодegradация в автономной системе, происходящей на буровой площадке или в удаленном месте;
- подземные захоронения отходов бурения в скважину во время процесса бурения;
- отправление буровых отходов для подтверждения управленческим объектом по отходам, чтобы использовать термическую обработку, как указано в Директиве 050 «Требования по обращению с отходами для нефтедобывающей промышленности» и любых последующих обновлениях к нему, и, как суммированные в этом выпуске Директивы 050 [8].

Во всем мире существуют различные способы утилизации буровых шламов. Каждый из способов имеет определенные достоинства и недостатки и зависит это от самого предприятия, состава буровых растворов, горных пород и др. Литературные данные показывают, как некоторое сходство, так и определенную разницу в технологиях по утилизации отходов, используемых в России и зарубежных странах. Последней новой разработкой является такая технология, как распыление всего суммарного объема или только жидких отходов на верхние слои почв. Применяется пока только за рубежом. Этот метод снижает потребность в строительстве отстойников, для чего нет потребности в вырубке лесов.

Литература

1. Б.С. Баталин, А.Е. Нечаева. Утилизация бурового шлама переработкой в материалы строительного назначения. Пермский национальный исследовательский политехнический университет. - 2013
2. Томас Гихэн, Алан Гилмор, Гуань Го Хьюстон, Техас. На острие проблемы утилизации буровых отходов. США. 2014.
3. М.М. Малышкин, В.В. Крыса. Методика определения класса опасности соленых буровых шламов. – СПб. 2001.
4. Пичугин Е. А. Оценка воздействия бурового шлама на окружающую природную среду. - 2013.
5. FindPatent- патентный поиск. 2012-2015. [Электронные ресурсы]-URL: <http://www.findpatent.ru/patent/243/2439098.html>.
6. Булатов. А. И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. 2003.
7. Ибадов И.А., Касумов Ф.К., Гасымлы Л.Э. Биоремедиация бурового шлама в процоо химической фиксации. Международный журнал «Альтернативная энергетика и экология». 2005.
8. Dan McFadyen. Directive 050. Drilling Waste Management. May 2, 2012
9. Ягафарова Г.Г., Барахнина В.Б. Утилизация экологически опасных буровых отходов. - Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2008.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПОДГОТОВКА, ПЕРЕПОДГОТОВКА И ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ КАДРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

О.С. Чернова, П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений (изначально кафедра горючих ископаемых), положившая начало нефтегазовому образованию в Сибири, организована 6 сентября 1952 года, по приказу № 851 ректора института А.А. Воробьева. Создателем кафедры и ее заведующим на протяжении 22 лет (1952-1973) был Александр Васильевич Аксарин. Первый выпуск геологов-нефтяников Сибири и Дальнего Востока в количестве 20 инженеров состоялся в 1956 году. Выпускники пополнили нефтегазоразведочные экспедиции Сахалина и Сибири. Второй выпуск в 1957 году почти полностью был направлен в Сибирь, причем, многие из этих выпускников стали исследователями, кандидатами наук С.М. Сапрыгин, Иванова М.М. (СНИИГГиМС, г. Новосибирск), Н.В. Коптяев, А.А. Ван, Е.К. Герасимов, В.Г. Елисеев (СНИИГГиМС, г. Новосибирск), Г.М. Назимков (НИИГГиМС, г. Красноярск), М.М. Потлова, И.В. Николаева стала доктором наук (Академия наук, г.Новосибирск), а М.П. Глушнев и Е.А. Тепляков – лауреатами Государственной премии СССР.

Среди выпускников первого десятилетия существования кафедры ведущими специалистами Мингео и Миннефтегазпрома СССР стали Н.В. Коптяев (начальник геологического отдела «Томскнефтегазгеология»), В.К. Горохов (Сахалин), С.М. Сапрыгин (Сахалин), М.П. Глушнев (Омск, директор ОКБ ВПК, лауреат Государственной премии), Е.А. Тепляков, С.Л. Ким, Л.А. Кузнецов («Красноярскнефтегазгеология», главный специалист по исследованию скважин), А.М. Иванов, Ю.Н. Варакин, В.И. Репнин, О.И. Воротилин, Н.Я. Медведев, В.П. Мангазеев, М.М. Иванова (СНИИГГиМС, г. Новосибирск), А.С. Миндигалеев («Томскнефтегазгеология»), П.М. Волков (Госгеолком, Томск), Л.К. Чагина («Томскнефтегазгеология»).

Кандидатами наук, кроме упомянутых ранее, стали А.Ф. Сенаколис, Ю.Н. Гололобов, А.А. Тимофеев, Ю.А. Медведев, А.И. Гаврилов, А.Ф. Безносиков, В.В. Власенко, Г.М. Волощук, Н.Н. Онищук, Н.М. Бабилов, Г.Н. Белянин, А.Н. Гриценко, А.М. Брехунцов, В.Е. Пешков, В.Н. Ростовцев, В.Т. Питкевич, Э.Д. Рябчикова, В.Х. Кумыков, А.К. Багаутдинов, Н.Н. Попова. Докторами наук стали: В.Н. Воробьев (СНИИГГиМС), А.И. Обжиров, А.К. Ягафаров.

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений (ГРНМ), выпустив более 58 поколений инженеров-нефтяников, на протяжении многих десятилетий является славной кузницей кадров для нефтегазовой отрасли. Выпускники кафедры трудятся по всему Сибирскому региону, Дальнему Востоку, в европейских регионах России – в крупнейших добывающих компаниях отрасли. Выпускники кафедры занимаются поисками, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений Сибири, Сахалина, европейской части России, а также зарубежных стран: Кубы, Афганистана, Вьетнама, Пакистана, Йемена, Сирии, Эфиопии, Алжира, Анголы.

Одним из главных достижений кафедры является почти 100% трудоустройство студентов по выбранной специальности. Главной научно-образовательной задачей кафедры ГРНМ является целевая подготовка высококвалифицированных востребованных специалистов для нефтегазовой промышленности, включая рабочие специальности отрасли в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений конкурентоспособных с выпускниками ведущих мировых центров нефтегазового образования на уровне бакалавриата и магистратуры.

Как известно, нефтегазовый инжиниринг на современном этапе развития представляет собой один из самых высокотехнологичных, наукоемких секторов экономики, в котором самое пристальное внимание уделяется кадровому вопросу. Основная деятельность кафедры ГРНМ напрямую связана с отраслевым направлением «Нефтегазовое дело», которое традиционно входит в перечень специальностей, соответствующих приоритетным направлениям модернизации топливно-энергетического комплекса России, инновационное развитие последнего невозможно без создания системы подготовки высококвалифицированных инженерных кадров.

Кафедра сегодня – это почти 800 студентов очно-заочной форм обучения, 35 высококвалифицированных преподавателей, из которых 22 преподавателя имеют ученую степень кандидата и доктора геолого-минералогических, технических, химических и физико-математических наук.

В настоящее время по направлению «Нефтегазовое дело» кафедра готовит специалистов очной и заочной форм обучения по профилю академического бакалавриата «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти». Действует практико-ориентированная программа по профилю прикладного бакалавриата «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Осуществляется магистерская подготовка по профилю «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений». С 2013 года открыта и успешно реализуется магистерская программа двойного диплома, осуществляемая совместно с Эдинбургским университетом Хериот-Ватт (Heriot-Watt University; UK) – профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». В рамках аспирантуры кафедра готовит специалистов по профилям: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»; «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология,

геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр», «Кристаллография, физика кристаллов», «Химия и технология топлив и специальных продуктов».

В настоящий момент на кафедре реализуются следующие научные направления:

- «Цеолитный катализ и его применение в нефте- и газохимии»
- «Физика минералов, горных пород, нефтяного и газового пласта»
- «Совершенствование методик изучения вещественного состава терригенных и карбонатных природных резервуаров»
- «Математическое и геолого-физическое моделирование залежей нефти и газа, процесса разработки и эксплуатации месторождений углеводородов, процессов фильтрации флюида в пласте»
- «Разработка адаптивных систем гидродинамического мониторинга и исследований скважин и пластов»
- «Исследование нефтяных дисперсных систем, совершенствование методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти»
- «Математическое моделирование и экспериментальные исследования по совершенствованию технологий подготовки нефти, газа и промышленного трубопроводного транспорта на месторождениях»

Многолетний опыт кафедры ГРНМ состоит в тесном взаимодействии с работодателями - ведущими нефтегазовыми предприятиями топливно-энергетического комплекса России. Успех этого сотрудничества во многом определяется современными подходами в привлечении студентов и выпускников на работу. Студенты кафедры уже со второго курса ориентированы на возможные места работы, проходят практику на реальных нефтегазовых объектах, получая ценный производственный опыт с начальных курсов. Успешно осуществляется сотрудничество кафедры с ведущими научно-исследовательскими и проектными институтами, а также предприятиями нефтяной и газовой отрасли России и стран СНГ. Преподаватели и студенты работают с реальными данными нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, используют их в процессе выполнения научных исследований и написания выпускных квалификационных работ. Что позволяет повышать не только уровень обучения студентов, но и повышать квалификацию и переподготовку специалистов компаний.

В настоящее время сотрудниками кафедры разработаны и успешно реализуются учебные программы очного и дистанционного обучения в области подготовки, переподготовки и повышения квалификации сотрудников предприятий отрасли. Организована целевая подготовка студентов по рабочим специальностям для кадрового обеспечения инновационных инвестиционных проектов, реализуемых нефтегазовыми предприятиями. Главной из проблем является задача модернизации кафедрального лабораторно-исследовательского комплекса кафедры, требующая достаточно крупных инвестиций в образовательный процесс. Наличие современного лабораторного оборудования и использование обучающих передовых технологий позволяют уже на этапе подготовки молодых кадров знакомить студентов, осваивающих программы бакалавриата и магистратуры, с современными программными комплексами. А этот опыт они смогут перенести на собственные разработки, работая на предприятиях нефтегазового комплекса России и в проектных организациях, что позволит конечным заказчикам получить передовые решения, непосредственно разработанные российскими инженерами.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛИСТОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА СТЕНКАХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И ОБОРУДОВАНИЯ

А.В. Аксенов

Научный руководитель доцент Ф.А. Симанкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, основными структурными элементами нефти являются углерод и водород. На долю других элементов приходится группа асфальтосмолопарафиновых веществ, представляющих собой высокомолекулярные органические соединения, содержащие углерод, водород, серу, азот и металлы. Очень часто их влияние на технику и технологию добычи, сбора, транспорта и переработки нефти может быть решающим [4].

В случае снижения температуры и давления в процессе эксплуатации нефтедобывающих скважин, происходит разгазирование нефти, сопровождающееся резким снижением растворимости в ней парафинов, асфальтенов и смолистых веществ. В сочетании с наличием шероховатости на поверхностях стенок насосно-компрессорных труб, это ведет к интенсивному осаждению отложений на элементах добывающего оборудования и в призабойной зоне пласта [6]. В результате процесса отложения асфальтосмолопарафиновых отложений происходит сужение внутреннего диаметра насосно-компрессорных труб, приводящее не только к снижению их пропускной способности и возрастанию гидравлических сопротивлений, но и даже к закупорке трубопровода.

Таким образом, проблема образования отложений на поверхностях внутрискважинного оборудования и стенках трубопроводов при механизированной добыче нефти на всех стадиях разработки месторождений является на сегодняшний день наиболее острой и требующей создания наиболее эффективного метода как для предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений, так и борьбы с уже имеющимися отложениями.

Интенсивность образования отложений различна и зависит от многих факторов, например, состава нефти, ее физико-химических свойств, дебита скважины и т.д. Обеспечение планируемых объемов добычи нефти должно базироваться как на разработке и применении новых прогрессивных средств, техники и технологии, так и на совершенствовании существующих. На данный момент существуют различные методы борьбы с

асфальтосмолистопарафиновыми отложениями: тепловые методы, химические методы, механические методы удаления отложений, методы с применением защитных покрытий для стенок труб и оборудования, микробиологические методы, методы с применением воздействия на отложения физических полей [1,3].

В случае использования тепловых методов необходим специальный источник тепла, который должен быть помещен непосредственно в зону отложений. Например, теплоноситель закачивается в затрубное пространство скважины и разогревает трубы. Расплавленный парафин выносится наружу восходящим потоком выкачиваемого флюида [7,13]. Тепловые методы имеют высокую эффективность и могут использоваться для скважин с любым сроком эксплуатации. Однако, недостатком тепловых методов является их электро- и пожароопасность, высокая энергоемкость, относительно высокая стоимость проводимых работ, возможные трудности подъездных путей [1,7].

Из химических методов предотвращения парафинообразования наиболее известны депрессаторы и модификаторы. Действие депрессаторов заключается в адсорбции молекул в кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению. Механизм действия модификаторов основывается на их взаимодействии с молекулами парафина, при этом происходит изменение формы и поверхностной энергии кристаллов. В результате этого снижается склонность к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы и кристаллы поддерживаются во взвешенном состоянии в процессе движения [2,7]. Однако, высокая стоимость реагентов, применение специального оборудования, сложность подбора эффективного реагента и другие осложнения затрудняют массовое использование данного метода. Тем не менее, химические методы зарекомендовали себя как эффективные, позволяют осуществлять защиту всего технологического оборудования месторождения, включая систему внутрипромыслового сбора и транспорта углеводородного сырья. Также химические реагенты позволяют очищать труднодоступные места технологического оборудования [1,3,6].

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на стенках насосно-компрессорных труб скребками различной конструкции. Процесс депарафинизации заключается в срезании со стенок труб асфальтосмолистопарафиновых отложений при движении скребков вверх, вниз или при повороте их вокруг оси трубы. Преимущество данного метода заключается в его экономичности. Метод высвобождает значительное количество рабочей силы и позволяет вести дистанционный контроль и управление процессом депарафинизации. Однако, для применения данного метода часто необходима остановка работы скважины и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков). Кроме того, возможно застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие осложнения [1,12].

В фонтанных, газлифтных и оборудованных погружными центробежными электронасосами скважинах преобладающим методом борьбы с отложениями является нанесение защитных покрытий из гидрофильных материалов (стекло, различные стекломалеи, бакелитовый лак, эпоксидные смолы, бакелито-эпоксидные композиции и др.) [5]. Известно, что в процессе эксплуатации насосно-компрессорные трубы подвергаются различным воздействиям ударного, изгибающего и т.п. характера. Следовательно, стеклянное покрытие внутренних стенок труб ненадежно, ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы [7]. Выше описанным условиям работы наиболее соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями. Однако недостаточная термо- и морозостойкость эпоксидных смол явилась сдерживающим фактором их широкого применения.

Микробиологический метод очистки внутрискважинного оборудования от асфальтосмолистопарафиновых отложений основан на жизнедеятельности в углеводородной среде специальных бактерий. В результате происходит биодеградация парафиновых соединений нефти с выделением водорастворимых продуктов, таких, как органические кислоты, спирты, альдегиды, перекиси и т.п. Кроме того, образующиеся продукты обладают поверхностной активностью и способствуют интенсивному отмыву отложений с поверхности внутрискважинного оборудования [11]. Применение микробиологических обработок способствует тому, что парафин в системе нефтедобычи меняет свои физические свойства и повторно не кристаллизуется, вязкость парафинистых нефтей снижается. Также, микробиологические обработки легче выполнить, чем химические. Однако для нормальной жизнедеятельности микробам требуются специфические условия (питательная среда на пресной воде и наличие кислорода), которые сильно ограничивают использование этого метода в нефтяных скважинах [1,10].

Физические методы основаны на воздействии волновых колебаний, а также электрических, магнитных и электромагнитных полей [1]. К наиболее перспективным из методов следует отнести воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть. Вследствие лабораторных и промышленных исследований установлено, что при обработке нефти электромагнитным полем степень парафинизации трубопроводов значительно уменьшается. Вибрационные методы основаны на создании в области парафинообразования ультразвуковых колебаний, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению на стенках труб. Данный метод широкого применения не получил вследствие влияния вибрации на прочность соединения насосно-компрессорных труб, а также из-за возможного развития резонанса при работе электроцентробежных насосов [9]. Механизм воздействия постоянного магнитного поля на нефтегазоводяную смесь обусловлен присутствием в ней агрегатов коллоидных ферромагнитных частиц железа. При взаимодействии ферромагнитных частиц с внешним постоянным магнитным полем агрегаты распадаются на мелкие частицы, являющиеся центрами кристаллизации парафина. Формирование мелкокристаллической структуры парафина препятствует образованию и закреплению асфальтосмолистопарафиновых отложений на твердых поверхностях труб и оборудования [8].

На данный момент существует большое разнообразие различных методов борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями, эффективность применения которых различна для каждого промысла. С нашей точки зрения, наиболее перспективным являются методы, связанные с применением защитных покрытий (например, стекломалеое покрытие), либо применением воздействия физических полей, например, постоянного магнитного поля. В последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на отложения значительно возрос, что связано с появлением на рынке широкого ассортимента высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных металлов.

Литература

1. Антониади Д.Г., Шостак Н.А., Савенок О.В., Пономарев Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2011. – №9. – С. 32 – 37.
2. Бабайцева Е.В., Саушин А.З. Систематизация известных способов борьбы с парафиноотложениями / Геология, география и глобальная энергия. – Астрахань. – 2014. – №3. – С. 33 – 36.
3. Грушова Е.И., Рафальская М.В., Юсевич А.И. Утилизация асфальто-смолисто-парафиновых отложений: анализ состояния проблемы // Химия, технология органических веществ и биотехнология: Труды Белорусского государственного технологического университета. – Минск, 2009. – Т.1. – С. 61 – 63.
4. Земенков Ю.Д., Дудин С.М., Васильев Г.Г. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. – 2006.
5. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. – М.: Недра, 1983. – 312 с.
6. Иванова И.К., Шиц Е.Ю. Углеводородные растворители на основе гексана для удаления органических отложений нефти Иреляхского месторождения // Нефтегазовое дело [Электронные ресурсы]. – 2008. Ссылка доступа: http://ogbus.ru/authors/ivanova/ivanova_2.pdf. Дата обращения: 29.12.2015.
7. Итишева С.У., Джумагалиев Д.А., Кошарева Е.А. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Наука и образование. – Уральск, 2015. – №2. – С. 93 – 98.
8. Макаревич А.В., Банный В.А. Методы борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности (обзор), часть II/ Экология промышленного производства. – Москва, 2013. – №2. – С. 2 – 9.
9. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
10. Савиных Ю.А., Музипов Х.Н. Инновационная техника и технология бурения и добычи нефти: учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 268 с.
11. Чепик С.К., Тахаутдинов Ш.Ф., Кашлев В.В., Уваров С.Г., Ибатуллин Р.Р. Применение на нефтяных месторождениях Татарстана технологии очистки внутрискважинного оборудования от асфальто-смолопарафиновых отложений микробиологическим методом // Техника и технология добычи нефти на современном этапе: Сборник докладов научно-практической конференции. – Альметьевск, 1998. – С. 183 – 184.
12. Шайдаков В.В., Каштанов Л.Е., Емельянов А.В. Технические средства борьбы с АСПО.
13. Тепловая депарафинизация скважин // Все о нефти [Электронный ресурс]. Ссылка доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/field/ex/teplovaya-deparafinizaciya-skvazhin.html>. Дата обращения: 4.01.2016.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ**

А.Н. Александров

Научный руководитель профессор М.К. Рогачев

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами на месторождениях высокопарафинистых нефтей является для нефтедобывающей промышленности России особо актуальной задачей.

Возникающие осложнения при добыче высокопарафинистых нефтей (аварийные ситуации, простаивание скважин, уменьшение проходного сечения НКТ, сокращение срока МРП и т.д.) обусловлены образованием органических отложений в призабойной зоне пласта, стволе скважины, устьевой арматуре и выкидных линиях. Негативные последствия образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), а также трудности, возникающие при борьбе с ними, связаны со специфическими химическими и реологическими свойствами высокопарафинистых нефтей и осложненными условиями эксплуатации скважин. Усугубляются они также широким разнообразием свойств и состава АСПО, что требует обоснованного выбора конкретной технологии предупреждения образования и удаления АСПО с учетом геолого-физических и технологических условий эксплуатации скважин [1,2,3].

Цель данной работы заключается в обосновании и выборе наиболее эффективной технологии повышения эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений на Кыртаельском нефтегазоконденсатном месторождении.

Проведенный анализ геолого-физических условий разработки Кыртаельского месторождения показал, что осложняющими факторами при разработке основной нефтегазоконденсатной залежи D_{2st} являются крайне сложное структурно-тектоническое строение залежей; высокий газовый фактор, равный в среднем $G_0=231 \text{ м}^3/\text{т}$ с высоким давлением насыщения $P_{нас}=27,4 \text{ МПа}$, а также высокое содержание парафина (до 20,8 масс.%). Температура начала образования АСПО на стенках внутрискважинного оборудования для горизонта D_{2st} примерно составляет $T=39^\circ\text{C}$. Одной из основных проблем при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами Кыртаельского месторождения является довольно частое фонтанирование продукции скважин по затрубному пространству вследствие сброса туда значительной доли свободного газа после прохождения через газосепаратор и возникновения газлифтного эффекта. Наряду с опасностью образования при этом парафиновых и гидратных пробок в затрубном пространстве, коррозии обсадной колонны, имеется и еще один отрицательный фактор – частые срывы подачи, что существенно снижает наработку на отказ погружного оборудования.

Проведенный анализ сложившейся ситуации по депарафинизации скважин на Кыртаельском месторождении показал, что другой проблемой, возникающей при эксплуатации большинства добывающих скважин, является низкий межочистный период (МОП) в силу интенсивного образования парафиновых отложений на подземном оборудовании при изменении термобарических параметров течения газожидкостной смеси в скважинах (рисунок).

С целью увеличения МОП и повышения эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования АСПО предлагается внедрить на скважине – кандидате № 407, входящей в список осложненного фонда по причинам АСПО и высокого газового фактора:

1) погружную насосно-эжекторную систему для добычи нефти с извлекаемым струйным насосом типа ЗСН-73 в износостойком исполнении;

2) капиллярную систему подачи ингибитора парафиноотложений ФЛЭК ИП-107 на прием УЭЦН (КС-2) с целью предупреждения образования АСПО на внутренней поверхности НКТ.

Одним из эффективных методов борьбы с АСПО на фонде скважин с низким МОП (менее 30 суток) является применение реагентов-ингибиторов парафиноотложений.

Результаты лабораторных испытаний ингибиторов парафиноотложений на промысловых образцах АСПО Кыртаельского месторождения методами дисперсии и отмыва АСПО, а также методом «холодного пальца» показали, что наибольшей эффективностью обладает ингибитор ФЛЭК ИП-107 с мощными (детергентными) свойствами.

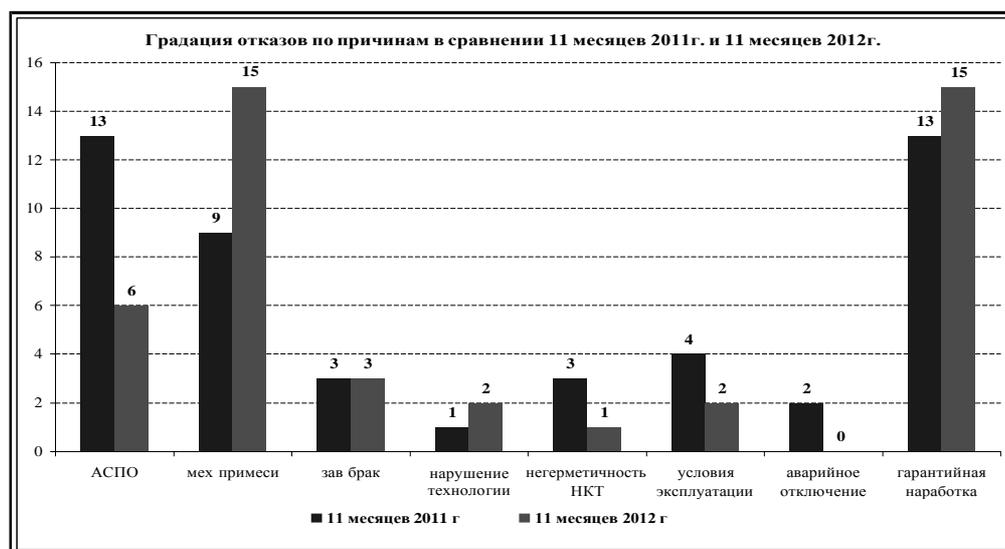


Рис. Градации отказов УЭЦН по причинам в сравнении 11 месяцев 2011г. и 11 месяцев 2012 г.

Выполнен подбор необходимого оборудования для скважины №407 Кыртаельского НГКМ, входящей в список осложненного фонда по причинам АСПО и высокого газового фактора. В результате выполненных расчётов подобран насос ЭЦНМ 5А-160-1200 в комплекте с роторным газосепаратором типа ЗМНГЛ5А.1М. Для данного насоса подобран погружной электродвигатель ЭДБ 40-117 В5, автотрансформатор ТСЗ-100/1,6 и станция управления серии Борец-04 с частотным регулированием. Определена оптимальная глубина спуска струйного насоса $L_{стр.н} = 1745,1 м$ при глубине погружения струйного насоса под динамический уровень, равной 500 м. В качестве струйного насоса предлагается использовать извлекаемый струйный насос ЗСН-73 производства ООО «Лемаз». Модификация струйного насоса ЗСН-73 оснащается корундовым обратным клапаном и (по спецзаказу) шламоуловителем. Износостойкие материалы обеспечивают стабильность параметров и отсутствие износа при длительной эксплуатации.

Таблица

Показатели работы скважины № 407 до и после внедрения тандемной установки «ЭЦН-СН»

Параметр	До внедрения тандемной установки «ЭЦН-СН» и технологии ингибирования	После внедрения тандемной установки «ЭЦН-СН» и технологии ингибирования
Тип насоса	УЭЦН5А-160-1200	УЭЦН5А-160-1200
Тип газосепаратора	ЗМНГЛ5А.1М	ЗМНГЛ5А.1М
Тип двигателя	ЭДБ 40-117 В5	ЭДБ 40-117 В5
Тип струйного насоса	–	ЗСН-73
Среднесуточный дебит, т/сут:		
-по нефти	120,46	134,44
-по жидкости	124,22	138,63
Ожидаемая дополнительная добыча нефти, т/сут	13,98	
Ожидаемая дополнительная добыча нефти, т/год	4232	
Межочистной период, сут	0,5	1,0
Количество промывок с помощью АДПМ в месяц, шт	2	0
Ориентировочная наработка на отказ, сут	100–360	Планируется увеличение в 1,3 – 1,8 раза

Технологический эффект комбинированного применения тандемной установки «ЭЦН-СН» и капиллярной системы подачи ингибитора парафиноотложений на прием УЭЦН (КС-2) выражается в увеличении среднесуточного дебита скважины по жидкости и нефти на 11,6 % за счет дополнительного отбора газожидкостной смеси струйным насосом, предупреждении фонтанирования по эксплуатационной колонне и образования парафиновых отложений в затрубном пространстве, а также обеспечении работы УЭЦН в оптимальном режиме. При этом ожидаемая дополнительная добыча нефти по скважине № 407 составит 4232 т/год.

Подача ингибитора парафиноотложений на прием УЭЦН позволяет повысить межочистной период в 2 раза, отказаться от дополнительных мероприятий по тепловой обработке скважин горячей нефтью и газоконденсатом, а также предотвратить простои скважин, связанные с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений.

В таблице представлены показатели работы скважины №407 до и после внедрения тандемной установки «ЭЦН-СН» совместно с технологией ингибирования.

Литература

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – 616 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ И КОНЦЕНТРАЦИОННЫХ СЛЕДОВ БОЛЬШОЙ СОВОКУПНОСТИ И МАССИВА (КОНГЛОМЕРАТА) КАПЕЛЬ В ПЛАМЕНИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАКЕТА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (ANSYS)

Д.В. Антонов

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном мире большими темпами идёт освоение новых нефтяных и газовых месторождений. Нефть и газ являются легковоспламеняющимися веществами. Вследствие этого возникают особые требования к разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа. Основной акцент уделяется обеспечению противопожарной безопасности [1–4]. Наиболее распространёнными способами тушения пожаров водой являются: тушение возгораний тонкораспыленной водой [1, 3] и ликвидация пожаров путем сброса в пламенную зону горения больших массивов воды [2, 4]. В последние годы проведены группы исследований [1–3], разработки которых направлены на улучшении эффективности параметров распыления. Абсолютно не берется во внимание тот факт, что капли воды при движении в потоке высокотемпературных газов оставляют за собой температурные и концентрационные следы, которые снижают температуры в зоне горения нефтепродукта вследствие идентификации процесса испарения капель воды. Поэтому целью данной работы является численное исследование температурных и концентрационных следов большой совокупности и массива (конгломерата) капель в пламени с применением пакета математического моделирования Ansys.

Постановка задачи. При постановке задачи тепломассопереноса считалось, что начальная температура воды в каплях $T_{w0} = 298$ К, температура встречного потока газов $T_g = 1170$ К. Капли воды прогреваются за счет теплопроводности при обтекании их потоком высокотемпературных газов. Предполагалось, что теплофизические характеристики взаимодействующих веществ не зависят от температуры.

При численном моделировании предполагалось, что капли имеют сферическую форму и их конфигурация не изменяется. Капли неподвижны, их обтекает поток высокотемпературных газов ($V_g = 0.5$ м/с).

Результаты и обсуждение. Численные исследования выполнены при параметрах: начальная температура каплей воды $T_{w0} = 298$ К; температура продуктов сгорания $T_g = 1170$ К; тепловой эффект испарения воды $Q_e = 2.26$ МДж/кг; молекулярная масса воды $M = 18.52$ кг/кмоль; величина *Frequency*, характеризующая параметры испарения каплей воды, составила $Frequency = 0.1$ (значение данной величины определяется из экспериментальных данных). В настоящей работе приведены результаты исследований при $R_d = 1$ мм, $V_g = 0.5$ м/с и $L_n = 0.01 \div 5$ мм.

Результаты показывают, что характерные размеры зоны максимального «совместного» влияния нескольких каплей на температуру в следе их движения соответствуют областям $L^* = 5Z_d$. Поэтому расчет проводился именно для данной области.

Выполнено варьирование параметра L_n , характеризующего начальное расстояние между соседними каплями, диапазон варьирования этого параметра составил $L_n = 0.01 \div 5$ мм. При варьировании значений L_n изменялась общая площадь S_v , которая состояла из площади каплей S_w и площади области взаимодействия S_a . Отношение площадей ($S^* = S_w/S_v$) характеризует количество и расположение каплей относительно друг друга.

В качестве примера приведен расчет площадей S_w и S_v для модели 1. Для вычисления площадей S_w и S_v использовались соотношения:

$$S_w = \sum_{i=1}^n \pi R_d^2 \quad (5)$$

$$S_v = 2R_1(2R_1 + L_n) + 2\pi R_1^2 - \text{модель № 1} \quad (6)$$

На рисунок 1 приведена зависимость $T^* = f(S^*)$, полученная для рассматриваемых систем, где T^* - температура в регистрационной области.

Аналогичные зависимости были получены для концентрационных следов пара, где рассматривалась концентрация продуктов сгорания в следе движения каплей на расстоянии $L^* = 5d$ (d - диаметр капли) от последней капли.

Заключение. В результате численного моделирования определены зависимости $T^* = f(S^*)$ и $C_w^* = f(S^*)$ для разных схем расположения нескольких каплей воды при варьировании расстояния между ними. Полученные результаты важны для развития технологий тушения пожаров распределенными во времени и в пространстве газопарокапельными потоками воды на месторождениях нефте- и газодобывающей промышленности.

Исследования выполнены за счет средств Российского научного фонда (проект № 14-39-00003).

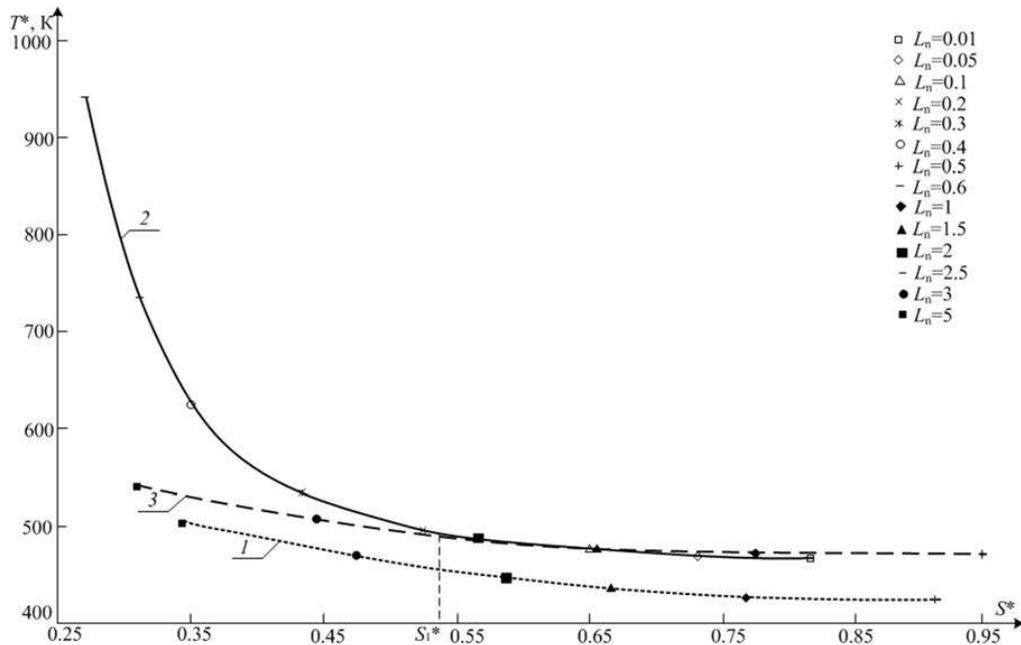


Рис. Влияние распределения каплей в «водяном снаряде» на температуру в его следе: 1 – параллельные капли воды; 2 – последовательные капли воды; 3 – группа каплей

Литература

1. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Численная оценка оптимальных размеров капель воды в условиях ее распыления средствами пожаротушения в помещениях // Пожаровзрывобезопасность. – Москва, 2012. – № 5. – С. 74 – 78.
2. Горшков В.С., Москвилин Е.А., Хасанов И.Р. Оценка параметров тушения лесных пожаров авиационными средствами // Проблемы прогнозирования чрезвычайных ситуаций и их источников: сборник тезисов научно-практической конференции. – Москва, 2001. – Т. 1. – С. 34 – 35.
3. Душкин А.Л., Ловчинский С.Е. Взаимодействие пламени горючей жидкости с тонкораспыленной водой // Пожаровзрывобезопасность. Москва, 2011. – №11. – С. 53 – 55.
4. Хасанов И.Р., Москвилин Е.А. Авиационные методы тушения крупных лесных пожаров // Авиационные методы тушения крупных лесных пожаров. Москва, 1999. – № 2. – С. 300 – 301.
5. W.H. Lee. A Pressure Iteration Scheme for Two-Phase Modeling. Technical Report LA-UR 79-975, Los Alamos Scientific Laboratory, Los Alamos, New Mexico, 1979.

**ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КОНТАКТНЫХ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СРЕД НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Ю.К. Атрошенко, А.А. Бычкова

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Температура (наряду с расходом и давлением) является важнейшим параметром, характеризующим процесс добычи и транспортировки нефти и газа. Измерения температуры выполняется как для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности, так и для косвенного измерения других параметров: плотности, массы [1]. Основные измеряемые параметры – температура, давление и скорость движения нефти – являются параметрами, оказывающими влияние на показатели качества нефти, в том числе на ее вязкость [2, 3]. В системах контроля и управления процессами добычи и транспортировки газа температура технологической среды является параметром, характеризующим процесс изменения объема газа, учет которого необходим для регулирования расхода газа и обеспечения максимальной точности определения объема газа, проходящего через сечение трубопроводов [4]. В соответствии с установленными требованиями [1] погрешность измерения температуры не должна превышать 0,2 К. Поэтому обеспечению точности температурных измерений следует уделять повышенное внимание.

Известно [5], что на погрешность измерения значительное влияние может оказывать способ монтажа датчика в трубопроводе, однако учесть реальные условия измерений на практике не просто. Для анализа влияния условий измерения температуры могут применяться методы численного моделирования процесса теплопереноса в чувствительных элементах преобразователей температуры [6, 7]. В ходе разработки модели решается ряд задач, в том числе вопрос о нахождении оптимального соотношения учета влияющих на результат факторов и длительности решения задач с помощью технических средств. Одним из влияющих факторов на результаты численного моделирования является аппроксимация теплофизических характеристик материалов [7].

Целью настоящей работы является исследование влияния аппроксимации теплофизических характеристик (ТФХ) материалов – элементов модели на результаты численного моделирования термоэлектрических преобразователей, используемых для измерения температуры технологических сред на нефтяных и газовых месторождениях.

Схема области решения задачи теплопереноса для чувствительного элемента термоэлектрического преобразователя показана на рисунке 1.

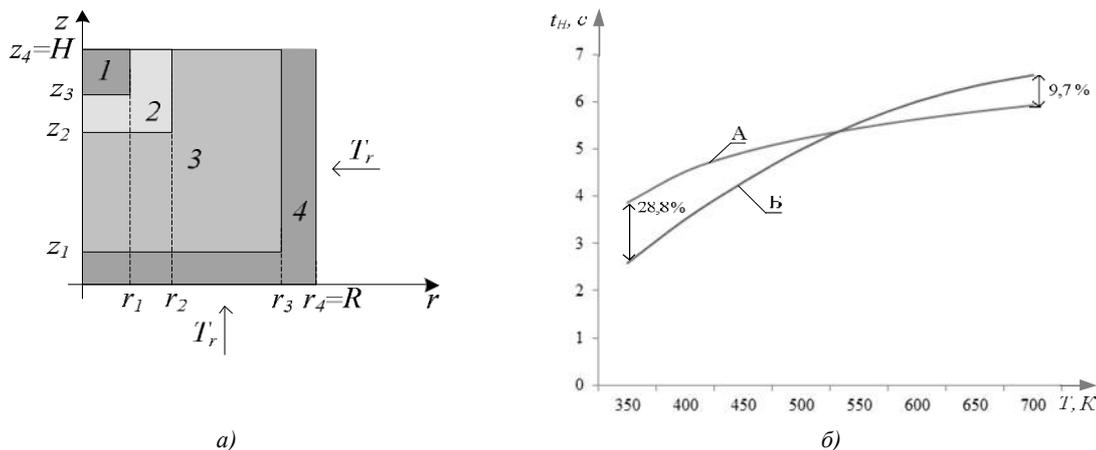


Рис.1 Схема области решения задачи теплопереноса (а) и результаты численного моделирования (б): 1 – спай термопары; 2 – защитный колпачок; 3 – порошок оксида алюминия; 4 – металлический чехол; А – результаты с постоянными значениями ТФХ; Б – результаты с аппроксимированными значениями ТФХ

Для области решения (рисунок 2.1.3) математическая модель включает следующие дифференциальные уравнения:

$$c_1 \cdot \rho_1 \cdot \frac{\partial t_1}{\partial t} = \lambda_1 \left(\frac{\partial^2 t_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_1}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_1, z_3 < z < H; \quad (1)$$

$$c_2 \cdot \rho_2 \cdot \frac{\partial t_2}{\partial t} = \lambda_2 \left(\frac{\partial^2 t_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_2}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_2, z_2 < z < z_3; t > 0, r_1 < r < r_2, z_3 < z < H; \quad (2)$$

$$c_3 \cdot \rho_3 \cdot \frac{\partial t_3}{\partial t} = \lambda_3 \left(\frac{\partial^2 t_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_3}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_3, z_1 < z < z_2; t > 0, r_2 < r < r_3, z_2 < z < H; \quad (3)$$

$$c_4 \cdot \rho_4 \cdot \frac{\partial t_4}{\partial t} = \lambda_4 \left(\frac{\partial^2 t_4}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_4}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_4}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < L, 0 < z < z_1; t > 0, r_3 < r < r_4, z_1 < z < H. \quad (4)$$

Здесь r – радиальная координата, м; z – осевая координата, м; c – удельная теплоемкость, Дж/(кг·К); ρ – плотность, кг/м³; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); индексы: 1 – спай термопары, 2 – защитный керамический колпачок; 3 – порошок окиси алюминия, 4 – защитный чехол.

Начальные условия определяют распределение температуры в чувствительном элементе (спае) ТЭП в начальный момент времени: $t=0; T=T_0, 0 < r < R, 0 < z < H$, где $T_0 = 293$ К – температура, соответствующая нормальным условиям.

На границах «спай термопары – керамический колпачок» ($r=r_1, z=z_3$), «керамический колпачок – порошок Al_2O_3 » ($r=r_2, z=z_2$), «порошок Al_2O_3 – защитный чехол» ($r=r_3, z=z_1$) заданы граничные условия IV рода аналогично приведенным в работах [5–7].

Область решения задачи (рис. 1) представляет равномерную сетку из 200 узлов. Шаг сетки по радиальной координате равен $2,5 \cdot 10^{-2}$ мм, по осевой координате – $2,5 \cdot 10^{-2}$ мм. Шаг по временной сетке изменялся в диапазоне от 10^{-4} до 10^{-2} с для уменьшения объема вычисления и повышения точности решения.

Системы уравнений (1)–(4) с соответствующими начальными и граничными условиями решались с применением метода конечных разностей. Решение разностных аналогов дифференциальных уравнений, представляющих собой линейные алгебраические уравнения, проводилось локально-одномерным методом. Для решения системы разностных уравнений применялся метод прогонки на основе неявной четырехточечной схемы [8].

Достоверность результатов численного моделирования оценивалась в соответствии с алгоритмами проверки консервативности используемых разностных схем [9].

Аппроксимация теплофизических характеристик выполнена по справочным данным [10].

На рисунке 1, б приведены зависимости минимально необходимого времени работы чувствительного элемента датчика для получения достоверных результатов измерений при использовании постоянных (1) и аппроксимированных теплофизических характеристик (2). Видно (рис. 1, б), что максимальное относительное отклонение результатов составляет не более 30 %. Использование аппроксимационных выражений позволяет повысить точность вычислений, однако при этом в значительной степени увеличивается длительность и трудоемкость вычислений. Поэтому при прогнозировании основных параметров исследований можно в первом приближении применять допущение о постоянстве теплофизических характеристик материалов основных элементов термоэлектрических преобразователей.

Полученные результаты показали, что отклонение результатов численного моделирования при использовании аппроксимированных теплофизических характеристик позволяет повысить точность определения интегральных характеристик процесса теплопереноса в чувствительном элементе термоэлектрического преобразователя при измерении температуры нефти и газа до 30 %. Полученные результаты могут быть использованы для введения поправки на результаты численного моделирования, полученные при использовании постоянных теплофизических характеристик.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (госконтракт 2.1321.2014).

Литература

1. ГОСТ 8.589-2007. Государственная система обеспечения единства измерений. Ведение учетных операций на пунктах приема-сдачи нефти в нефтепроводных системах. – М.: Стандартиформ, 2009. – 43 С.
2. ГОСТ 2517-2012. Нефть и нефтепродукты, Методы отбора проб. – М.: Стандартиформ, 2014. – 38 С.
3. Bassane J.F.P., Sad C.M.S., Neto D.M.C., Santos F.D., Silva M., Tozzi F.C., Filgueiras P.R., de Castro E.V.R., Romão W., Santos M.F.P., da Silva J.O.R., Lacerda J.V. Study of the effect of temperature and gas condensate addition on the viscosity of heavy oils // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 142. – P. 163–169.
4. Белов Д.Б. Анализ влияния температуры природного газа в трубопроводе на его объем // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2013. – № 6-1. – С. 25 – 31.
5. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. О влиянии защитной гильзы на погрешность измерения температуры термоэлектрическими преобразователями // Энергетик. – 2015. – № 10. – С.52–55.
6. Атрошенко Ю.К., Озерова И.П., Стрижак П.А. Влияние теплового контакта на результаты измерений поверхностных термоэлектрических преобразователей // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2015. – № 1 (214). – С. 97–105.
7. Atroshenko Y. K., Abramova A.V. and Strizhak P. A. Research of Integral Characteristics of Process of Heattransfer in the Sensitive Element of Resistive Temperature Detector // MATEC Web of Conferences. – 2016. – Vol. 37, 01041.
8. А.А. Самарский. Теория разностных схем. М.: Наука. 1989. – 616с.
9. Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Transient heat and mass transfer at the ignition of vapor and gas mixture by a moving hot particle. International Journal of Heat and Mass Transfer. ,Vol. 53, Is. 5–6, 2010. – P. 923 –930.
10. Григорьев И.С., Мейлихов Е.З. Физические величины: справочник. – М.: Энергоатомиздат. – 1991. – 1232 с.

ОБРАЗОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ЗАКАЧКЕ ГАЗА В ПЛАСТ

Р.О. Ахунов, И.А. Синцов

Научный руководитель доцент И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

При реализации опытно-промышленных работ по применению водогазового воздействия на объекте Ю₁¹ Новогоднего месторождения в нагнетательной скважине 6569 в ходе полуцикла закачки газа наблюдалось резкое снижение приемистости.

Следует отметить, что снижение приемистости при последовательной закачке газа и воды является достаточно часто встречаемым явлением. Однако снижение приемистости, в большинстве случаев, происходит при смене вытесняющего агента с воды на газ, что обуславливается снижением относительной фазовой проницаемости для газа [1].

В данном случае снижение приемистости происходило в ходе полуцикла закачки газа, что никак не объясняется изменениями фазовой проницаемости по газу. При этом скин-фактор возрос от 0 до 30 за период, равный 2 месяцам. В результате чего мощностей компрессорных станций стало недостаточно для продавливания газа в пласт. Скважина была остановлена. Подобное явление в практике ранее не встречалось и требует дополнительного изучения.

После отстоя скважина вновь была пущена в работу со сменой вытесняющего агента на воду, при этом приемистость по воде не снизилась, что свидетельствует об отсутствии разрушений в призабойной зоне, влияния кальматации и т.д. [2].

Поскольку вытесняющим агентом являлся газ можно предположить, что причиной стремительного роста скин фактора является отложение газовых гидратов в порах призабойной зоны скважины. Образование гидратов при текущих пластовых температуре и давлении ($T=367$ К, $P_{пл}$ порядка 20 МПа) невозможно, однако

детальный анализ показывает, что в связи с тем, что давление закачки превышает давление разрыва возможно образование высокопроницаемой трещины, и, как следствие, появление дроссель-эффекта, в результате которого газ может охладиться. Учитывая высокую скорость газа, можно сказать, что охлаждение будет происходить без отвода и подвода тепла (адиабатическое расширение) и описываться уравнением (1)

$$P_1 P_2^{\frac{k-1}{k}}$$

где T_1, T_2 – температура соответственно в начале и в конце процесса расширения, P_1, P_2 – давление в начале и конце процесса расширения, k – константа адиабатического процесса.

Распределение давления вблизи нагнетательной скважины можно рассчитать с помощью уравнения (2)

$$P = P_{пл} + \frac{q\mu}{A_{пл}Lh} \cdot Ei - \frac{\gamma\mu\{3r\}^2}{4kt}$$

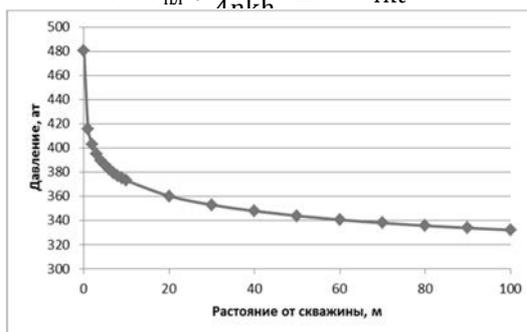


Рис.1 Распределение давления в призабойной зоне нагнетательной скважины 6569

Как видно из рисунка 2 температура может опускаться ниже 25 °С. При этом давление на забое скважины достигает 48 МПа.

При этом если совместить равновесную гидратообразования газа, инжектируемого в пласты на Новогоднем месторождении и полученные выше термобарические условия призабойной зоны скважины 6569, получаем следующий график (рис. 3), из которого видно, что образование гидратов в призабойной зоне скважины 6569 может начаться уже при давлении порядка 35 МПа и температуре порядка 28 °С, что соответствует расстоянию около 20 метров от скважины.

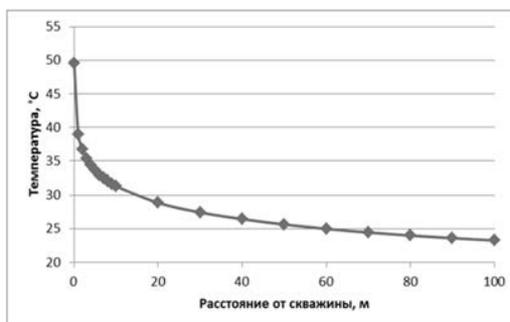


Рис.2 Распределение температуры в призабойной зоне скважины 6569

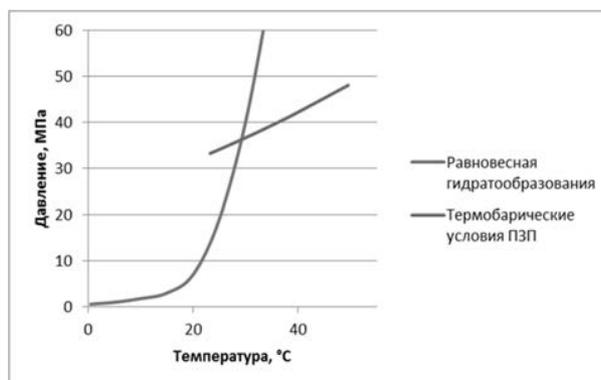


Рис.3 Зона образования гидратов в призабойной зоне скважины 6569

Очевидно, что газовые гидраты начнут откладываться на стенках трещин разрыва, заполняя их, а также в призабойной зоне, ухудшая фильтрационно-емкостные свойства. Для решения данной проблемы необходимо избежать создания благоприятных для образования газовых гидратов термобарических условий путем оптимизации давлений закачки таким образом, чтобы не образовывались трещины разрыва, либо использовать ингибиторы гидратообразования.

Выводы:

1. При высоких давлениях закачки возможно образование трещин разрыва.
2. При образовании трещин разрыва возникает дроссель-эффект, что способствует возникновению благоприятных термобарических условий для образования газовых гидратов.
3. Газовые гидраты образуются на стенках трещины и далее заполняют трещину и призабойную зону скважины;
4. Для предотвращения образования газовых гидратов в призабойной зоне скважины необходимо избегать давлений закачки, превышающих давление раскрытия трещины, либо применять ингибиторы гидратообразования.

Литература

1. Зацепин В.В., Максудов Р.А. Современное состояние промышленного применения технологии водогазового воздействия//Нефтепромысловое дело. – 2009 – №7. – С. 13 –21.
2. Рожков А.П., Зацепин В.В. Энергоемкость системы поддержания пластового давления при эксплуатации месторождений с применением водогазового воздействия//Нефтяное хозяйство. – 2011 – №11. – С. 102 – 105.

ВЛИЯНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ДИСПЕРСНОЙ СРЕДЫ В ЗАДАЧЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.В. Бевз

Научный руководитель доцент А.С. Усанина

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Наличие поверхностно-активного вещества (ПАВ) в многофазной дисперсной среде приводит к изменению свойств системы на границе раздела фаз [1]. В частности, в технологиях разработки нефтяных месторождений ПАВ используют для увеличения нефтеотдачи пластов. Поскольку при разработке нефтяного коллектора формируется сложная система, состоящая из пузырьков нефти, газа и воды, очевидно, что для повышения эффективности нефтедобычи путем добавления ПАВ требуется понимание процессов и явлений, происходящих на поверхностях раздела фаз.

В настоящей работе представлены результаты экспериментального исследования всплытия одиночного пузырька воздуха в присутствии поверхностно-активного вещества. В качестве жидкости использовался глицерин, водно-глицериновый раствор и дистиллированная вода, в качестве ПАВ – жидкое мыло.

Исследование проводилось на установке, состоящей из вертикально установленной прозрачной кюветы с плоскопараллельными стенками, наполненной раствором жидкости, устройства для генерации пузырьков и системы визуализации процесса всплытия одиночного пузырька. Кювета размером 150×150×600 мм (объемом 13.5 л.) изготовлена из оптического стекла толщиной 5 мм.

При проведении экспериментов проводились тщательные измерения всех основных параметров – плотности ρ и коэффициента динамической вязкости растворов μ , диаметра D и стационарной скорости u всплытия пузырька. Физические свойства растворов определялись до и после проведения каждого эксперимента. Погрешность определения основных параметров приведены в таблице.

Таблица

Относительная погрешность определения параметров эксперимента (в процентах)

D , мм	$\delta\rho$	$\delta\mu$	δu
3	0.1	0.2	0.1

Проанализировано влияние ПАВ на форму пузырька при различных режимах всплытия. Обнаружено, что при содержании ПАВ $z < 0.091\%$ пузырьки имеют форму, аналогичную форме пузырька, движущегося в чистой жидкости (без ПАВ). При увеличении содержания ПАВ в жидкости ($z \geq 0.091\%$) и при числах Рейнольдса $Re = (0.075 \div 0.28)$ и Бонда $Bo = (16.4 \div 40)$ наблюдается отличие формы пузырька, всплывающего в жидкости с ПАВ и без ПАВ. Пузырек, всплывающий в присутствии ПАВ в указанном диапазоне чисел Re и Bo , принимает каплевидную форму с образованием «хвоста» в тыловой части пузырька. При этом формирование «хвоста» происходит постепенно по мере увеличения расстояния, пройденного пузырьком.

Сравнение экспериментальных данных по стационарной скорости всплытия одиночного сферического пузырька в присутствии и без ПАВ показало, что скорость пузырька, всплывающего в жидкости с ПАВ, меньше скорости пузырька, всплывающего в чистой жидкости (рис. 1).

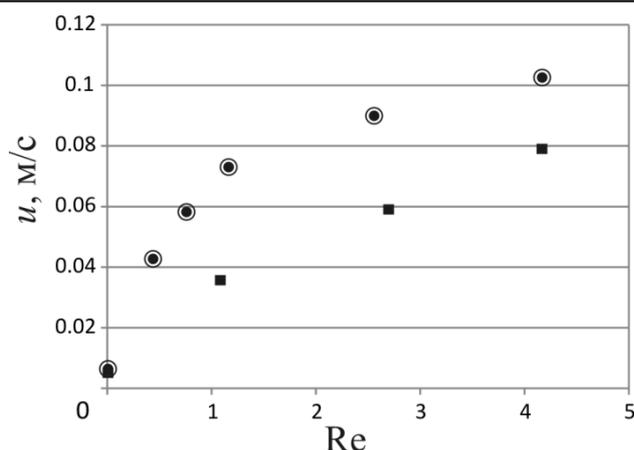


Рис.1 Экспериментальные данные по скорости всплытия одиночного сферического пузырька в зависимости от числа Рейнольдса Re : ● – без ПАВ; ■ – в присутствии ПАВ

Анализ экспериментальных данных по коэффициенту сопротивления одиночного сферического пузырька показал, что для пузырька, всплывающего в жидкости в присутствии ПАВ, коэффициент сопротивления при $Re < 1$ близко совпадает с законом Стокса (сплошная линия на рис. 2), а при $Re > 1$ с законом Клячко для твердой сферы (сплошная линия на рис. 3). Однако выявленный эффект (смена режима движения пузырька) наблюдается лишь для определенного времени нахождения t пузырька в растворе. При $z < 0.091\%$ и $t < 5$ с эффект не обнаружен, что свидетельствует о том, что частицы ПАВ не успевали осесть на поверхность пузырька. Точками на рисунке 2 и 3 показаны экспериментальные данные.

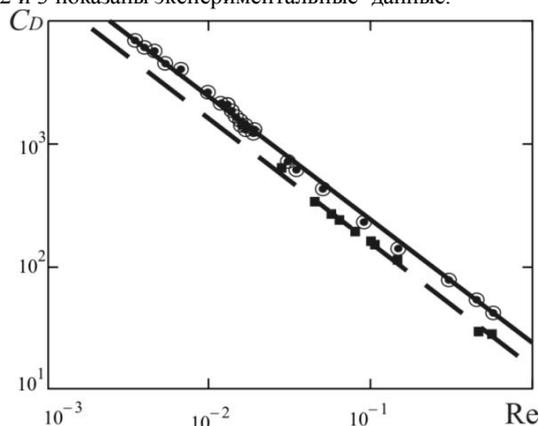


Рис.2 Зависимость коэффициента сопротивления сферического пузырька от числа Рейнольдса: ● – с ПАВ; ■ – без ПАВ; штрихпунктирная линия – эмпирическая кривая ($C_D = 15.5/Re$)

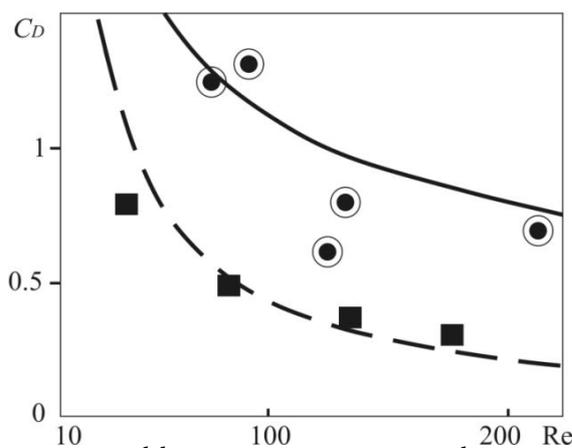


Рис.3 Зависимость коэффициента сопротивления сферического пузырька от числа Рейнольдса: ● – с ПАВ; ■ – без ПАВ; штрихпунктирная линия – зависимость $C_D = 48/Re$

Таким образом, анализ результатов экспериментального исследования влияния поверхностно-активного вещества на характеристики движения пузырька показал, что наличие ПАВ приводит к увеличению коэффициента сопротивления на 33% в области чисел Рейнольдса $Re < 1$ и примерно на 50÷60% в области $Re > 1$ и,

соответственно, к уменьшению скорости всплытия пузырька. Стационарная скорость всплытия пузырька не зависит от концентрации ПАВ в жидкости. Смена закона сопротивления пузырька проявляется лишь при определенном времени нахождения исходного пузырька в среде ПАВ. Получена эмпирическая зависимость для коэффициента сопротивления одиночного сферического пузырька для чисел Рейнольдса $Re < 1$. Обнаружено влияние концентрации ПАВ на форму пузырька в области $Re = 7.5 \cdot 10^{-2} \div 2.8 \cdot 10^{-1}$, $Bo = 16.4 \div 40$.

Полученные экспериментальные данные являются основой для повышения интенсификации процессов дегазирования газонасыщенных нефтяных пластов.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №15-19-10014).

Литература

1. Лабунцов Д. А., Ягов В. В. Механика двухфазных систем. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 374 с.

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.А. Белоногова, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, на сегодняшний день запасы нефти и газа в России велики. Основные залежи природных ресурсов находятся на территории Западной Сибири, на Севере Кавказа, на Дальнем Востоке и, в так называемых, нефтегазоносных провинциях, как Волго-Уральская и Тимано-Печорская.

В Западной Сибири до недавнего времени открыто около 300 месторождений газа и нефти.

Наиболее известными и крупными являются такие месторождения, как Нижнеуртовское, Самотлорское и Мегионское, которые находятся в первом нефтяном районе под названием Среднеобский.

Следующий район по добыче нефти в Западной Сибири – это Шаимско-Красноленинский, который располагается севернее города Темень, на расстоянии 500 км. В этом районе выделяют два наиболее крупных месторождений - Шаимское и Красноленинское.

Кроме нефти Западная Сибирь богата и природным газом. На ее территории выделяют три газонасыщенные области:

- Пурпейская, которая расположена на севере Тюменской области. Крупными месторождениями этого округа являются Уренгойское, Ямбургское, Заполярное.
- Березовская, расположенная вблизи Урала, имеет Пунгинское. Игримское, Похромское и другие месторождения газа.
- Васюганская, находящаяся в Томской области, и располагает такими крупными месторождениями газа, как Мыльджинское, Лугинецкое, Усть-Сильгинское [1,4].

Электроснабжение Васюганской газовой области с 1999 года осуществляется от газодизельной электростанции (ГДЭС) Wartsilya мощностью 7,5 (3x2,5) МВт, работающей в двух режимах – дизельном и газодизельном. Была введена в эксплуатацию подстанция 110/35/6 кВ «Мыльджинская», запитанная по двухцепной ВЛ-110 кВ протяженностью 84 км от подстанции 110/35/6 кВ «Лугинецкая». С 2001 года ГДЭС стала работать в режиме параллельного подключения с энергосистемой.

На рисунке 1 представлена схема электроснабжения Васюганской газовой области.

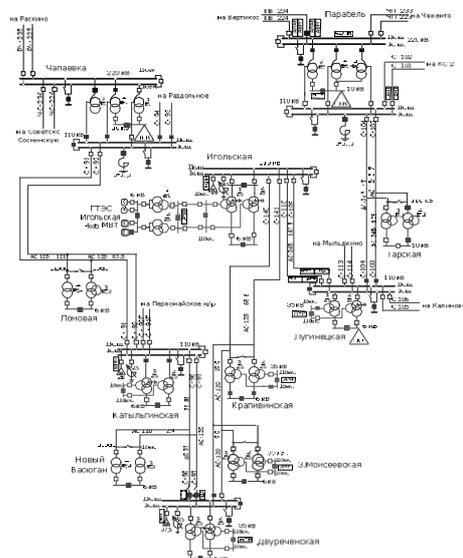


Рис. 1 Структурная схема соединения электрических подстанций

Подстанции для электроснабжения Васюганской газовой области запитаны от двух подстанций на 220 кВ и 110 кВ – Чапаевка и Парабель, которые имеют связь по линиям 220 кВ с ПС Томская [3].

В качестве еще одного источника электроснабжения используется электроэнергия АО «Томскэнерго».

Известно, что Томская энергосистема является дефицитной. Так, энергоисточники Томской энергосистемы покрыли в 2012 году 56,9% от общего максимума нагрузки по энергосистеме. Весь дефицит мощности в системе покрывается путем получения мощности через внешние связи из Красноярской, Новосибирской, Тюменской и Кузбасской энергосистем, в последнем случае с получением электроэнергии от Беловская ГРЭС.

На рисунке 2 приведена принципиальная схема Беловской ГРЭС.

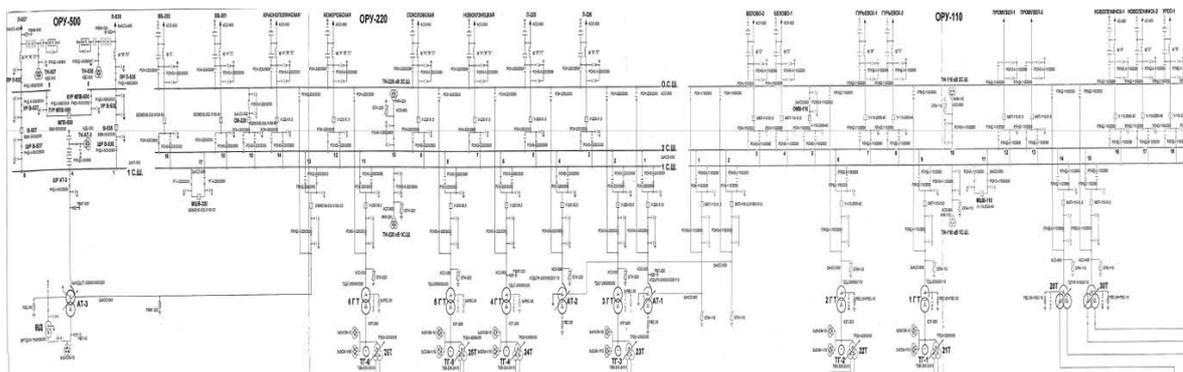


Рис. 2 Принципиальная схема Беловской ГРЭС

На электростанции установлено шесть турбогенераторов типа ТВВ-200-2АУ3. Маркировка турбогенератора означает: Т – турбогенератор; ВВ – водородно-водяное охлаждение; 200 – номинальная активная мощность генератора, МВт; 2 – число полюсов; Е – единая унифицированная серия; У – умеренный климат для использования; 3 – эксплуатация только в помещении (закрытом).

Такие турбогенераторы имеют непосредственное охлаждение обмотки статора дистиллированной водой, непосредственное форсированное охлаждение обмотки ротора водородом, внешней поверхности ротора и сердечника статора – водородом [2].

Для приема и распределения электроэнергии имеются три распределительных устройства: высшего напряжения РУ ВН – 500 кВ, среднего напряжения РУ СН-1-220 кВ, среднего напряжения РУ СН-2 – 110 кВ.

Распределительные устройства РУ 500 кВ и РУ 220 кВ связаны между собой тремя однофазными автотрансформаторами типа АОДЦТГ-250000/500/220, а связи РУ 220 кВ и РУ 110 кВ выполняются при помощи двух автотрансформаторов связи типа АТДЦТН-20000/220/110.

Пояснение маркировки автотрансформаторов: А – автотрансформатор; О – однофазный; Т – трехфазный; ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла; Т – трехобмоточный; Н – наличие системы регулирования напряжения; 250000 и 20000 – номинальная мощность, кВ·А; 500 и 220 – класс напряжения обмотки ВН, кВ; 220 и 110 – класс напряжения обмотки СН, кВ [5].

Охладители состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители. Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформатора. Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора [5].

Регулировка напряжения осуществляется по средству РПН в линии СН на $\pm 12\%$ и по ± 6 ступеней [6].

Подключение генераторов к распределительным устройствам осуществляется по схеме блока генератор-двухобмоточный трансформатор с генераторным выключателем. Установлены блочные трансформаторы типов ТДЦ -250000/220 и ТДЦ -250000/110. Расшифровка: Т – трехфазный; ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла; 250000 – номинальная мощность, кВ·А; 220 и 110 – класс напряжения обмотки ВН, кВ [5]. Системы охлаждения трансформатора аналогичны АТДЦТН-20000/220/110. Трансформаторы данного типа выполняются без регулирования напряжения [6].

Литература

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. — Москва: Недра, 1975. — 680 с.
2. Справочник по электрическим машинам. Под общ. ред. И.П. Копылова и Б.К. Клокова. Том 1. М.: Энергоатомиздат, 1988. - 456с.
3. Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2014-2018 годы, Томск 2013
4. Экономическая география России: учебник для вузов / В. И. Видяпин [и др.]; Российская экономическая академия им. Г. В. Плеханова. — Изд. перераб. и доп. — Москва: ИНФРА-М, 2008. — 568 с.

5. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Рожкова Л.Д., Козулин В.С. – изд., перераб. и доп. Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 2004. - 648 с.
6. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. - учеб. пособие. – 5-е изд., стер. – СПб.: БВХ-Петербург, 2014. – 608 с.

ТЕХНОЛОГИЯ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ РАЗМЫВА УПЛОТНЕННОЙ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ

И.И. Битиев, А.В. Рубежанская

Научный руководитель доцент И.А. Пахлян

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Завершающая стадия разработки большинства нефтяных месторождений южного региона характеризуется высокими темпами падения пластового давления, дебитов, продвижением подошвенных и законтурных вод, нарастающим обводнением добывающих скважин и интенсивным разрушением призабойных зон пласта (ПЗП).

Разрушение ПЗП в результате действия приведённых причин является одной из актуальнейших проблем, так как приводит к образованию глинисто-песчаных пробок и снижению уровня добычи углеводородного сырья соответственно. Основным методом ликвидации глинисто-песчаных пробок является промывка скважин. Проведение работ по ликвидации глинисто-песчаных пробок в условиях значительного падения пластовых давлений представляет собой сложнейшую задачу в результате поглощения технологических жидкостей в процессе производства работ.

Был выполнен анализ существующих технологий и устройств, для размыва песчаных пробок в условиях значительного падения пластового давления. При применении желонки, "косого среза" по мере удаления пробки из забоя и очистки фильтраата возрастает интенсивность поглощения пластом промывочной жидкости и в дальнейшем прекращается циркуляция и вынос песчаной пульпы на поверхность. При этом происходит осаждение взвешенных частиц песка и грязи в стволе скважины, что приводит к тяжелым аварийным ситуациям: прихвату труб, длительному простаиванию скважин в капитальном ремонте [1].

Опираясь на результаты проведенного анализа [2], была поставлена задача: разработка технических средств обеспечивающих режим промывки на депрессии, исключаяющий поглощение продуктивным пластовом образующего при разрушении пробки шлама, а так же устройство интенсифицирующие процесс разрушения цементированных глинисто-песчаных пробок.

В результате разработаны технология и устройство (рис. 1) для удаления глинисто-песчаной пробки с одновременным интенсифицирующим воздействием на призабойную зону пласта, принципиальная схема реализации разработанной технологии представлена на рисунке 2.

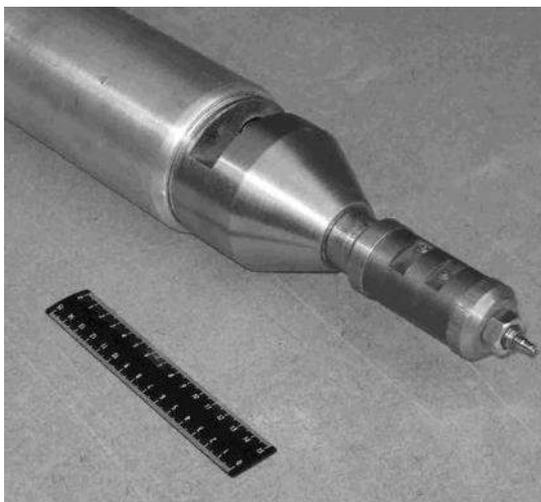


Рис.1 Ротационный вибратор, совмещенный со скважинным струйным насосом, диаметр 89 мм

Сущность технологии. На НКТ с двухтрубной компоновкой спускают в скважину ротационный вибратор, совмещенный со струйным насосом. Ротационный вибратор обеспечивает размыв песчаной пробки и воздействие на перфорационные каналы и ПЗП, а струйный насос обеспечивает создание депрессии, что способствует интенсифицированию фильтрации жидкости и обеспечению выноса из призабойной зоны кольматирующего материала, в результате чего очищаются естественные поровые каналы и увеличивается гидропроводность. Обработка интервалов производится при возвратно-поступательном движении вибратора. Возможна откачка песчаной пробки в условиях низких пластовых давлений и высокой приемистости.

Разрушение уплотненных песчаных пробок происходит за счет генерирования кавитационного истечения ротационным вибратором, в конструкции которого установлены генераторы кавитации (рис. 3)

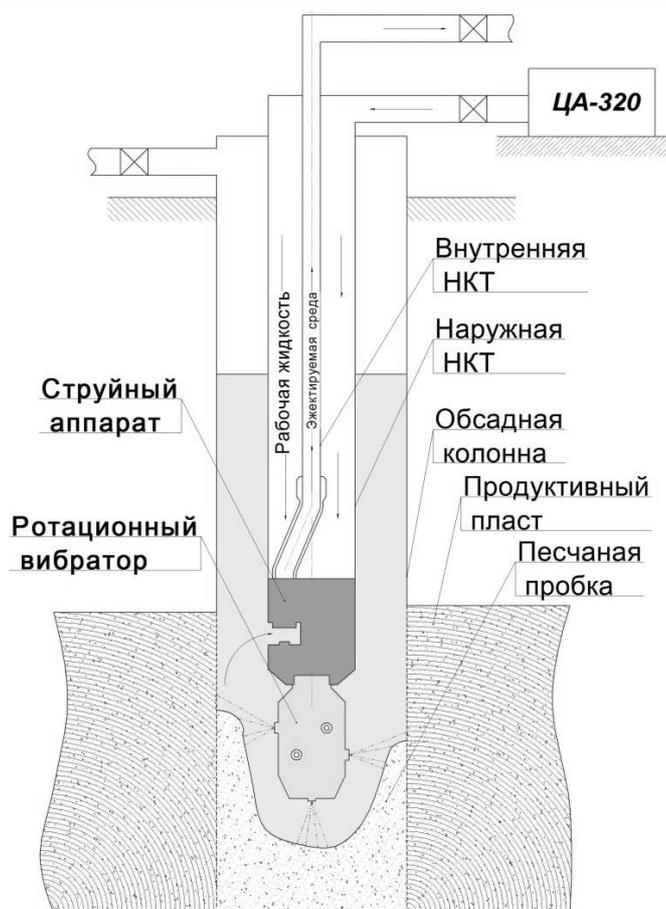


Рис.2 Принципиальная схема для реализации технологии разрушения глинисто-песчаной пробки

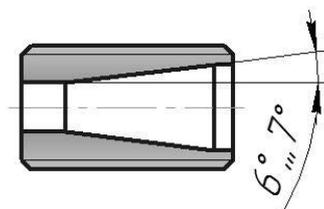


Рис.3 Генераторы кавитации

Генераторы кавитации представляют собой насадку, образованную цилиндрической и конической поверхностями с углом раскрытия канала от 6 до 7°. Рабочий поток входит в начальный цилиндрический участок, в котором значение скорости жидкости наибольшее, а давления наименьшее, возникают кавитационные каверны, заполненные паром и газом, которые затем, во втором конически расходящемся участке начинают расти и схлопываться. Процесс разрушения кавитационных каверн непрерывный, высвобождающаяся энергия воздействует разрушающе на глинисто-песчаную пробку.

Разрушение плотных песчаных пробок происходит под совмещенным воздействием гидромониторного эффекта, эрозионной способности кавитационных струй, амплитудных и частотных колебаний, возникающих при истечении высоконапорных кавитационных струй из генераторов кавитации [3].

Литература

1. Омелянюк М.В. Повышение эффективности кавитационной реанимации скважин / Нефтепромысловое дело. № 5. 2008 г. – с 35 – 42.
2. Пахля И.А. Совершенствование технологии и модернизация погружного эжекторного оборудования для очистки забоя скважин от глинисто-песчаных пробок// Инженер-нефтяник // Общество с ограниченной ответственностью "Ай Ди Эс Дриллинг", № 3, 2015 год – с. 51–52.
3. База данных «Современные методы интенсификации добычи с применением эжекторных технологий». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620375 Дата регистрации.вфед. органе исполнительной власти по интеллектуальной собственности 25.02.2015 года. Авт. Пахля И.А., Омелянюк М.В., Османов С.В., Битиев И.И.

**УСТАНОВКА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДОВ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ
МЕТОДОМ ЭЛЕКТРОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ АНАЛОГИИ**

М.А. Богданов, М.А. Богданов

Научный руководитель доцент Ю.В. Богданова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В технологиях моделирования процессов фильтрации флюидов в пористых средах выделяют три подхода: физическое моделирование, математическое моделирование и аналоговое моделирование [3]. Развитие компьютерных технологий и, соответственно, сложности математических моделей и скорости проведения численных расчетов и их доступность привели к быстрому развитию методов численного моделирования и разработке прикладных программных комплексов [1]. На этом фоне методы аналогового моделирования теряют былую актуальность, как с научной, так и с прогностической точек зрения, но они остаются востребованными, во-первых, как методологический и методический инструмент, во-вторых, как дополнение к методам математического моделирования в области проверки возможности существования полученного решения.

В методологии современной науки отмечается важность прослеживания аналогий между процессами и явлениями в различных областях знания [6]. Понимание результатов и методов их получения, умение применить их в других условиях и/или к другому предмету исследования позволили сделать многие научные открытия. С другой стороны, для того, чтобы лучше понять процессы, которые в силу своей сложности невозможно изучать прямым наблюдением, необходимо строить модели. В своей монографии [5], первое издание которой на русском языке опубликовано 1949 году, Моррис Маскет поясняет процессы фильтрации при различных условиях на данных, полученных методом электрогидродинамической аналогии. В процессе проведения лабораторных и исследовательских работ на установке по аналоговому моделированию студенты познакомятся с историей развития моделирования в гидродинамике, научатся понимать примеры аналогий в классической литературе по подземной гидродинамике и приобретут опыт решения задач прикладной гидромеханики. Исследовательские работы на такой установке могут заключаться в экспериментальном решении задач фильтрации.

Математическая задача, описывающая процессы фильтрации несжимаемой жидкости, сводится к уравнению Лапласа для напора h и закону фильтрации Дарси, связывающему скорость фильтрации \vec{v} и градиент напора ∇h через коэффициент фильтрации k .

$$\nabla^2 h = 0 \quad (1)$$

$$\vec{v} = -k \nabla h \quad (2)$$

где ∇ – оператор Гамильтониана, который в декартовой системе координат имеет вид:

$$\nabla = \frac{\partial}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial}{\partial y} \vec{j} + \frac{\partial}{\partial z} \vec{k}$$

Уравнение Лапласа, описывает и другие физические процессы (например, теплопроводность, электропроводность), поэтому методы решения этих уравнений и сами решения можно использовать для задач фильтрации [7]. Если же говорить о методах аналогового моделирования, то в прошлом веке проводилось множество исследований и расчетов методом электрогидродинамической аналогии, т.к. этот способ наиболее прост в реализации.

Математическая задача, описывающая процессы протекания электрического тока через среду с удельной проводимостью σ определяется электростатическим потенциалом φ , который подчиняется уравнению Лапласа, полностью аналогичному (1):

$$\nabla^2 \varphi = 0 \quad (3)$$

Вектор плотности тока линейно зависит от градиента потенциала, как и скорость фильтрации от напора (2)

$$\vec{i} = -\sigma \nabla \varphi \quad (4)$$

Интегральными характеристиками процессов фильтрации и протекания тока аналогичными будут фильтрационный расход (поток или объемная скорость), определяемый как поток вектора скорости фильтрации через сечение S :

$$Q = \int_S \vec{v} \cdot d\vec{s}$$

и сила тока, как поток вектора плотности тока:

$$I = \int_S \vec{i} \cdot d\vec{s}$$

где точка означает скалярное произведение, и вектор элементарной площадки $d\vec{s}$ направлен перпендикулярно плоскости площадки и имеет острый угол с вектором скорости фильтрации или плотности тока.

Из уравнений (2) и (4) следует, что свойства среды, в которой происходит фильтрация или течет ток, задаются коэффициентом фильтрации или проводимостью. Если эти параметры равны 0, то потоки отсутствуют. В самом простом случае однородной изотропной среды эти коэффициенты являются числами. Для неоднородной среды коэффициент фильтрации и проводимость меняются от точки к точке, т.е. являются функциями координат:

$$k = k(x, y, z); \sigma = \sigma(x, y, z) \quad (6)$$

В анизотропной среде коэффициенты являются тензорами 2 ранга (квадратными матрицами 3x3). В этом случае направление вектора скорости фильтрации и направление вектора плотности тока не совпадают с направлением градиента напора и электрического потенциала соответственно.

Решение дифференциальных уравнений (1, 4) зависит не только от параметров среды, но и от граничных условий. Граница среды в виде непроницаемой или изоляционной поверхности моделируется равенством нулю производной по направлению, перпендикулярному этой поверхности, математическое условие имеет вид:

$$\frac{\partial h}{\partial n} = \nabla h \cdot \vec{n} = 0; \quad \frac{\partial \varphi}{\partial n} = \nabla \varphi \cdot \vec{n} = 0$$

Очевидно, что собрать установку реальных размеров для решения задач подземной гидродинамики не представляется возможным, поэтому при построении модели необходимо принимать во внимание теорию гидродинамического подобия.

Установка строится из двух блоков: электрического и модельного. В курсе общей физики проводится лабораторная работа «Изучение электростатического поля методом ванн» [4]. В этой работе двумерное электростатическое поле в однородной изотропной среде моделируется слабыми токами проводимости. Электрическая часть установки собрана по компенсационному принципу (мостик Уитстона), что позволяет рисовать эквипотенциальные поверхности для выбранного электрического потенциала. Электрическая схема состоит из источника постоянного тока, чувствительного гальванометра, имеющего 2 режима для грубой настройки и точной подстройки, реостата, резистора сопротивления и трех «щупов». Щупы помещаются в модельную емкость, причем два из них закрепляются стационарно – это анод и катод (для моделирования течения флюида эти щупы – являются источником и стоком), а третий может свободно перемещаться, позволяя находить точки равновесия моста (нулевое положение стрелки гальванометра). Таким образом, сопротивление слабопроводящей среды между стационарными щупами и свободным являются плечами мостика. Установка для моделирования фильтрации может иметь такой же электрический блок.

Модельная часть лабораторной установки – прямоугольная емкость (ванна) с небольшим слоем слабопроводящей жидкости (воды) – это модель двумерной однородной изотропной среды. Для задач фильтрации необходимо создать модель неоднородной и анизотропной среды. Как следует из (6) в этом случае проводимость вещества, заполняющего ванну должна быть неоднородна и анизотропна. Для создания неоднородностей в ванну предполагается помещать диэлектрики и проводники в форме влажных порошков с частицами необходимых размеров. Диэлектрическая крошка – модель непроницаемой области, проводник (металл) – модель хорошо проводящей трещины, слабопроводящая жидкость – модель однородной фильтрующей среды.

Таким образом, установка для моделирования фильтрации флюидов в пористых средах методом электрогидродинамической аналогии может быть создана на основе стандартной лабораторной работы, путем совершенствования модельной части ванны. Предполагается, что модель будет двумерной. Такая модель может использоваться для проведения лабораторных работ и творческих проектов студентов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело».

Литература

1. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.
2. Гуцов М.А., Крушельницкий В.Л. Метод электрогидродинамической аналогии / М.А. Гуцов, В.Л. Крушельницкий [Электронный ресурс], режим доступа <http://ars.gubkin.ru/NEWPAP/PAGE7.htm> (дата обращения 23.02.2016 г.)
3. Дмитриев Н.М., Кадет В.В. Введение в подземную гидромеханику / Серия «Высшее нефтяное образование». – Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 272 с.
4. Зеличенко В.М. Лабораторный практикум по физике. Электричество и магнетизм: учебное пособие / В.М. Зеличенко, В.В. Ларионов, В.И. Шишковский – Томск: Изд-во ТГПУ. Ч. 2: Электричество и магнетизм. – 2007. – 230 с.
5. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. – Москва-Ижевск: Изд-во Института компьютерных исследований, 2004. – 640 с.
6. Новиков Н.Б. 1000 аналогий изменивших науку (новый взгляд на гениальность) / Н.Б. Новиков [Электронный ресурс], режим доступа http://www.vixri.ru/d/Novikov%20B.N.%20_1000%20analogij.%20izmenivshix%20nauku%20%28novyj%20vzglyad%20na%20genialnost%29%20Moskva.pdf (дата обращения 23.02.2016 г.)
7. Сунцов Н.Н. Методы аналогий в аэрогидродинамике. – М.: Гос. изд. физико-математической литературы. – 1958. – 324 с.

КОМПЛЕКСНЫЙ МЕТОД БОРЬБЫ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ

А.В. Большунов, А.А. Решетько

Научный руководитель П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

В последние десятилетия в условиях, когда формирование благосостояния России напрямую зависит от добычи энергоресурсов, наибольшее значение приобретает добыча нефти и газа. В процессе интенсификации добычи нефти и газа увеличилось количество воздействий на призабойную зону скважины, что в свою очередь привело к проблеме выноса механических примесей, осложнивших эксплуатацию скважин при интенсивных отборах нефти [1]. Так, при эксплуатации УЭЦН превышение пределов наличия КВЧ и их твердости, установленных паспортными характеристиками, приводит к резкому увеличению абразивного износа рабочих колес (РК), направляющих аппаратов (НА), вала и его защитных тулок, плунжерных пар и клапанных узлов; износу подвергается дополнительное оборудование установок: газосепаратор, диспергатор. Механические примеси являются причиной засорения приемной сетки насоса, "зарастания" проходных каналов в насосе, РК, НА. Целью данной статьи является анализ максимально эффективной методики защиты насосного оборудования от вредного влияния механических примесей.

Основные объемы добычи нефти в России обеспечиваются механизированными способами. В табл. 1 приведены данные по способам эксплуатации нефтяных скважин в России. Как отмечают авторы Соколов, Сабиров, Якимов, Донской, Булат, Строев [2].

Таблица 1

Данные по способам эксплуатации нефтяных скважин

Способ эксплуатации	Фонд скважин (%)	Затраты на ремонт (%)
Фонтанирующие	4	4
ЭЦН	35	48
ШГН	57	44
Газлифт	3	3
Прочие	Менее 1	Менее 1
Всего	100	100

Из представленных данных следует, что наиболее распространенным механизированным способом добычи нефти являются скважинные установки центробежных и штанговых насосов. Одновременно с ростом общего фонда скважин и особенно механизированного значительно возрастают затраты на их ремонт. Основной причиной отказов по данной категории оборудования является засорение рабочих органов УЭЦН и СШНУ механическими примесями (песок, проппант, соли, АСПО).

Рассмотрим основные причины отказа УЭЦН на примере Приобского месторождения (рис. 1).

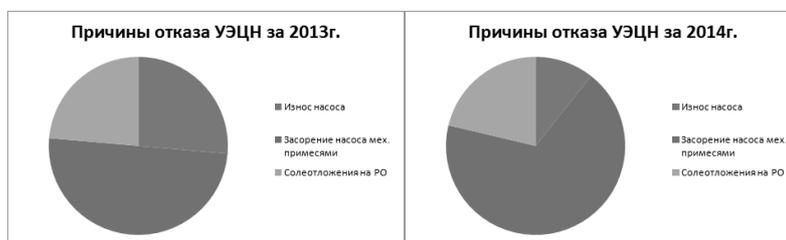


Рис.3 Причины отказа УЭЦН на Приобском месторождении

Как видно из диаграмм, в последние годы доля отказов по причине засорения механическими примесями растет. Соответственно необходимо улучшать очистку флюида, поступающего к насосу, от твердых частиц способных вывести его из строя. Для исследования был построен график на котором видно какое КВЧ преобладает на Приобском месторождении (рис.2).

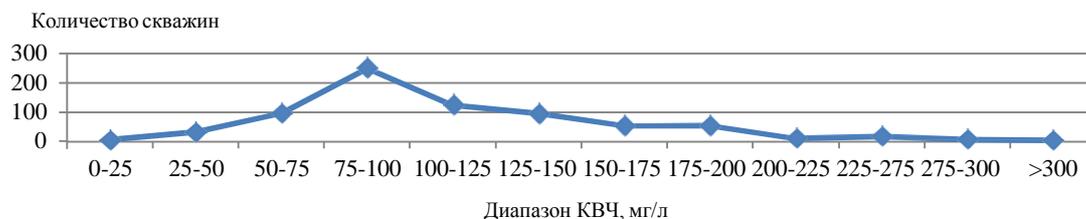


Рис.4 Гистограмма распределения КВЧ в продукции добывающих скважин Приобского месторождения

Как видно из графика, преобладает диапазон КВЧ от 50 до 150 мг/л, была исследована проба с помощью микроскопа и фотоаппарата, в результате мы получили снимок и смогли оценить размеры частиц.

Для борьбы с механическими примесями в последнее время используют погружные сепараторы механических примесей (ПСМ), основанные на гидроциклонном, гравитационном и центробежном принципах действия, а так же гравийные фильтрующие устройства (ГФУ). При малых подачах насоса (менее 50 м³/сут) целесообразно использовать гравитационный сепаратор без закрутки потока. Его использование позволяет отделить около 80 % всех механических примесей, если увеличивать подачу насоса, то коэффициент очистки флюида от механических примесей данного сепаратора будет резко снижаться. При подачах свыше 50 м³/сут можно использовать ГФУ, ПСМ гидроциклонного и центробежного принципов действия. Проблема данного вида защиты заключается в том, что сепараторы постепенно загрязняются, а также все равно пропускают механические примеси к рабочим колесам УЭЦН.

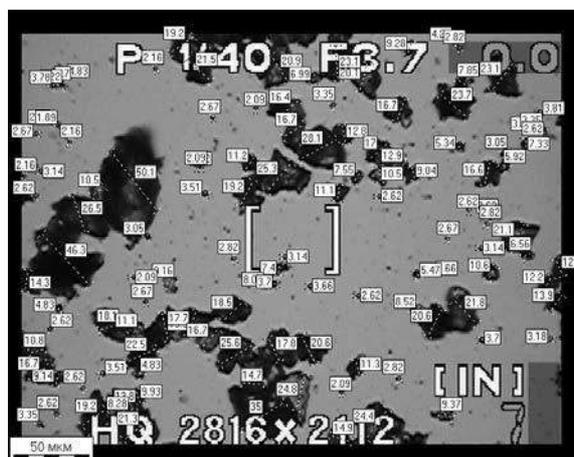


Рис.5 Механические примеси, под увеличением

Существует новый вид защиты от механических примесей, закачка в скважину раствора – полимера «ИПНГ-ПЛАСТ 2», который укрепляет призабойную зону и препятствует выносу песка из скважины. На газовых скважинах ОАО «Газпром добыча Уренгой» проведено около 80 скважино-операций по укреплению призабойной зоны пласта с коллобиногвых установок без подъема скважинного оборудования. Скважины находятся в эксплуатации, их дебиты практически не изменились. Накопленный опыт позволил предложить, что данный состав можно использовать для проведения ремонтно-изоляционных работ по ограничению выноса механических примесей в нефтяных скважинах. Были проведены лабораторные исследования, которые дали результаты, представленные в таблице 2 и таблице 3 [2].

Таблица 2

Давление, МПа	Время, с	Расход жидкости, мл	Проницаемость образца, мкм ²	Вынос песка
Образец до обработки составом "ИПНГ-ПЛАСТ 2"				
0,47	420	50	0,086044	Есть
	960	100	0,075289	
Образец после обработки составом "ИПНГ-ПЛАСТ 2"				
4,2	1320	100	0,061274	Нет
	1280	100	0,063189	

Таблица 3

Показатели	Содержание предполимера, %					
	5	10	15	20	30	40
Прочность образца, МПа	1,05	2,19	3,43	4,44	5,3	6,1
Проницаемость после обработки, мкм ²	0,81	0,72	0,65	0,49	0,41	-

Полученные результаты показывают возможность использования состава «ИПНГ-ПЛАСТ 2» для укрепления призабойной зоны и уменьшения выноса механических примесей из пласта. Данный состав характеризуется низкой вязкостью, регулируемым временем гелеобразования, механической прочностью, минимальным влиянием на проницаемость коллектора [2].

Исходя из проанализированной информации, предлагается использовать ПСМ вместе с закачкой в пласт состава «ИПНГ-ПЛАСТ 2» в наиболее проблемные скважины, а также при ГРП, когда имеет место вынос пропанга и увеличивается количество механических примесей. Таким образом наилучшего эффекта очистки от механических примесей можно достичь при комплексировании сразу двух технологий: закачки «ИПНГ-ПЛАСТ 2» и установки ПСМ.

Литература

1. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Свидерский С.В., Якимов С.Б. Актуальность использования десендеров в борьбе с песком // Территория нефтегаз. – Москва, 2011. – №3. – С. 36 – 39.

2. Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А., Булат А.В., Якимов С.Б., Строев В.С. О возможности использования десендеров в борьбе с песком // Территория нефтегаз. – Москва, 2010. – №3. – С. 74 – 76.
3. Каушанский Д.А., Дмитриевский А.Н., Демьяновский В.Б., Цицорин А.И. Физико-химические и реологические свойства состава “ИПНГ-ПЛАСТ 2” для ограничения выноса механических примесей в нефтяных скважинах // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2015. – №4. – С. 84 – 87.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.Н. Борзенкова, Ш.Р. Садретдинов

Научный руководитель доцент Ш.Р. Садретдинов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири, введенных в эксплуатацию в 60 – 80-е годы прошлого столетия, находятся на поздней стадии разработки. Месторождения, в своём большинстве, характеризуются значительной обводненностью продукции, неоднородностью продуктивных пластов по проницаемости и значительной долей остаточных запасов. Это является причиной затруднения добычи и снижения продуктивности скважин. Для решения данных проблем необходимо применение современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) с целью интенсификации процессов выработки запасов и поддержания стабильного уровня добычи нефти [1].

Существует целый спектр методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи: гидродинамические (циклическое заводнение, форсированный отбор жидкости), физико-химические (заводнение с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимерное заводнение, мицеллярное и щелочное заводнение), газовые (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов), тепловые методы (внутрипластовое горение, пароциклическое воздействие, вытеснение паром) и др.

В настоящей работе исследуется одно из месторождений Томской области, находящееся на четвертой стадии разработки, применение МУН ограничено высокой обводненностью продукции (94,5%). Ограничением для применения ПАВ является высокая пластовая температура (до 80 °С) и низкие нефтенасыщенные толщины. Невысокая вязкость и плотность нефти исключают целесообразность применения тепловых методов.

Целью данной работы является анализ эффективности применения рекомендуемых методов увеличения нефтеотдачи для конкретных геолого-физических характеристик исследуемого месторождения.

Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи являются наиболее апробированными и распространенными на нефтяных месторождениях [2]. Механизм их воздействия основывается на увеличении охвата не вовлеченных в разработку участков продуктивных пластов. Эффективность нестационарного заводнения обусловлена возникновением градиента давления между высоко и низко проницаемыми прослоями, что способствует внедрению воды в прослой и зоны с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и вовлечение их в активную разработку. Технологией реализации нестационарного заводнения является использование циклических режимов работы нагнетательных скважин [3].

Физико-химические методы применяются в целях увеличения коэффициентов вытеснения и охвата пласта заводнением. Повышение охвата пласта заводнением по толщине и по площади пласта, достигается за счет закачки различных реагентов в нагнетательные и добывающие скважины в объеме, значительно превышающим объем призабойной зоны пласта. Нагнетание водных растворов ПАВ, кислот, щелочей, полимеров приводит к изменению свойств пластовой воды и поверхностей раздела между водой и нефтью, нефтью и горной породой, к уменьшению параметра относительной подвижности воды и нефти, за счет этого увеличивается охват пласта воздействием и коэффициент вытеснения нефти [4].

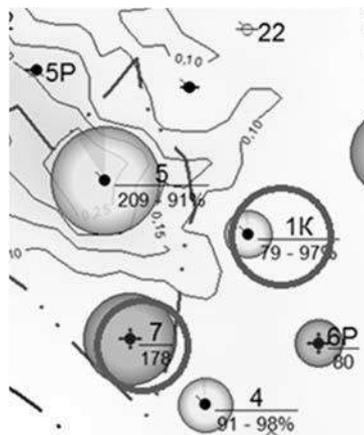


Рис.1 Фрагмент карты текущего состояния разработки пласта Б₉

На основании особенностей геолого-физического строения продуктивных пластов, рассматриваемого месторождения, было исследовано применение потокоотклоняющих технологий, с целью перераспределения

наиболее мощных устоявшихся фильтрационных потоков и нестационарное заводнение.

По карте текущего состояния разработки выделен район нагнетательной скважины (№7), которая по результатам индикаторных исследований показывает опережающую фильтрацию закачиваемой воды к добывающим скважинам №№ 5, 1К (рис.1)

В данной работе с помощью программного комплекса Eclipse спрогнозирована эффективность циклической работы нагнетательной скважины и применение потокоотклоняющих технологий.

За базовый вариант приняты результаты моделирования при текущем состоянии разработки участка без применения геолого-технических мероприятий (ГТМ). С помощью гидродинамической модели рассчитаны варианты с закачкой шитых полимерных систем (СПС) и циклическая работа нагнетательной скважины (№7).

Все варианты разработки рассчитаны до срока достижения предельной обводненности продукции (98 %) или дебита нефти меньше 1 т/сут. Прогнозный период составил 50 лет, начиная с 01.01.2015.

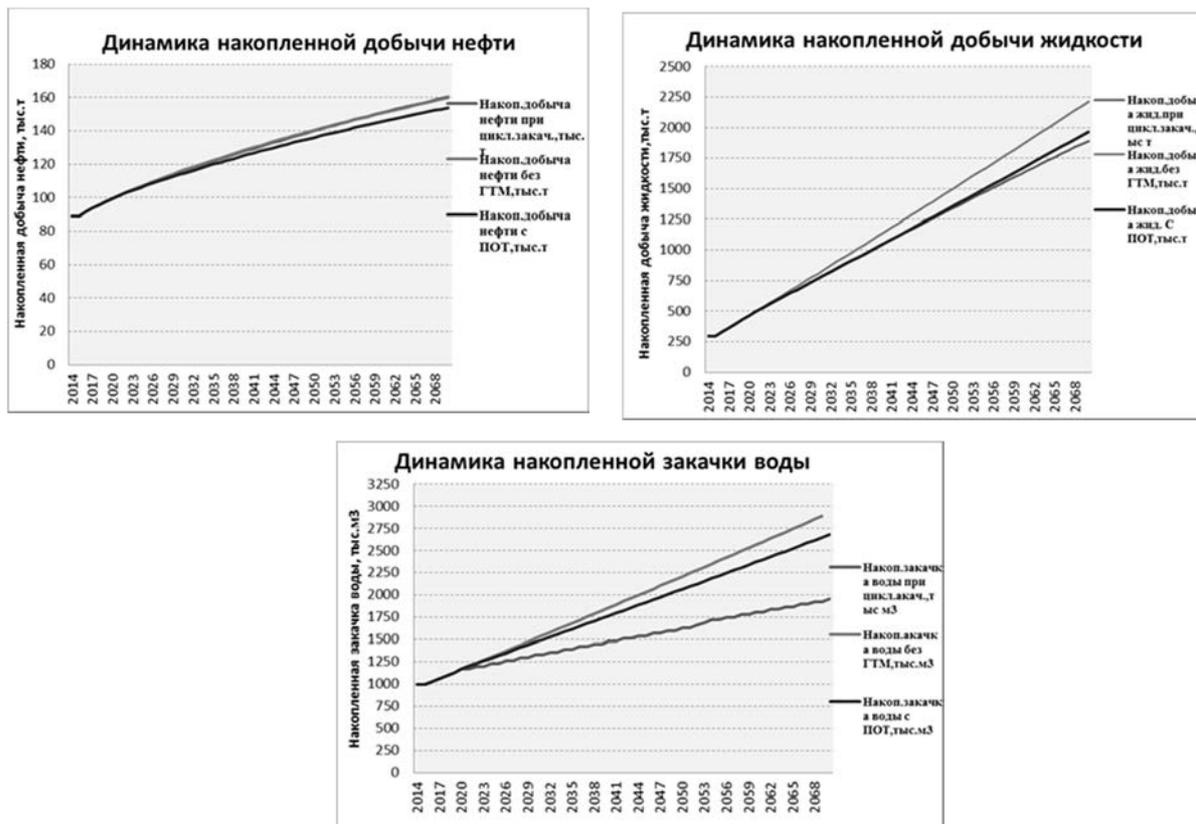


Рис.2 Динамика основных технологических показателей по вариантам разработки

Результаты гидродинамического моделирования вариантов представлены на рисунке 2. По результатам расчета базового вариант накопленная добыча нефти – 159,8 тыс.т., накопленная добыча жидкости составила 2214,7 тыс.т., накопленная закачка – 2890 тыс.м³. Средняя обводненность на конец разработки – 97,5 %.

По результатам моделирования ПОТ накопленная добыча нефти составила 153,9 тыс.т., накопленная добыча жидкости – 1967,7 тыс.т., накопленная закачка – 2678,2 тыс.м³. К концу проектного периода средняя обводненность добываемой продукции составит 97,3 %.

При циклической работе нагнетательной скважины (периодичностью 1 год) накопленная добыча нефти составила 160,3 тыс.т., накопленная добыча жидкости – 1892,4 тыс.т., накопленная закачка – 1950,58 тыс.м³. Средняя обводненность добываемой продукции к концу проектного периода – 96,5 %.

Сравнивая результаты расчетов с базовым вариантом, можно сделать вывод, что наибольшую эффективность показало применение циклической закачки. Реализация циклической закачки незначительно увеличивает объем накопленной добычи нефти, но, за счет простоев нагнетательной скважины существенно снижается объемы накопленной закачки, это позволит сократить затраты на капитальные вложения и повысить экономическую эффективность разработки месторождения.

Литература

1. Воронова М. Первые результаты новой технологии. – «Нефтяник Западной Сибири» – 2011 – №18.
2. Петраков А.М. Научно-методические основы применения технологий адресного воздействия для повышения
3. эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (на примере месторождений Западной Сибири): Автореферат. Дис. ... канд.тех.наук. – Москва, 2010 г.

4. Райлян М. В поиске новых методов. – «Нефтяник Западной Сибири» – 2012 – №25.

ИСПАРЕНИЕ СУСПЕНЗИЙ ГРАФИТА НА ОСНОВЕ ВОДЫ В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ГАЗОВОЙ СРЕДЕ

А.Г. Борисова, М.В. Пискунов, К.А. Рыбацкий

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Результаты теоретических и экспериментальных исследований теплофизических свойств неоднородных (гетерогенных) жидкостей успешно используются при разработке технологий в различных отраслях промышленности. Следует отметить, что в основном различные примеси и добавки в жидкостях способствуют улучшению их теплофизических свойств [1]. Этот эффект позволяет достигать большей производительности и эффективности рабочих жидкостей.

Для исследования эффектов интенсификации теплообмена жидкости с какой-либо средой за счет добавления различных примесей важным является изучение процессов фазовых превращений на границах раздела сред «твердая частица – жидкость». Кроме того, определение доминирующего механизма фазовых превращений, а также масштабов совместного влияния испарения и парообразования гетерогенных жидкостей также является необходимым для расширения экспериментальной базы данного направления исследований. Более того, полностью или частично отсутствуют теоретические данные, описывающие процессы фазовых превращений как однородных, так и неоднородных жидкостей при их нагреве в высокотемпературных (900–1100 К) средах. Достижение таких высоких температур на объектах указанных выше отраслей промышленности является систематическим и во многих случаях входит в диапазоны рабочих температур. Таким образом, целесообразным является проведение экспериментальных исследований указанных процессов при высоких температурах, а анализ и обработка полученных результатов позволит дополнить существующие гетерогенные высокотемпературные технологии (например, [2]).

Целью данной работы является экспериментальное исследование влияния добавления частиц графита различных размеров в капли воды на процесс интенсификации их испарения.

Эксперименты выполнены на стенде, схема которого изображена на рисунке 1.

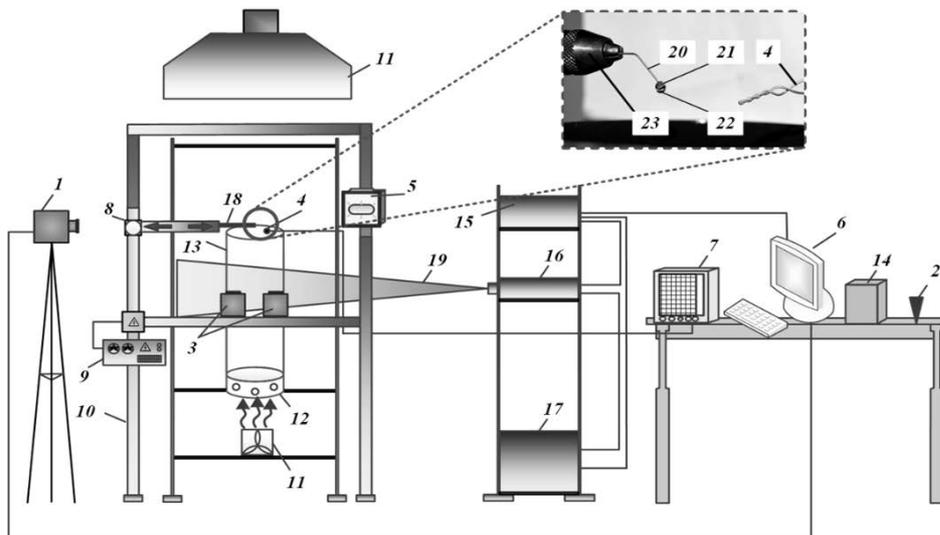


Рис.1 Схема экспериментальной установки: 1 – высокоскоростная видеокамера, 2 – дозатор, 3 – кросс-корреляционные видеокамеры, 4 – термопара, 5 – прожектор, 6 – персональный компьютер (ПК), 7 – регистратор температуры, 8 – передвижной координатный механизм, 9 – источник питания для передвижного механизма, 10 – алюминиевая стойка, 11 – система обеспечения воздушного потока, 12 – горелка, 13 – цилиндр из кварцевого стекла, 14 – аналитические весы, 15 – синхронизатор ПК, кросс-корреляционных видеокамер и лазера, 16 – лазер, 17 – генератор лазерного излучения, 18 – направляющая для закрепления керамического стержня, 19 – лазерный «нож», 20 – керамический стержень, 21 – крупное графитовое включение, 22 – капля воды / суспензии, 23 – устройство для закрепления керамического стержня

При проведении опытов применена высокоскоростная видеорегистрация для установления временных характеристик и визуализации особенностей процесса испарения капель. По основным этапам методика проведения экспериментов являлась аналогичной примененной в [2]. Для установления влияния мелких графитовых включений в каплях воды на процесс интенсификации их испарения исследовалось два типа суспензий и вода без дополнительных примесей: № 1 – размер частиц графита $d_p = 0,05$ мм, массовая концентрация частиц графита в объеме воды $\gamma_p = 1$ %; № 2 – $d_p = 0,05$ мм, $\gamma_p = 2$ %; № 3 – вода. На крупное

графитовое включение 21 в форме куба со стороной 2 мм, закрепленное на керамическом стержне 20 (рис. 1), опускалась капля воды или суспензии объемом 5, 10 или 15 мкл. Такие включения предварительно взвешивались с использованием аналитических весов 14. В каждом опыте полное обволакивание включения 21 каплей воды или суспензии 22 являлось строго обязательным условием. С применением системы, состоящей из 3, 6, 15, 16 и 17 осуществлялся контроль скоростей движения потока продуктов сгорания технического спирта. С помощью высокоскоростной видеокамеры 1 и программы «Phantom Camera Control» определялись времена существования (полного испарения) каплей воды или суспензий 22, а также регистрировались особенности их фазовых превращений на границах раздела сред «графит – вода» и «воды – продукты сгорания». Контроль температуры газовой среды выполнялся хромель-алюмелевой термопарой 4. Запись показаний термопары 4 выполнялась регистратором температуры 7. Конечная обработка данных проводилась на ПК 6.

При одинаковых условиях (размер, форма, масса крупных графитовых включений, температура продуктов сгорания и скорость их движения, начальная масса каплей суспензий / воды) проводилось три серии экспериментов по 4 – 6 опытов.

Систематические погрешности определения времен существования каплей воды / суспензий составляли менее 10^{-3} с. Систематические погрешности средств измерения размеров включения – 0,05 мм. Случайные погрешности определения температуры газовой среды и времен существования каплей составили 9 %.

На рисунке 2 приведены времена существования неоднородных каплей жидкости объемом 5 мкл с массовыми концентрациями мелких (диаметром 0.05 мм) графитовых частиц 1 % (2) и 2 % (3), а также без добавления частиц (1). Во всем рассматриваемом диапазоне температур нагрева наблюдается сокращение времен существования неоднородных каплей жидкостей за счет добавления мелких графитовых включений. Наименьшие времена существования характерны для каплей воды с массовой концентрацией графитовых включений 2 %. Можно утверждать о существенной интенсификации испарения каплей воды объемом 5 мкл.

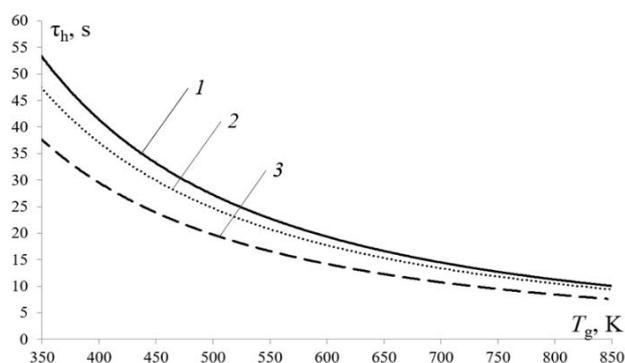


Рис.2 Времена полного испарения неоднородных каплей жидкости объемом 5 мкл с массовыми концентрациями мелких (диаметром 0.05 мм) графитовых частиц 1 % (2) и 2 % (3), а также без добавления частиц (1)

Необходимо отметить, что также мы провели эксперименты с каплями объемом 10 и 15 мкл. Сделано предположение о формировании парового слоя на поверхности рассматриваемых каплей вследствие активации механизма парообразования на границах раздела сред «мелкое графитовое включение – вода» при высоких (около 850 К) температурах нагрева. Формирование такого слоя с низкой теплопроводностью увеличивало время существования каплей суспензий в высокотемпературной газовой среде.

Подробное исследование процессов парообразования на границе «твердая частица – жидкость», в частности, процессов образования и эволюции пузырьков пара является целесообразным для обоснования и дополнения выдвинутого предположения.

Установлено, что неоднородная капля суспензии объемом 5 мкл с массовой концентрацией мелких графитовых включений 2 % испаряется быстрее (до 30 %), чем неоднородная капля воды такого же объема. Сделано предположение о формировании парового слоя у поверхности неоднородных каплей жидкости при их испарении в высокотемпературной (850 К) газовой среде и его негативном влиянии на времена существования каплей.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации (МД-2806.2015.8).

Литература

1. Volkov R.S., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Experimental investigation of mixtures and foreign inclusions in water droplets influence on integral characteristics of their evaporation during motion through high-temperature gas area// International Journal of Thermal Sciences. – 2015. – V. 88. – P. 193 – 200.
2. Kuznetsov G.V., Piskunov M.V., Strizhak P.A. Evaporation, boiling and explosive breakup of heterogeneous droplet in a high-temperature gas// International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2016. – V. 92. P. 360 – 369.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ
НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ**

И.Н. Валиев, Н.К. Костадинов

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большое число месторождений России в настоящее время находится в заключительной стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью продукции скважин и снижением добычи нефти. На данном этапе является целесообразным применение потокоотклоняющих технологий (ПОТ).

При принятии решения о внедрении той или иной технологии необходимо оценить ожидаемую эффективность ее использования, следовательно, необходимо привести прогноз, проект применения ПОТ.

Создание гидродинамической модели залежи включает несколько этапов, таких как сбор и анализ исходной информации и адаптация к истории разработки. Для реализации каждого этапа требуется достаточно много времени. Кроме того, время расчета модели колеблется от минут до нескольких часов в зависимости от ее сложности.

Рассмотрим применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на примере ОАО НК «Роснефть». Были применены шесть классов потокоотклоняющих технологий. Все известные физико-химические МУН в рамках анализа, были выделены в шесть классов путем группирования по принципу воздействия на пласт.

I класс включает различные осадкообразующие системы (ООС), такие как жидкое стекло (ЖС), хлор-кальций (ХК), щелочные стоки производства капролактама (ЩСПК) и др.

II класс содержит различные эмульсионные и гелеобразующие (ГОС) составы, дисперсно-осадкообразующие составы (ДООС), не содержащие ПАА.

III класс объединяет такие полимердисперсные системы, как щелочная полимер-суспензионная композиция (ЩПСК), полимерно-модифицированные системы (ПМС), концентрация основного водоизолирующего компонента невысокая (не более 0,3 %).

IV класс – сшитые полимерные составы, такие как силикат-гелевые системы (СГС), вязкоупругие поверхностно-активные составы (ВУПАС), активная целлюлозная мука (АЦМ) и др.

V класс состоит из различных термогелевых составов, создающих фильтрационные барьеры под действием пластовой температуры.

VI класс включает модернизированные сшитые полимерные системы (МСПС), модифицированные полимер-дисперсные составы (МПДС), различные вязкоупругие системы (ВУС) и др.

В 2011–2013 гг. на месторождениях ОАО НК «Роснефть» были применены все шесть классов указанных технологий.

Дополнительная добыча нефти от применения физико-химических МУН за данный период превысила 1134 тыс. т (увеличилась от 306,7 тыс. т в 2011г. до 427,9 тыс. т в 2013 г.). Фактическая удельная эффективность возросла от 0,79 тыс. т/скв. в 2011 г. до 1,01 тыс. т/скв. в 2013 г.

Эффективность МУН каждого класса за указанный период приведена в таблице 1 [2].

Таблица 1

Эффективность проведенных МУН

Класс физико-химических МУН	Дополнительная добыча нефти по региону, тыс. т		
	Западная Сибирь	Урало-Поволжье	Коми
I	152,1	–	–
II	344,6	19,7	–
III	14,0	–	–
IV	156,1	18,9	–
V	85,8	5,7	–
VI	294,1	19,3	24,1
Итого	1046,7	63,6	24,1

Из данной таблицы можно сделать вывод, что большинство обработок можно считать успешными. Данные из таблицы 1 по применимости физико-химических МУН могут быть использованы при выборе МУН для конкретного месторождения, а также для месторождений со схожими геолого-физическими характеристиками.

Для реализации потокоотклоняющих технологий на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» применяют установки Kenworth.

Установки Kenworth оснащены мощными спаренными насосами, позволяющими создавать более высокое давление и обеспечивать большую подачу на выходе по сравнению с установками ЦА–320. Они оснащены также краном-манипулятором и смесительными емкостями, что обеспечивает их автономность. Помимо многократного сокращения времени обработки скважины, установки Kenworth позволяют значительно

повысить качество приготовления рабочих растворов и проведения всех этапов работ за счет управления процессами подготовки, закачки и регистрации данных с помощью вычислительной техники. На первом этапе требовалось выявить технические возможности установок, определить их адаптацию к условиям Западной Сибири, установить межремонтный период и набор потокоотклоняющих технологий, применение которых наиболее эффективно в различных геолого-физических условиях, сопоставить технико-экономическую эффективность данных, полученных с установок Kenworth. В таблице 2 приведены результаты испытания установок Kenworth.

В общей сложности выполнена 1131 скважино-операция по 15 технологиям. Основное развитие получили шесть технологий: ОГС2, ДСК, СС1, ПГС-3, ВЭС-5, на которые пришлось 86,4 % объема закачки рабочих растворов и 78 % дополнительно добытой нефти. При этом ежегодно увеличиваются как интегральные, так и удельные показатели закачки и эффективности применения установок.

Kenworth применялись на 16 пластах компании, основной объем обработок (96 %), закачки рабочих растворов (96,5 %) и дополнительно извлеченной нефти (90,7 %) пришелся на пласты с высокими обводненностью (более 90 %) и степенью выработки (более 50 % начальных извлекаемых запасов).

Таблица 2

Результаты применения установок Kenworth [1]

Технология	Число скважино-операций	Объем закачки химического реагента, м ³	Удельный объем закачки, м ³ /сква-опер.	Дополнительная добыча нефти, т	Средняя текущая удельная эффективность, т/сква-опер.
ОГС2	331	113340	342	239227	723
ПГС-2	9	1675	186	3051	339
ПГС-3	157	27788	177	105512	672
ВЭС-3	21	2750	131	12521	596
ВЭС-4	70	11400	163	42028	600
ВЭС-5	62	12935	209	33924	547
СС1	65	15705	242	41750	642
СС2	35	8980	257	21545	616
ДСК	186	74690	402	121289	652
ПДН	98	43150	440	47444	484
ППГС	7	1250	179	8163	1166
ВЭПС-2	18	3470	193	14188	788
ВЭБС-2	1	200	200	1407	1407
ПАВУ	25	4880	195	20198	808
ВЭДС-2	46	10690	232	42941	934

Выводы

1. Установки Kenworth имеют существенные преимущества по сравнению с традиционными установками ЦА-320 при закачке больших объемов растворов химических реагентов: время проведения одной скважино-операции снижается в 2–6 раз, затраты на подготовительно-заключительные работы уменьшаются в 2–4 раза, удельная эффективность одной скважино-операции увеличивается на 25–30 %. Обеспечивается более качественное приготовление рабочих растворов.

2. Для установок Kenworth в условиях ОАО «Сургутнефтегаз» наиболее эффективны технологии ДСК, ПДН, ОГС2, ПГС-3, ВЭС-5, ППГС, ВЭПС-2, ПАВУ, ВЭДС-2.

3. Использование установок Kenworth позволяет увеличить продолжительность эффекта применения потокоотклоняющих МУН в 1,5–2 раза и соответственно уменьшить число повторных обработок и затраты на их реализацию.

4. Установки Kenworth применяются в основном на пластах или их участках с высокими текущими обводненностью (80–90 % и более) и степенью выработки запасов (не менее 50 % начальных извлекаемых запасов), характеризующихся достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (проницаемость более 0,5 мкм²) и текущей приемистостью (не менее 150 м³/сут).

Литература

1. Чирков В.Л., Кондаков А.П., Гусев С.В. Результаты испытаний Kenworth для реализации потокоотклоняющих технологий на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №8 – С. 30–33.
2. Захарян А.Г., Мусин Р.М., Цимич М. Анализ эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на объектах ОАО НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №8. – С. 58–59.
3. Сазонов Е.О., Зейгман Ю.В. Анализ чувствительности модели к неопределенностям в условиях применения потокоотклоняющих технологий. Экспресс – метод оценки эффективности технологии // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 102–105.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Т.Т. Валиев, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Энергоснабжение газовых и нефтяных месторождений осуществляется от электростанций разного вида: тепловых, гидравлических, атомных. Выдача мощности от электростанции зависит от графиков нагрузок потребителей (максимальная нагрузка, минимальная нагрузка), состояния энергоблоков и силовых трансформаторов (в работе, выведены из работы) – все выше перечисленное описывается как эксплуатационные режимы. Выходные характеристики эксплуатационных режимов – перетоки мощности через силовые трансформаторы, на основании которых производится выбор электрооборудования [4].

На рисунке 1 показан пример структурной схемы электростанции с трехобмоточными трансформаторами связи (обозначенные, как T_4 и T_5) с преимущественным распределением электроэнергии на повышенном напряжении.

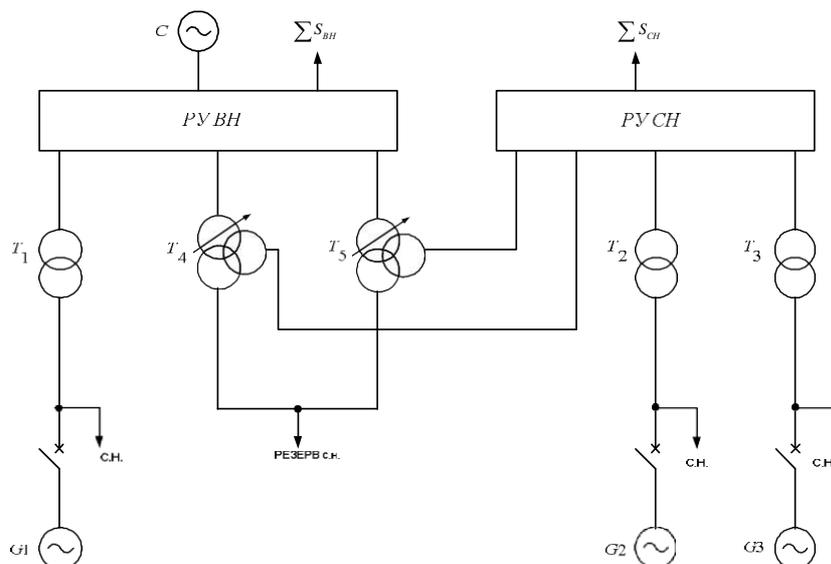


Рис.1 Структурная схема электростанции с трехобмоточными трансформаторами связи

Генераторы электростанции (G1, G2, G3) подключены через повышающие трансформаторы к распределительным устройствам высшего (РУ ВН) и среднего (РУ СН) напряжений, откуда по линиям производится передача электроэнергии на подстанции и далее к удаленным потребителям. Отсутствие потребителей вблизи таких электростанций позволяет отказаться от генераторного распределительного устройства. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами. Электроэнергия выдается на высшем и среднем напряжениях, связь между распределительными устройствами осуществляется трехобмоточными трансформаторами связи [2].

Для автоматизации расчета эксплуатационных режимов электростанции на кафедре электроэнергетических систем Энергетического института Национального исследовательского Томского политехнического университета разработана специализированная программа в системе визуального объектно-ориентированного программирования Delphi 7.

Среди преимуществ Delphi по сравнению с аналогичными продуктами наиболее значимые следующие: быстрота разработки приложения; высокая производительность разработанного приложения; низкие требования разработанного приложения к ресурсам компьютерам; наращиваемость за счет встраивания новых компонент и инструментов в среду; возможность разработки новых компонент и инструментов собственными средствами; удачная проработка иерархии объектов [1,3].

В программе имеются окна (разделы):

- общие сведения о программе (назначение, ограничения, разработчики);
- ввод данных по генераторам, установленным на электростанции;
- ввод данных по внешним потребителям (нагрузкам);
- формирование структурной схемы;
- выбор эксплуатационного режима;
- результаты расчета – протокол работы программы с последующим сохранением его в виде файла.

В качестве примеров на рис. 2 приведено окно для ввода параметров генераторов электростанции; на рис. 3 – окно формирования структурной схемы.

Окно ввода параметров генератора содержит следующие поля – характеристики номинальной активной мощности генератора, напряжения обмотки статора, коэффициента мощности ($\cos \phi$), расхода электроэнергии на собственные нужды электростанции, количества генераторов данного типа на станции). В программе предусмотрена возможность увеличения числа типов генераторов до пяти.

№ типа	Номинальная мощность, МВт	Напряжение, кВ	cosφ	Общее количество
1	220	15.75	0.85	1
2	63	10.5	0.8	2

Рис.2 Окно ввода параметров генераторов электростанции

Для формирования структурной схемы электростанции пользователю необходимо выполнить ввод количества трансформаторов связи (от 1 до 3) и блоков генератор-двухобмоточный трансформатор, подключенных к РУ СН и РУ ВН.

Рис.3 Окно формирования структурной схемы электростанции

В помощь пользователю в программе предусмотрены проверки по техническим характеристикам оборудования; величинам, характеризующим структуру электростанции и возможные эксплуатационные режимы. Так проверяются номинальные мощности генераторов, коэффициенты расхода мощности на собственные нужды (внутренние потребители); коэффициенты мощности для линий нагрузки внешних потребителей; коэффициенты одновременности максимумов нагрузок для внешних потребителей; величины напряжений распределительных устройств; количество блочных генераторов, используемых в структурной схеме; реализуемость эксплуатационного режима, заданного пользователем для конкретной структурной схемы.

В настоящее время ведется внедрение программы в учебный процесс Энергетического института Томского политехнического университета.

Литература

1. Архангельский А.Я. Программирование Delphi 7. – М.: Бинوم, 2003. – 1152 с.
2. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 575 с.
3. Сухарев М.В. Основы Delphi. Профессиональный подход. – СПб.: НиТ, 2004. – 603 с.
4. Электрификация блочно-комплектных установок нефтяной промышленности / С. И. Бак, С. П. Читипаховян. – Москва: Недра, 1989. – 183 с.

**НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЕ ЗАЖИГАНИЕ КАПЕЛЬ ЖИДКИХ КОМПОЗИЦИОННЫХ
ТОПЛИВ ПРИ ВИТАНИИ В ПОТОКЕ РАЗОГРЕТОГО ВОЗДУХА**

Т.Р. Валиуллин

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Водоугольные (ВУТ) и органоводоугольные (ОВУТ) топливные композиции на основе отходов переработки углей и нефтей, а также низкосортного энергетического сырья способны решить экологические, экономические и технологические задачи. За последние 10–15 лет в качестве перспективных ВУТ [1] рассматриваются органоводоугольные топливные (ОВУТ) суспензии, полученные на основе нефтей и продуктов их переработки, различных горючих жидкостей и углей, объемы которых ежегодно растут [2].

Создание технологий энергоэффективного и экологически чистого сжигания ВУТ и ОВУТ позволит утилизировать в промышленных масштабах многочисленные отходы, например, отработанные автомобильные турбинные, трансформаторные, компрессорные, касторовые масла, нефтяные отложения, фусы, водонефтяные эмульсии, низкосортные нефти и угли, фильтр-кеки после переработки углей, углеродный остаток после переработки автомобильных шин и другие. Объемы использования угля к 2020 году могут значительно увеличиться, и тем самым объемы отходов также существенно возрастут [3-4]. Исходя из имеющихся объемов отходов в странах таких, как Россия, Китай, США, Япония следует делать вывод, что вопросы их утилизации являются первостепенными.

Цель исследования – определение условий и интегральных характеристик зажигания жидких композиционных топлив (ОВУТ) при температурах менее 1000 К в потоке окислителя, достаточны для эффективного сжигания в теплоэнергетических установках. Выбранные низкотемпературные режимы [5-6] зажигания позволяют значительно увеличить срок эксплуатации, повысить надежность и снизить время выхода энергетического оборудования.

Одно из перспективных направлений определения интегральных характеристик процессов сжигания ОВУТ - зажигание одиночных капель в режиме витания в специализированной камере сгорания (рис.3), изготовленной из оптически прозрачного кварцевого стекла. Эксперименты проводились с использованием стенда, схема которого приведена на рис.1. Непосредственный ввод капли в камеру (и сброс) осуществлялись с помощью специализированного элемента, условная схема которого представлена на рис. 2.

Данный экспериментальный метод по определению интегральных характеристик зажигания капель ОВУТ, соответствует наиболее приближенным процессам, которые протекают в реальных теплоэнергетических установках.

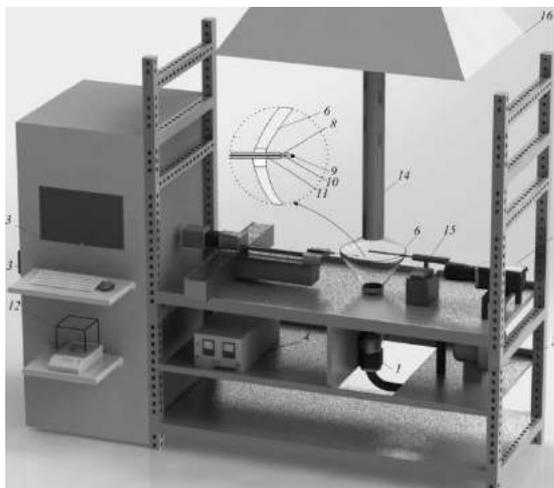
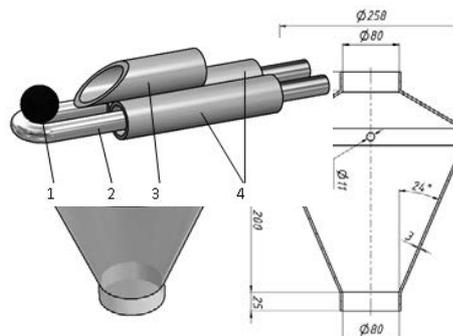


Рис.1 Схема экспериментального стенда: 1 – воздухонагреватель; 2 – нагнетатель; 3 – пульт управления; 4 – блок питания и управления координатного механизма; 5 – координатный механизм; 6 – камера сгорания; 7 – высокоскоростная видеокамера; 8 – нихромовая нить; 9 – капля топливной композиции; 10 – режущий элемент; 11 – металлические полые стержни; 12 – весы; 13 – персональный компьютер; 14 – гофрированный термоизолированный канал; 15 – цифровой измеритель температуры (в комплекте с хромель-алюмелевой термопарой); 16 – вытяжная вентиляция.

Рис.2 Схема сброса капли ОВУТ в камеру сгорания: 1 – капля ОВУТ; 2 – нихромовая нить; 3 – режущий элемент; 4 – металлические полые стержни.

Рис.3 Камера сгорания из кварцевого жаропрочного элемента; 4 – металлические полые стержни. жаропрочного стекла.

В процессе проведения экспериментов регистрировались параметры: температура (T_g) и скорость движения (V_g на входе в камеру сгорания, т.е. в ее нижней цилиндрической части) воздуха (окислителя); размер (радиус R_d) и масса (m_d) капли топливной композиции; время введения капли в камеру до сброса (τ_m); время задержки зажигания (τ_d). Для проведения экспериментов были использованы следующие составы, которые отображены в таб.1. Проведенные



экспериментальные результаты по определению времени задержки зажигания ОБУТ представлены на рис.4 и рис.5.

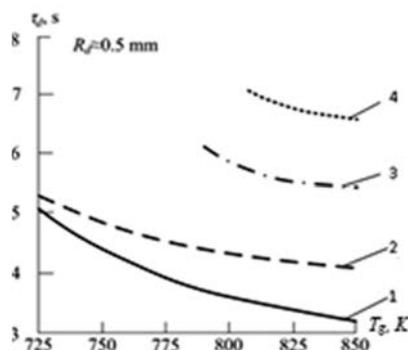


Рис.4 Зависимость времени задержки зажигания каплей ОБУТ от температуры окислителя при витании в камере сгорания

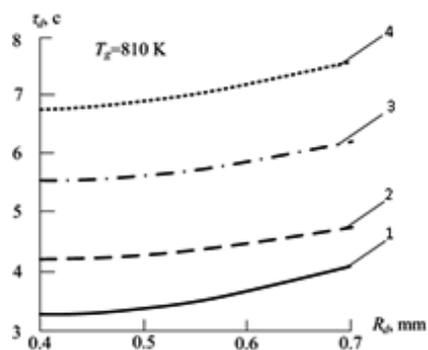


Рис.5 Зависимость времени задержки зажигания каплей ОБУТ от их размера при витании их в камере сгорания

Таблица

Исследованные составы ОБУТ

Номер состава	Относительная массовая концентрация твердых компонентов, %		Относительная массовая концентрация жидких горючих компонентов, %		Относительная массовая концентрация воды, %	Относительная массовая концентрация пластификатора, %
	Уголь "Б2"	Кек "К"	Отраб. моторное масло	Отраб. турбинное масло		
1	50	-	10	-	39.5	0.5
2	50	-	-	10	39.5	0.5
3	-	50.5	10	-	39	0.5
4	-	50.5	-	10	39	0.5

В условиях режима витания капли регистрировалось снижение времени задержки зажигания по сравнению с наиболее распространённым подходом к определению характеристик зажигания и горения, основанным на подвешивании каплей топлива на проволочках, керамических нитях и на спае малоинерционной термопаре при сопоставимых компонентных составах, начальных температурах окислителя и исходном диаметре капли [7, 8]. Установлено, что в среднем сокращение времени задержки зажигания (при сравнении этих режимов) составляло от 0.5 с до 4 с, а также диапазоны температур зажигания и горения от 700 К до 1000 К.

Предложенный подход по исследованию интегральных характеристик зажигания каплей топлива ОБУТ в режиме витания в модельной камере сгорания может быть реализован для различных составов с широким диапазоном содержания основных компонентов ОБУТ и ВУТ – жидких горючих веществ, воды и твердой горючей основы.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект 15-19-10003).

Литература

1. Горлов Е.Г. Композиционные водосодержащие топлива из углей и нефтепродуктов // Химия твердого топлива. 2004. № 6. С. 50–61.
2. Kontorovich A.E., Eder L.V. Long-term and medium-term scenarios and factors in world energy perspectives for the 21st century // Russian Geology and Geophysics. 2014. V. 55. № 5-6. P. 534–543.
3. BP Statistical Review of World Energy. 2015. <http://www.bp.com>.
4. Coal Information. International Energy Agency. 2015. <http://www.iea.org/>
5. Glushkov D.O., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Low-Temperature Ignition of Coal Particles in an Airflow // Russian Journal of Physical Chemistry B. 2015. V. 9. № 2. P. 242–249.
6. Glushkov D.O., Strizhak P.A., Vysokomornaya O.V. Numerical research of heat and mass transfer during low-temperature ignition of a coal particle // Thermal Science. 2015. V. 19. № 1. P. 285–294.
7. Kijo-Kleczkowska A. Combustion of coal-water suspensions. Fuel 2011;90(2):865–77.
8. Dmitrii O. Glushkov, Dmitrii P. Shabardin, Pavel A. Strizhak, Ksenia Yu. Vershinina. Influence of organic coal-water fuel composition on the characteristics of sustainable droplet ignition // Fuel Processing Technology. 2016. V. 143. P. 60–68.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНФРАЗВУКА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН**

А.М. Веденский, А.В. Стрекалов, А.А. Барышников, А.М. Паклинов

Научный руководитель профессор А.В. Стрекалов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время разработка нефтяных месторождений в России ведется в основном при помощи систем с поддержанием пластового давления. Однако закачка в продуктивный коллектор подрусловых пресных вод, вод из открытых водоемов, а также сточных вод нефтепромыслов приводит к заливанию поверхности фильтрации призабойной зоны скважины, кольматации вносимыми вместе с водами взвешенными частицами. Это приводит к частичному или полному снижению проницаемости призабойной зоны пласта и падению приемистости нагнетательной скважины. Помимо вышеуказанных факторов на приемистость влияет подготовка призабойной зоны скважины, вводимой после бурения или перевода из эксплуатации. Технологии повышения приемистости нагнетательных скважин и выравнивание профиля, применяемые на сегодняшний день, можно разделить на следующие группы (рис.1).



Рис.1 Технологии повышения и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин

Огромное количество разработок и исследований направлено на развитие химических методов решения задач, однако, подавляющее большинство сводится лишь к разработке различных химических составов закачиваемых композиций [2].

Физические основы, полезные главным образом для применения в качестве методов повышения нефтеотдачи, интенсификации притока и повышения приемистости нагнетательных скважин, заключаются в улучшении характеристик движения жидкой фазы, или двух фаз в поровых каналах коллектора. В теории вибрационного воздействия существует понятие некоей вибрационной силы, которая возникает в поле упругих колебаний и воздействует на подвижный единичный объем. Эта сила вызвана наличием асимметрий.

Кузнецов выделяет 4 вида асимметрий [1].

I. Силовая

- 1) Постоянная сила T .
- 2) Наклон плоскости относительно горизонта.
- 3) Различие по модулю сил сопротивления движению F .

II. Кинематическая асимметрия

Асимметрия траектории вибраций точек поверхности или закона движения вдоль этой траектории. В качестве примера приводятся гармонические колебания по прямолинейной траектории, наклоненной под некоторым углом.

III. Градиентная

Существенная зависимость от координаты x параметров, определяющих движение частицы.

IV. Волновая асимметрия

Перемещение частицы происходит в направлении распространения бегущей волны или отдельных волн импульсного характера.

Все эти виды асимметрии объясняют появление вибрационной силы. Дальнейшие исследования будут проводиться с учетом этих особенностей.

Все технологии вибрационного воздействия можно разделить на два основных направления, обусловленных точкой генерации упругих волн:

- воздействие с поверхности;
- воздействие из скважины.

В таблице представлены существующие типы излучателей колебаний по способу генерации упругих волн.

Таблица

Характеристики скважинных излучателей

Группа устройств	Способ излучения волн
Электрические	Преобразование электрической энергии (магнитострикционные, пьезоэлектрические и др.)
Гидродинамические	Гидродинамические эффекты в потоке (тороидальные, вихревые и др.)
Механические	Движущиеся элементы конструкции (совмещенные со станком качалкой)
Импульсные	Электрический разряд в жидкой среде, пиротехнические
Гидроимпульсные	Гидроудар при разрыве мембраны
Импульсно-струйные	Импульсы давления (шариковые, золотниковые, клапанные)
Кавитационные	Эффект трубки Вентури

По диапазону генерируемых волн излучения можно разделить на следующие группы:

- 1) воздействие инфразвуковым диапазоном частот;
- 2) воздействие ультразвуковым диапазоном частот;
- 3) воздействие в диапазоне, находящемся в области слышимости человеческого уха.

Ультразвуковые генераторы получили широкое применение как средство для интенсификации добычи нефти за счет очистки призабойной зоны пласта. Проанализировав все преимущества и недостатки ультразвукового воздействия, сделан вывод, что способ эффективен только для очистки призабойной зоны пласта, так как короткая длина волны не позволяет проникать энергии колебаний в пласт далее 1 метра.

- инфразвук характеризуется большими амплитудами колебаний относительно акустических волн такой же мощности;

- инфразвук распространяется в воздухе на более значительные расстояния, так как поглощение его в атмосфере минимально;

- вследствие больших длин волн инфразвук обладает явлением дифракции, он способен легко проникать в помещения и огибать преграды, которые задерживают слышимые звуки;

- инфразвук приводит к вибрации крупных объектов вследствие резонанса.

В сравнении с акустическими (ультразвуковыми) излучателями кабельный гидровибратор: имеет несравненно большую мощность воздействия на пласт; создает не просто микроколебание жидкости, а импульсное движение жидкости в системе пласт–скважина; сигнал ультразвуковых излучателей из-за частоты 20 Кгц затухает в пласте на расстоянии 1 м, а ударная инфразвуковая волна от кабельного вибратора распространяется до 600 м; акустические излучатели – низкоэффективны [3].

С целью проведения лабораторных экспериментов по воздействию колебаниями в инфразвуковом диапазоне была разработана исследовательская установка (рис. 2). Назначение – оценка влияния упругих волн различных частот инфразвукового диапазона на гидропроводность. Объект исследований – образцы керна. Прокачиваемая жидкость – вода, утяжеленные водные растворы, обладающие более низким коэффициентом сжимаемости, другие агенты.

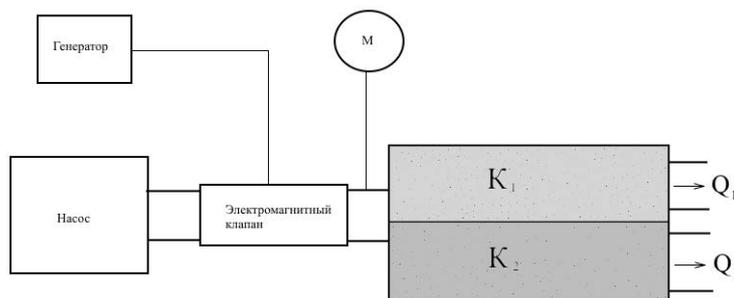


Рис.2 Блок-схема исследовательской установки

Литература

1. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж. Физические основы вибрационного и акустического воздействий на нефтегазовые пласты. – М.: Мир, 2001. – 260 с.
2. Николаевский В.Н. Механика насыщенных пористых сред. – М.: Недра, 1970. – 220 с.
3. Дыбленко В.П., Камалов Р.Н., Шарифуллин Р.Я., Туфанов И.А. Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 381 с.

**ИНТЕГРАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЖИГАНИЯ КАПЕЛЬ КОМПОЗИЦИОННОГО
ЖИДКОГО ТОПЛИВА НА ОСНОВЕ ОТХОДА ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕЙ И НЕФТЕЙ**

К.Ю. Вершинина

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Функционирование нефтеперерабатывающей, транспортной, энергетической, химической и многих других отраслей промышленности сопряжено с образованием больших объемов жидких отходов. Согласно оценкам, в мире ежегодно образуются миллионы тонн отработанных минеральных масел (дизельных, моторных, трансформаторных, турбинных и др.) [4, 5], проблема утилизации которых приобретает все большую значимость. Одной из перспективных способов утилизации отходов углеобогащения и отходов нефтяного происхождения является их сжигание в составе органоводоугольных топлив [1–3] – композиционных жидких топлив, основными компонентами которого являются вода, уголь (или отходы углепереработки) и горючая жидкость. Важно отметить, что наличие горючей жидкости в составе таких топлив может не только снизить инерционность зажигания, но и улучшить вязкостные свойства органоводоугольной топливной композиции.

Цель работы – экспериментальное определение интегральных характеристик зажигания одиночных капель органоводоугольного топлива на основе угольного отхода (фильтр-кек каменного угля) и отработанного турбинного масла в потоке разогретого окислителя.

Исследуемый топливный состав включал следующие компоненты: фильтр-кек каменного угля (влажный остаток обогащения каменного угля методом флотации) с массовой долей 94.5 %; отработанное турбинное масло с массовой долей 5 %; пластификатор «Неолас» с массовой долей 0.5 %. Взвешенные компоненты смешивались при помощи гомогенизатора MPW-324. Генерация капель осуществлялась электронным дозатором Finnpiquette Novus. При помощи программного комплекса Tema Automotive вычислялся средний радиус капли – R_d . В проведенных экспериментах значение R_d составляло 1 мм.

Для исследования процессов зажигания и горения одиночных капель органоводоугольного топлива использовался стенд, схема которого приведена на рис. 1.

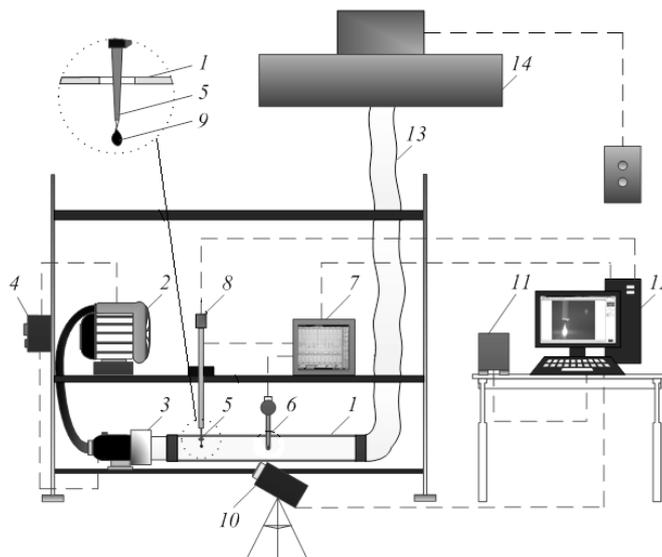


Рис.1 *Схема экспериментального стенда №1: 1 – полый стеклянный цилиндр; 2 – нагнетатель; 3 – воздушонагреватель; 4 – пульт управления; 5 – держатель (или малоинерционная термопара); 6 – термоэлектрический преобразователь; 7 – регистратор температуры; 8 – координатный механизм подачи капли; 9 – капля органоводоугольного топлива; 10 – высокоскоростная видеокамера; 11 – аналитические весы; 12 – компьютер; 13 – воздуховод; 14 – вытяжная вентиляция*

Поток разогретого воздуха внутри полого цилиндра 1 из жаропрочного материала создавался посредством нагнетателя воздуха 2 и нагревателя 3. Одно из технологических отверстий (диаметр 20 мм) в стенке цилиндра 1 служило для помещения образца в поток окислителя с помощью координатного механизма 8. В проведенных экспериментах для подвешивания капли органоводоугольного топлива применялись 3 разных держателя: малоинерционная термопара, металлическая проволочка, керамический стержень. Координатный механизм 8 помещал образец 9 в цилиндр 1 от его периферии к центру со скоростью 0.5–0.6 м/с. Регистрировались следующие параметры: температура (T_g) и скорость движения (V_g) потока воздуха; температура T_d в центре капли; начальный размер (средний условный радиус R_d) капли; время задержки зажигания (τ_d), горения (τ_b) и полного сгорания ($\tau_c = \tau_d + \tau_b$). Параметр τ_d представлял время с момента ввода капли в цилиндр 1 до выполнения условий начала горения кокса (контролировалось одновременное выполнение неравенства $T_d > T_g$ и достижения скорости изменения T_d не менее 10 К/с).

Установлено, что условия зажигания исследуемого топлива могут реализовываться при температурах существенно ниже, чем традиционно принимаемые (более 1000 К) в топочных камерах энергетических установок. На рис. 2 приведены зависимости τ_d и τ_c от температуры окислителя при использовании разных держателей. Во всех экспериментах зажигание органоводоугольного топлива происходило в строгой последовательности стадий от инертного прогрева и испарения влаги до гетерогенного горения углеродного остатка. На последовательность стадий держатели не оказывали влияние. Увеличение температуры окислителя приводило к значительному снижению как инерционности зажигания, так и времени горения топлива. По расположению кривых на рис. 2 можно заключить, что наибольшее влияние на процесс теплопереноса в системе «разогретый окислитель – капля» имеет керамический стержень (регистрировались максимальные времена задержки зажигания). Наименьшие времена задержки зажигания установлены при размещении капли органоводоугольного топлива в потоке окислителя на спае термопары. При креплении капли органоводоугольного топлива на металлической проволочке зарегистрированы максимальные времена задержки зажигания (по сравнению с экспериментом с использованием термопары). Время полного сгорания капли органоводоугольного топлива (рис. 2, б) зависит от выбора держателя в меньшей степени, чем время задержки зажигания. Данное отличие может быть связано с тем, что этап инертного прогрева образца (включающего испарение влаги, горючей жидкости, термическое разложение фильтр-кека) протекает с поглощением энергии, поэтому перенос тепла от поверхности капли органоводоугольного топлива к держателю или наоборот существенно влияет на длительность этого этапа

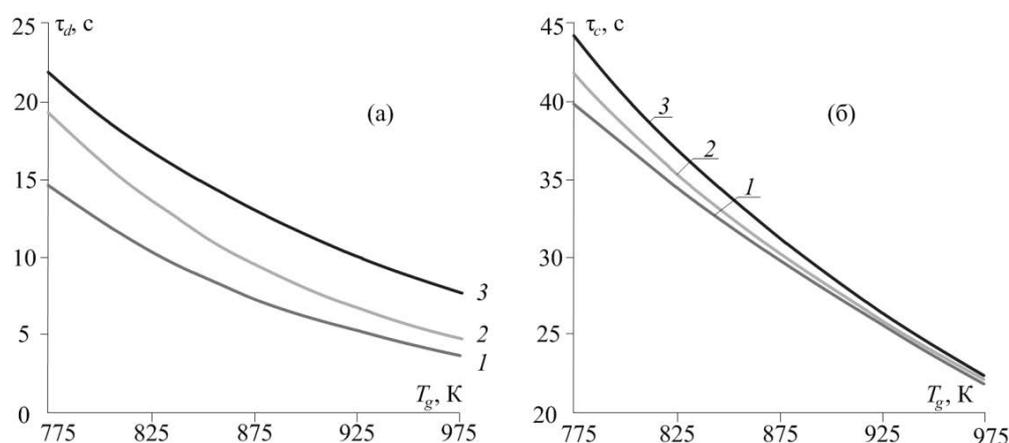


Рис.2 Времена задержки зажигания (а) и полного сгорания (б) капель органоводоугольного топлива от температуры окислителя при применении разных держателей: 1 – спай термопары; 2 – металлическая (сталь) проволочка; 3 – керамический стержень ($R_d \approx 1$ мм, $V_g \approx 3$ м/с)

При повышении характерного размера капли (радиуса R_d) зарегистрировано увеличение времени задержки зажигания (рис. 7, а) и времени ее полного сгорания (рис. 3, б). При использовании в экспериментах спае термопары и металлической проволочки для размещения капли органоводоугольного топлива в потоке окислителя зарегистрированы достаточно близкие значения времен задержки зажигания топливного образца. При подвешивании образца на керамическом стержне наблюдались большие времена задержки зажигания.

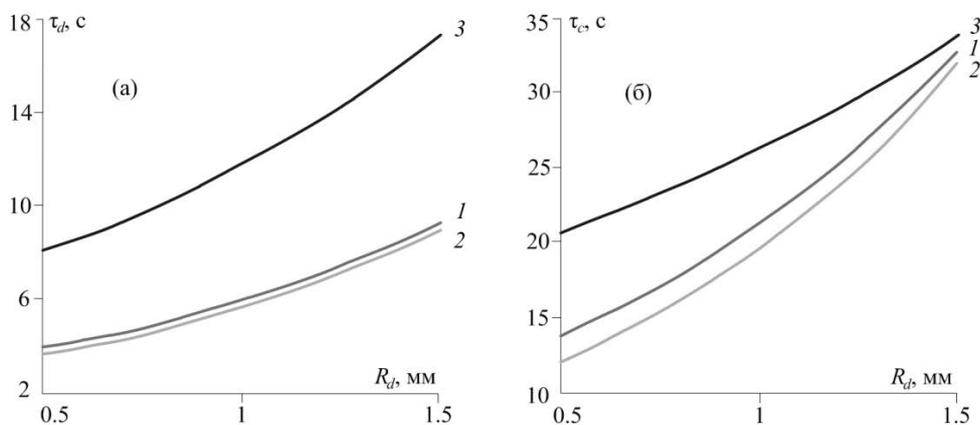


Рис.3 Времена задержки зажигания (а) и полного сгорания (б) капель органоводоугольного топлива от размера капли при применении разных держателей: 1 – спай термопары; 2 – металлическая проволочка; 3 – керамический стержень ($T_g \approx 920$ К, $V_g \approx 3$ м/с)

Из рис. 3, б видно, что с ростом размера капель времена полного сгорания топлива также увеличивались. Следует отметить, что влияние материалы держателя на τ_c уменьшалось при увеличении размера капли органоводоугольного топлива. Сток тепла к держателю составляет малую часть энергии, выделяющейся при реагировании крупной частицы топлива. Таким образом, при исследованиях воспламенения и горения стационарно закрепленной капли органоводоугольного топлива выбор держателя, используемого для размещения капли в потоке имеет значение при достаточно небольших размерах капли (радиусом менее 1.5 мм) и температурах окислителя менее 975 К.

В заключении стоит отметить, что при снижении температуры окислителя наблюдалось нелинейное увеличение времен задержки зажигания и времен полного сгорания капель органоводоугольного топлива. Понижение внешней температуры с 970 К до 770 К приводило к увеличению τ_d , в среднем, в 3.5 раза и увеличению τ_c почти в 2 раза. Размер капли также существенно влияет на характеристики зажигания – при увеличении радиуса образца с 0.5 мм до 1.5 мм наблюдался нелинейный рост τ_d (в среднем в 2.2 раза при креплении капли на спае термпары или металлической проволочке и почти в 3 раза при использовании керамического стержня) и τ_c (в 2.4 раза при подвешивании капли на спай термпары или металлическую проволочку и в 1.6 раз при использовании керамического стержня).

Исследования выполнены за счет средств гранта Российского Научного Фонда (проект № 15–19–10003).

Литература

1. Горлов Е.Г. Композиционные водосодержащие топлива из углей и нефтепродуктов//Химия твердого топлива. – 2004. – № 6. – С. 50–61.
2. Лиштван И.И., Фалюшин П.Л., Смолячкова Е.А., Коврик С.И. Топливные суспензии на основе мазута, торфа, древесных отходов и древесного угля//Химия твердого топлива. – 2009. – №1. – С. 3–7.
3. Glushkov D.O., Strizhak P.A., Vershinina K.Yu. Minimum temperatures for sustainable ignition of coal water slurry containing petrochemicals//Applied Thermal Engineering. – 2016. – V. 96. – P. 534–546.
4. International Energy Outlook with projections to 2040. – Washington: Energy Information Administration, 2013. – 234 p.
5. Kontorovich A.E., Eпов M.I., Eder L.V. Long-term and medium-term scenarios and factors in world energy perspectives for the 21st century//Russian Geology and Geophysics. – 2014. – V. 55, No. 5-6. – P. 534–543.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕН СОХРАНЕНИЯ ПОНИЖЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ В СЛЕДЕ КАПЕЛЬНОГО ПОТОКА

И.С. Войтков

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Активное развитие различных отраслей промышленности неизбежно сопровождается ростом числа пожаров и возгораний на производствах, которые зачастую приводят к самым катастрофическим последствиям. К таким производствам в первую очередь следует отнести нефтегазодобывающие, нефтегазоперерабатывающие и энергетические комплексы. Поэтому к вопросам пожарной безопасности на таких предприятиях подходят особо тщательно: ужесточаются правила и требования к персоналу, вводятся в эксплуатацию современные автоматические системы пожаротушения на базе микропроцессорных комплексов, предлагаются разнообразные методы ликвидации возгораний и подачи тушащих составов в зону пожара.

Использование распыленной воды при локализации и ликвидации возгораний на сегодняшний день является одним из самых распространенных способов пожаротушения. Разрабатываются, испытываются и вводятся в эксплуатацию системы пожаротушения на базе тонкораспыленной воды [2–4]. Однако до настоящего времени не получено достоверной экспериментальной информации о диапазонах изменения температур продуктов сгорания при воздействии на них капельным потоком, а также значениях характерных времен сохранения пониженных (относительно начальных) температур продуктов сгорания в следе последнего. В связи с этим представляет интерес экспериментальное исследование процесса изменения температуры продуктов сгорания в следе парокapельного потока.

Цель настоящей работы – экспериментальное исследование динамики изменения температуры продуктов сгорания в следе капельного потока при его движении в пламени.

При проведении исследований использовался экспериментальный стенд (рис. 1) для диагностики двухфазных газо-, парожидкостных потоков, работающий на базе панорамных оптических методов «Particle Image Velocimetry» (PIV) и «Shadow Photography» (SP). Для регистрации температур газовой среды (T_g) в следе капельного потока применялся измерительный комплекс «National Instruments» По основным элементам установка аналогична использованной в экспериментах [1].

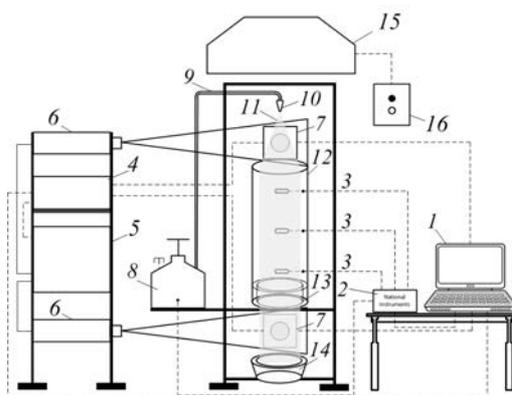


Рис.1 Схема экспериментального стенда: 1 – персональный компьютер (ПК); 2 – высокоскоростная плата аналогового ввода; 3 – термопары; 4 – синхронизатор сигналов; 5 – силовой блок лазера (генератор излучения); 6 – двойной импульсный Nd:YAG лазер; 7 – кросскорреляционная CCD видеокамера; 8 – емкость с водой; 9 – канал подачи воды; 10 – распылительная форсунка; 11 – капельный поток; 12 – цилиндр из кварцевого стекла; 13 – полый цилиндр с горючей жидкостью; 14 – уловитель капель; 15 – нагнетательная система; 16 – пульт включения/отключения нагнетательной системы

Для создания потока высокотемпературных продуктов сгорания применялись цилиндр 12 (высота – 1 м, диаметр – 0,2 м) из жаропрочного кварцевого стекла и полый цилиндр (горелка) 13 (высота – 0,1 м, внутренний и внешний диаметры – 0,15 м и 0,19 м, соответственно) [1]. В последний заливалось топливо с хорошо изученными и стабильными характеристиками – керосин (марки ТС-1).

Для генерации капельного потока распыленной воды применялась система, состоящая из баллона с водой 8 (жидкость находилась под давлением 100–300 кПа), канала подачи воды 9 и распылительной форсунки 10. Использовались три типа распылительных форсунок, генерирующих различные (по дисперсности) капельные потоки: крупный распыл – $R_d=0,08\text{--}0,35$ мм; средний распыл – $R_d=0,06\text{--}0,18$ мм; мелкий распыл – $R_d=0,04\text{--}0,12$ мм.

В качестве технических средств определения характеристик капельного потока (скоростей движения капель – U_d и их размеров (радиусов) – R_d) применялась система диагностики параметров многофазных сред на базе панорамных оптических методов «Particle Image Velocimetry» (PIV), «Shadow Photography» (SP) и др. Параметры капельного потока (U_d и R_d) контролировались в верхней и нижней частях экспериментального стенда (в интервале от форсунки 10 до верхней кромки цилиндра 12 и в интервале от горелки 13 до уловителя 14). Значения U_d и R_d выдерживались идентичными в рамках каждой экспериментальной серии.

В ходе проведения каждого эксперимента внутренняя полость цилиндра (горелки) 13 предварительно наполнялась керосином в количестве 250 мл. Инициировалось его заживание. В трех по высоте цилиндра 12 точках размещались термопары 3 (рис. 1). Осуществлялся распыл воды во внутреннюю полость цилиндра 12. Проводилась непрерывная регистрация температуры продуктов сгорания. Данные сохранялись на персональном компьютере 1, где впоследствии выполнялась их обработка и определение характерных значений перепада температур (ΔT_g), а также времен (τ) сохранения пониженных (относительно начальных) температур продуктов сгорания в следе капельного потока. Параметр τ представлял временной интервал от начала снижения температуры продуктов сгорания до момента полного восстановления ее первоначального значения. Погрешность определения значений времен τ не превышала 1 с.

На (рис.2) приведены полученные по результатам обработки экспериментальных данных времена восстановления (τ) температур в следе капельного облака. Установлено (рис.2), что определяющее влияние на интенсивность снижения температуры в следе капельного потока оказывают начальные размеры капель воды. Так, наибольшие времена восстановления температуры до исходного значения фиксировались для относительно крупного распыла ($R_d=0,08\text{--}0,35$ мм). Для двух других типов распыла можно отметить небольшие различия времен τ (в пределах 8–10 %), что, скорее всего, вызвано близкими диапазонами изменения размеров капель в потоке для данных типов распыла жидкости: $R_d=0,06\text{--}0,18$ мм – среднего и $R_d=0,04\text{--}0,12$ мм – мелкого, соответственно.

Кроме того при анализе полученных данных можно сделать заключение, что снижение температуры в следе капельного потока определяется двумя механизмами: сбиванием пламени горючей жидкости и снижением концентрации продуктов сгорания в следе капельного потока; расходом энергии пламени и продуктов сгорания на испарение капель воды. Так, на рис. 2 хорошо видно, что для всех рассмотренных типов распыла значения τ при температуре газовой среды 400–550 К практически сопоставимы и различаются не более чем на 1,5–2 с. Очевидно, что при таких температурах продуктов сгорания реализуется первый механизм снижения температуры пламени. При температурах же выше 550 К наблюдается существенная разница во временах τ , которая становится особенно заметной при достижении T_g значений 850 К (рис. 2). Такой результат обусловлен тем, что капли размерами $R_d < 0,16$ мм способны полностью испариться при прохождении расстояния 1 м в высокотемпературных продуктах сгорания [1]. Таким образом, наблюдается снижение температуры продуктов сгорания за счет затрат энергии пламени на фазовые превращения (парообразование).

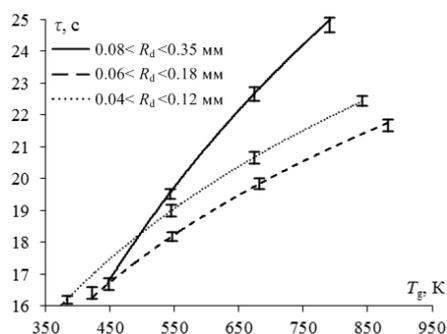


Рис.2 Зависимости времен восстановления (τ) температур в следе капельного облака до начальных значений (до впрыска воды) от начальных температур продуктов сгорания

В результате проведенных экспериментов определены диапазоны изменения температур, а также значения времен сохранения пониженных температур продуктов сгорания в следе капельного потока. Установленные значения времен τ для разных температур $T_{гр}$, а также размеров капель R_d могут быть использованы при выборе параметров работы распылителей в системах пожаротушения на основе тонкораспыленной воды [2–4]. С использованием полученных результатов можно прогнозировать условия, обеспечивающие эффективное снижение температуры продуктов сгорания.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект 14-39-00003).

Литература

1. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальное исследование эффективности распыления жидкости при тушении возгораний в помещениях // Безопасность жизнедеятельности. 2014. № 7. С. 38 – 42.
2. Корольченко Д.А., Громовой В.Ю., Ворогушин О.О. Применение тонкораспыленной воды для тушения пожаров в высотных зданиях // Пожаровзрывобезопасность. – 2011. – Т. 20. – № 9. – С. 54 – 57.
3. Саламов А.А. Современная система пожаротушения «водяной туман» высокого давления // Энергетик. – 2012. – № 3. – С. 16 – 18.
4. Сокоиков В.В., Тугов А.Н., Гришин В.В., Камышев В.Н. Автоматическое водяное пожаротушение с применением тонкораспыленной воды на электростанциях // Энергетик. – 2008. – № 6. – С. 37 – 38.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

П.В. Волков

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из важнейших параметров разработки нефтяного месторождения является проектный коэффициент извлечения нефти (КИН). Для месторождений северных территорий его значение составляет порядка 30 – 40 %. Важной проблемой на сегодняшний день является необходимость повысить значение коэффициента извлечения нефти и не допустить его снижения ниже проектного значения. Также, в связи с высоким темпом разбуривания новых кустов скважин и освоения территорий на отдаленных участках, необходимо строить кустовые насосные станции (КНС) для системы поддержания пластового давления (ППД). Для строительства таких необходимы большие экономические затраты, также при возведении данных сооружений наносится непоправимый вред окружающей среде [2].

Для вовлечения в разработку запасов нефти сосредоточенных в слабофильтруемых и застойных зонах месторождения, а, следовательно, повышения КИНа и исключения строительства КНС рассмотрим систему воздействия на продуктивный пласт на примере Приобского месторождения. Сложность эксплуатации данного месторождения заключается в том, что на его территории ведется одновременно разработка трех продуктивных пластов: AC_{10} , AC_{11} и AC_{12} (рисунок 1), которые имеют аномально низкую проницаемость 4,2 мД, 12,8 мД и 2,5 мД соответственно [1, 4].

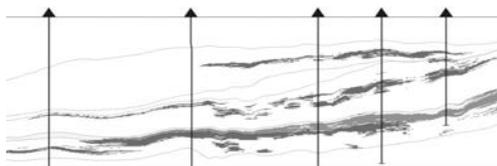


Рис.6 Продуктивные пласты Приобского месторождения [1]

Рассматриваемая система воздействия на продуктивные пласты на отдаленных участках месторождения: применение циклического заводнения и изменения направления кинематики потоков жидкости при помощи горизонтальной насосной установки (ГНУ) при одновременно-раздельной закачке.

Местом предполагаемого проведения работ выбран участок в центральной части Приобского месторождения (кусты 11А, 11Б, 11В) с преимущественным развитием одного пласта (АС₁₀). Участок включает в себя 3 нагнетательных и 2 добывающих ряда (рисунок 2).

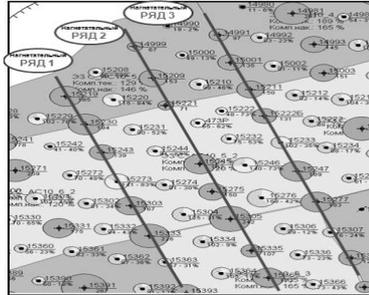


Рис.7 Участок для проведения циклического заводнения [2]

Уровень компенсации отборов закачкой 100% или более. Текущая обводненность добываемой продукции на данном участке залежи варьируется от 75% (скв. 15220) до 10% (скв. 15306) при средней текущей обводненности 36%, что свидетельствует о неравномерной выработке запасов скважинами добывающих рядов. Физическая суть метода заключается в увеличении упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения нагнетания воды, что является предпосылкой для возникновения внутри пласта перепадов давления и соответственно перетоков жидкости между участками разной приемистости (рисунок 3).

Необходимо рассчитать продолжительность периодов ограничения и работы нагнетательных скважин по методике М.Л Сургучева по следующей формуле [3]:

$$T = \frac{\mu \cdot C \cdot (f) \cdot L}{2 \cdot k_{\text{ср.взв.}}} \tag{1}$$

где: T – время полуцикла, L – длина до фронта нагнетания, μ – вязкость, $k_{\text{ср.взв.}}$ – средневзвешенная по участку проницаемость, ϕ – пористость, C – эффективная сжимаемость.



Рис.3 Возникновение перепадов давления внутри пласта [3]

При этом в полуцикл повышения давления воды из участков с большей проницаемостью внедряется в малопроницаемые, а в полуцикл снижения давления пластовый флюид из малопроницаемых зон перемещается высокопроницаемые участки коллектора. Расчет продолжительности периодов ограничения и работы нагнетательных скважин по формуле (1): Средневзвешенная проницаемость по участкам для 1,2 и 3 ряда составила 5,91; 5,88 и 6,81 мД соответственно. Вязкость нефти в пластовых условиях равна 1,4 мПа; эффективная сжимаемость нефти составляет $10,2 \text{ МПа} \cdot 10^{-4}$; пористость 18,4%; длина до фронта нагнетания равна 500 м.

$$T_{1 \text{ ряд}} = \frac{1,4 \cdot 10,2 \cdot 10^{-4} \cdot 18,4 \cdot 500^2}{2 \cdot 5,91 \cdot 10^{-3}} = 6,4 \text{ суток}; \quad T_{1 \text{ ряд}} = \frac{1,4 \cdot 10,2 \cdot 10^{-4} \cdot 18,4 \cdot 500^2}{2 \cdot 5,88 \cdot 10^{-3}} = 6,4 \text{ суток}; \quad T_{1 \text{ ряд}} = \frac{1,4 \cdot 10,2 \cdot 10^{-4} \cdot 18,4 \cdot 500^2}{2 \cdot 6,81 \cdot 10^{-3}} = 5,5 \text{ суток}.$$

Продолжительность периода ограничения и работы нагнетательных скважин составит 6 суток. Для увеличения эффективности нестационарного заводнения скважины всех трёх рядов разделим на две группы. Работать и останавливаться обе группы будут в противофазе друг другу, стимулируя, таким образом, смену направлений фильтрационных потоков. Режим работы каждой нагнетательной скважины определяется таким образом, чтобы за рабочий полуцикл объем закачиваемой в пласт воды обеспечивал необходимую компенсацию отборов на участке. Экономическая эффективность рассмотренного метода согласно [1] представлена в (таблице).

Таблица

Экономическая эффективность при 5% снижении интенсивности заводнения [1]

Год	Q _ж , м ³ (текущий)	Планируемая обводненность	Q _н , м ³	Обводненность при циклической закачке	Q _н , м ³	Дополнительная добыча, т	Дополнительная добыча за год, т
2014	1634	85	213	80.7	274	61	22265
2015	1634	93	100	88.35	166	66	24090
2016	1634	98	67	89,40 н.в.	125	58	21170

Циклическое (нестационарное) заводнение можно применить на любой стадии заводнения. Этот метод достаточно эффективен и малозатратен. Используя этот метод постоянно до конца разработки можно добиться прироста коэффициента нефтеизвлечения в размере 2–3%.

Актуальность совместного использования циклического заводнения совместно с ГНУ заключается в том, что данная система даст положительный экономический эффект, а именно: сократит объемный расход закачиваемого реагента, понизит затраты на энергообеспечение комплекса поддержания пластового давления на рассматриваемом участке, повысит КИН и нанесет малый вред окружающей среде по сравнению с вводом в эксплуатацию дополнительной кустовой насосной станции.

Литература

1. Абдулмазитов Р.Д, Багаутдинов А.К. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Том II. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 352 с.
2. Акульшин А.И., Бойко В.С. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1989. – 480 с.
3. Гиматудинова Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1983. – 454 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКИ НА ПРОЦЕСС АГРЕГАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ В МОДЕЛЬНОЙ СИСТЕМЕ

Г.А. Гесь, Ю.Р. Исмаилов, А.С. Маргерт

Научные руководители инженер А.М. Горшков, доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день при добыче и транспортировке углеводородов возникает важная проблема – выпадение асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ) из нефти, увеличивающее гидравлическое сопротивление при подъеме скважинной продукции на поверхность и оказывающее отрицательное влияние на работу насосного оборудования. АСПВ являются причиной нарушения функциональности систем сбора и подготовки нефти. Все это указывает на необходимость всестороннего исследования причин формирования АСПВ и выявления способов предотвращения их выпадения. На данный момент известны способы борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями (химические, физические, тепловые и т.д.), однако наиболее эффективным, с точки зрения предотвращения образования отложений этих высокомолекулярных компонентов, является химический метод, в частности применение диспергирующих присадок.

Цель данной работы – исследовать влияние диспергирующей присадки на процесс агрегации асфальтенов в модельной системе методом фотонной корреляционной спектроскопии.

Фотонная корреляционная спектроскопия (ФКС) – метод, использующий явление рассеяния света, и предназначенный для измерения размеров нано- и субмикронных дисперсных частиц. Метод ФКС позволяет измерять коэффициент диффузии дисперсных частиц в жидкости. Информация о коэффициенте диффузии частиц содержится во временной корреляционной функции флуктуаций интенсивности рассеянного света. Если форма частиц известна или задана, их размер может быть рассчитан с использованием соответствующей формулы. Например, для сферических частиц можно использовать формулу Стокса-Эйнштейна [2]:

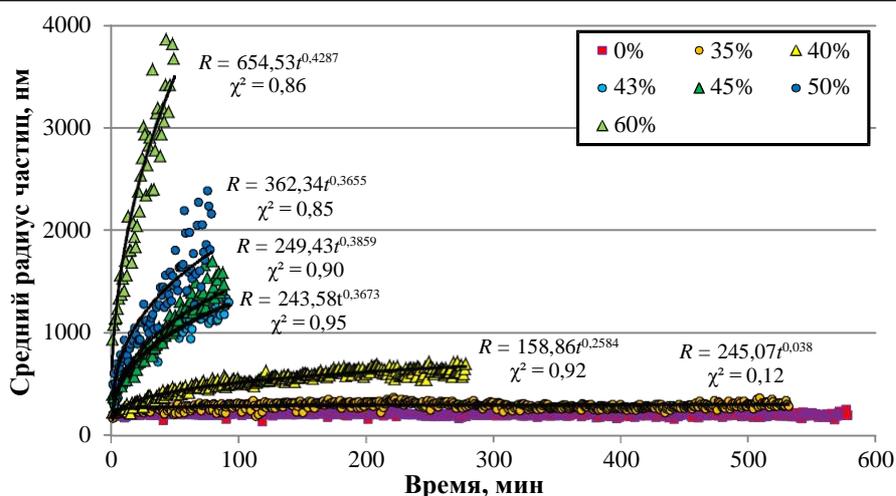
$$R = \frac{k_B \cdot T}{6 \cdot \pi \cdot \mu \cdot D}$$

где k_B – константа Больцмана, T – абсолютная температура, μ – сдвиговая вязкость среды, в которой взвешены частицы радиуса R , D – коэффициент диффузии.

Объектом исследования являлись асфальтены, выделенные из высоковязкой нефти. Процесс агрегации асфальтенов был изучен на модельной системе асфальтены–толуол–гептан. В качестве растворителя использовался толуол. Концентрация асфальтенов в толуоле составляла 0,4 г/л. Инициирование агрегации асфальтенов осуществлялось добавлением *n*-гептана разной концентрации. Пороговая концентрация *n*-гептана составляла 33 % об. смеси. В качестве диспергирующей присадки использовалась алкенилсукцинимидная присадка С-5А. Перед проведением исследований процесса агрегации все полученные растворы подвергались диспергированию в ультразвуковой ванне в течение 15 секунд для более тщательного перемешивания компонентов между собой.

Для измерения размера ассоциатов асфальтенов и изучения процесса агрегации использовалась система PhotoCor Complex. В установке использовался полупроводниковый лазер с длиной волны $\lambda = 654$ нм. Рассеяние света наблюдалось под углом 40°. Все эксперименты были проведены при температуре 27 °С. Во избежание проявления эффекта «тепловой» линзы для каждого эксперимента отдельно подбирались нейтральные фильтры, которые устанавливались на оптическом пути лазерного излучения [3]. Замеры осуществлялись до того момента пока седиментационные процессы не начинали доминировать над диффузионными.

На рисунке 1 представлены результаты исследования процесса агрегации асфальтенов при добавлении различного объема *n*-гептана. Сплошные кривые – результат обработки экспериментальных данных методом наименьших квадратов (МНК) по степенной зависимости в соответствии с режимом диффузионно-лимитированной агрегации (ДЛА) [1].



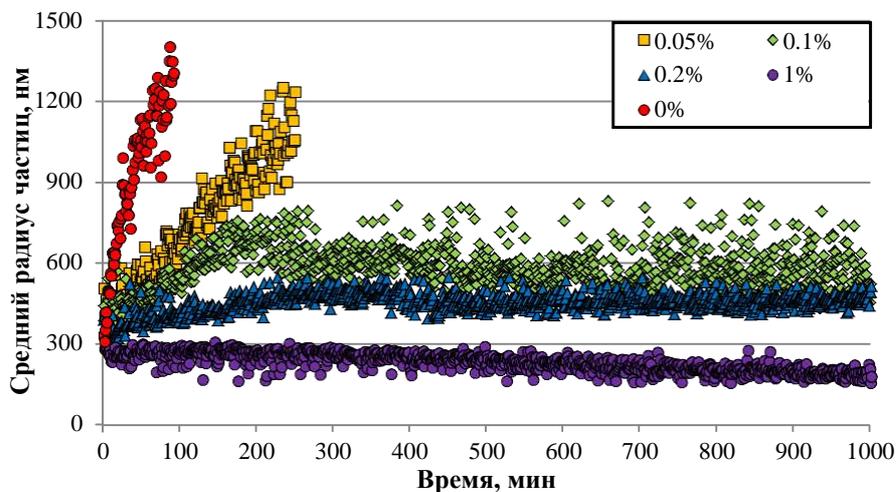
Из рис. 1 видно, что асфальтены в толуоле без добавления *n*-гептана находятся в коллоидно-диспергированном состоянии (средний радиус частиц R порядка 250 нм). Процесс агрегации асфальтенов в модельной системе в большинстве случаев удовлетворительно описывается степенной зависимостью (достоверность аппроксимации $\chi^2 \geq 0,85$), что дает возможность полагать о режиме ДЛА асфальтенов. Единственным исключением является концентрация *n*-гептана 35 %, при которой агрегация не подчиняется режиму ДЛА ($\chi^2 = 0,12$). Такое поведение, возможно, связано с тем, что данное значение концентрации *n*-гептана близко к пороговому (33 % об.) и при таком составе модельной системы количества *n*-гептана не достаточно для быстрой агрегации асфальтенов. Быструю агрегацию также осложняет крупный размер асфальтенов в исходном толуольном растворе, который затрудняет слипание частиц при каждом их столкновении в процессе агрегации.

Седиментационная устойчивость асфальтенов при агрегации оценивалась по времени начала седиментации, когда частицы асфальтенов начинали выпадать в осадок (табл. 1).

Таблица 1

Седиментационная устойчивость асфальтенов в модельной системе

Концентрация <i>n</i> -гептана, % об.	Время начала седиментации, мин
0	–
35	532
40	280
43	93
45	89
50	79
60	51



Из таблицы 1 видно, что увеличение количества добавленного *n*-гептана способствует увеличению скорости агрегации, что приводит в конечном итоге к более раннему выпадению частиц асфальтенов.

На рисунке 2 представлены результаты агрегации асфальтенов в исходном растворе и при добавлении диспергирующей присадки разной концентрации. Для выявления влияния концентрации присадки на процесс агрегации асфальтенов количество *n*-гептана составляло 43% об. для всех экспериментов.

Из рис. 2 видно, что добавление присадки приводит к уменьшению скорости агрегации, а добавление присадки С-5А в количестве более 0,1 % позволяет стабилизировать размер частиц асфальтенов в течение всего эксперимента. Агрегативную устойчивость асфальтенов при добавлении присадки оценивали по среднему радиусу частиц за время всего эксперимента (табл. 2).

Таблица 2

Устойчивость асфальтенов в модельной системе при добавлении присадки С-5А

Концентрация присадки, % об.	Время начала седиментации, мин	Средний радиус частиц, нм
0	93	агрегация
0,05	234	агрегация
0,1	–	560
0,2	–	475
1	–	230

Результаты показывают, что увеличение концентрации присадки С-5А до 0,1 % об. позволяет уменьшить скорость агрегации асфальтенов, однако не предотвращает их выпадение из модельного раствора. Дальнейшее увеличение концентрации присадки до 1 % позволяет добиться седиментационной устойчивости асфальтенов, а также приводит к уменьшению среднего радиуса частиц асфальтенов в модельной системе за время эксперимента. Данный факт подтверждает диспергирующий механизм действия присадки С-5А.

Литература

1. Yudin I.K., Nikolaenko G.L., Gorodetskii E.E., Markhashov E.L., Frot D., Briolant Y., Agayan V. A., Anisimov M.A. Universal behavior of asphaltene aggregation in hydrocarbon solution // *Petroleum Science and Technology*. – 1998. – N 3. – P. 395 – 414.
2. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах: На правах рукописи. Дис. на соискание ученой степени канд. тех.наук. – Москва, 2001. – 109 с.
3. Горшков А.М. Влияние эффекта «тепловой» линзы на достоверность результатов определения размеров агрегатов асфальтенов в модельной системе // *Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых / Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Институт природных ресурсов*. – 2013. – Т.1. – С. 715 – 718.

АНАЛИЗ АКУСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ ПЛАСТА

Ф.Н. Глушаненко, С.И. Силкин, В.В. Куприянов.

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидродинамические исследования скважин помогут найти фильтрационно-ёмкостные свойства пласта непосредственно в условиях, соответствующим рабочим условиям его разработки.

По данным гидродинамических исследований определяется состояние призабойной зоны скважины (скин-фактор) и создаётся модель пластовой фильтрационной системы. Исследования скважин на установившихся режимах фильтрации методом установившихся отборов обычно применяются на фонтанирующих объектах. Суть метода состоит в последовательном циклическом и неоднократном изменении забойного давления в исследовательской скважине и получении стабильного дебита при установившемся давлении. На каждом вновь установившемся режиме значения дебита и забойного давления фиксируются, и на основе этих данных строятся индикаторные диаграммы. Данными методами можно определить не только коэффициент продуктивности скважины, но и определить различные свойства жидкости, газа и горных пород, оценить проявления нелинейной фильтрации, неньютоновских свойств жидкости и деформации коллектора. Возможны исследования методом установившихся отборов и на добывающих скважинах, оснащённых глубинными насосами и работающими с постоянными дебитами и забойными давлениями. Изменение режима работы скважины производится путём штучирования выкидной линии, либо изменением числа качаний станка-качалки, длины хода штока, либо посредством частотного преобразователя. На каждом режиме измеряется дебит и забойное давление. Осуществить спуск глубинного прибора для замера давления непосредственно на забое механизированной добывающей скважины без проведения ремонта не представляется возможным, поэтому забойное давление определяют расчётным путём по известному (замеренному) динамическому уровню. Методы изучения скважин, которые основываются на теории неустановившейся фильтрации жидкости в пласте, не имеют таких недостатков и помогают находить параметры пласта без нахождения радиуса скважины, контура питания и коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений [1].

Методом прослеживания за уровнем жидкости в стволе скважины можно также оценить связь между скважинами, дренирующими один коллектор. Метод исследования пластов по взаимодействию скважин называется гидропрослушиванием. Данный метод позволяет оценить гидродинамическую связь между скважинами по пласту, выявить непроницаемые границы, определить средние значения гидропроводности и пьезопроводности пласта между исследуемыми скважинами и оценить степень участия матрицы трещиновато-пористого коллектора в разработке. Гидропрослушивание входит в комплекс методов изучения геолого-географических характеристик нефтегазовых месторождений согласно РД 153-39.0-109-01.[3]

Осуществлять контроль за пластовыми и забойными давлениями механизированных добывающих скважин возможно методами, основанными на прослеживании за динамическим и статическим уровнями столба жидкости и последующем расчёте давления в скважине. Давление рассчитывается при известной плотности ρ и высоте столба жидкости H по формуле:

$$P = \frac{\rho \times H}{102}, [\text{МПа}], \quad (1)$$

где ρ – плотность жидкости,

H – высота столба жидкости.

В данном виде формула применима для расчёта давления в скважине, заполненной однофазным флюидом (например, водой) и не отражает полную схему расчёта забойного давления в механизированной скважине, в стволе которой флюид находится в трёхфазном состоянии (нефть, газ, вода) в различных сочетаниях.

Модели и схемы расчёта давления на забое насосной скважины представлены ниже. Высоту столба жидкости определяют как разность между отметкой, например, кровли пласта, и расстоянием от устья скважины до уровня жидкости в ней. Коэффициент продуктивности определяется по кривой восстановления уровня. Расстояние до уровня жидкости в скважине находят при звукометрических изучениях волнометрированием или эхометрированием. Они различаются техникой создания акустической волны. Однако в обоих случаях определяется время за которое акустическая волна пройдет от устья до уровня жидкости в скважине.

Произведение скорости распространения акустической волны в газовой среде на время прохождения равно расстоянию до уровня жидкости. Используемые в нефтепромысловой практике уровнемеры получают измерение времени прохождения звуковой волны до уровня жидкости в скважине с довольно значительной точностью. Скорость звука в газе меняется в обширных границах в зависимости от состава газа и его термодинамических параметров, и неточное знание её может привести к значительным погрешностям в определении расстояния до уровня жидкости и, следовательно, давления в скважине [4].

Большинство исследователей исходят из представления о зависимости скорости звука от давления и используют это при проведении практических измерений. В действительности скорость распространения звуковой волны зависит от показателя адиабаты, температуры, плотности и состава газа, которые в свою очередь могут меняться в зависимости от давления газа в межтрубном пространстве скважины. Скорость акустических волн в реальных газах при нормальных условиях, может быть рассчитана по формуле, подходящей к идеальным газам:

$$V_{\text{зв}} = 100 \cdot \frac{\sqrt{9.8 \cdot \gamma \cdot R \cdot T}}{M}, \text{ м/с} \quad (2)$$

где γ – адиабатный показатель;

R – газовая постоянная;

T – температура;

M – молекулярная масса газа.

Пользуясь данным уравнением, возможно узнать скорость звука для некоторых газов и для смеси (попутный газ). При трубном методе получения скорости звука к волномеру также присоединяют трубу или шланг высокого давления с запорным устройством и заменяют воздух затрубным газом. Длина трубы измеряется с большой точностью. Сразу же после создания звукового импульса подключается регистратор и производится запись установившейся звуковой волны. Далее, определив время одного колебания, подсчитывают скорость звука по формуле:

$$V_{\text{зв}} = 100 \cdot \frac{\lambda}{t} = \frac{2 \cdot \ell}{t}, \quad (3)$$

где λ – показатель адиабаты;

ℓ – длина трубы;

t – период колебания волны.

При использовании метода реперов межтрубное пространство скважины снабжать особыми отражателями – реперами, глубина установки которых заранее определена с большой точностью. Скорость звука определяется по формуле :

$$V_{\text{зв}} = \frac{2 \cdot H_{\text{реп}}}{t}, \quad (4)$$

где H – глубина на которую установлен репер;

t – время прохождения сигнала до репера.

При выборе метода определения скорости импульса давления в межтрубном пространстве скважин необходимо точное знание компонентного состава газа, а также его температуры и давления в конкретной скважине. В области низких давлений скорость звука в газе межтрубного пространства практически не зависит от давления. Скорость звука в газе при равных условиях зависит от температуры. Поэтому при употреблении трубного и других поверхностных методов необходимо устанавливать теплоизоляцию. Таким образом, для роста точности звукометрических исследований необходимо использовать исследовательские комплексы,

позволяющие определять скорость звука в каждой скважине с соблюдением условий, характерных именно для этой скважины [7].

Существующая теория газовых акустических резонаторов позволила создать портативное устройство «Резонанс», позволяющее проводить прямые высокоточные замеры скорости звука в газе затрубного пространства добывающей скважины. При проведении сложных нетрадиционных гидродинамических исследований методом волнометрирования с научными целями необходимо использовать наиболее точный способ определения скорости импульса давления - моделирование. Отличие этого метода от других методов определения скорости звука в затрубном пространстве заключается в возможности решать поставленные задачи в более широком диапазоне. К тому же метод моделирования применим для скважин с любым способом эксплуатации, в то время как реперный метод (без усложнения конструкции репера) может применяться только на скважинах, оснащённых штанговыми насосами, а трубный метод является довольно трудоёмким и дорогостоящим при значительном фонде добывающих скважин.

Литература

1. Бочаров Р.В. Исследование скважин на нестационарных режимах в системе пласт – скважина: Дис. канд. техн. наук. – М., 2004. – 128 с.
2. Временное руководство по гидродинамическим исследованиям насосных скважин. – Сургут, 1995.
3. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-109-01). – М., 2002.
4. Лысенко В.Д., Миллионщиков Н.В. Исследование малопродуктивных скважин по методу восстановления уровня жидкости. – М: ОАО «РИТЭК», 2003.
5. Свалов А., Дияшев И. Исследования малодобитных скважин в России. Сравнение четырёх методов исследований, применяемых в России / Нефтегазовое обозрение. – 2002. – № 9. – С. 18–19.
6. Шешуков А.И., Фёдоров В.Н., Мешков В.М. Влияние ствола скважины на достоверность гидродинамических исследований // Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2001. – № 5. – С. 64 – 67.
7. Шагиев Р.Г. Исследования скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ПОДЗЕМНЫМИ ЯДЕРНЫМИ ВЗРЫВАМИ НА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.В. Гоголев, А. В. Казаку

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию, расположено на территории Мирнинского улуса (района), республики Саха (Якутии), приурочено к Среднеботуобинской и Курунградской структурам на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Оно открыто в 1970г. Залежи выявлены на глубине 1427–1950 м – залежи осинского и ботуобинского горизонтов. Осинский горизонт представлен низкоемким карбонатным трещиноватым коллектором [1].

Целью данной работы является анализ эффективности и целесообразности интенсификации притока жидкости к скважинам подземными мирными ядерными взрывами (МПЯВ) на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Задачи исследования:

1. изучить общие сведения о применении ядерно-взрывной технологии для увеличения притока нефти и газа из малодобитных залежей;
2. проанализировать результаты проведения подземных ядерных взрывов;
3. определить причины нецелесообразности использования МПЯВ для интенсификации притока;
4. предложить геолого-технические мероприятия для ввода в эксплуатацию осинского горизонта.

В 70-80-е годы прошлого столетия отсутствовал опыт изучения продуктивности низкоемких карбонатных трещиноватых коллекторов в Восточной Сибири и Якутии. Кроме того, негативный вклад внесло недостаточное материально-техническое снабжение МинГео СССР в те годы. Все это послужило поводом для проведения мощного термобарического воздействия (эксперименты «Нева», «Вятка» и др.) [2].

В 60-е и 70-е годы в СССР и США был разработан ряд предложений по использованию ядерно-взрывной технологии (ЯВТ) в различных промышленных назначениях, одним из которых являлось использование ЯВТ для увеличения притоков нефти и газа из малодобитных залежей. Вследствие того, что залежи природных углеводородов располагаются на глубине свыше 1000 м, для данного направления ЯВТ характерно использование камуфлетных взрывов, при которых не происходит прорыва, образующейся при взрыве полости в атмосферу, что необходимо для полного удержания радиоактивных продуктов в центральной зоне взрыва (ЦЗВ) [1].

Процесс подземного ядерного взрыва подразделяют на четыре фазы:

1. выделение огромного количества энергии;
2. расширение полости взрыва (образование макро- и микротрещин);
3. обрушение горных пород выше полости взрыва;

4. вторичные процессы трещинообразования в окружающих горных породах [3].

В 1976-87 гг. были проведены подземные ядерные взрывы – на глубинах свыше 1500 м для увеличения притоков газа и нефти из осинского горизонта и один взрыв на глубине 815,3 м для создания емкости – хранилища в соляных отложениях.

В результате применения мощного термобарического воздействия в соседних скважинах были получены притоки нефти и газа. В таблице 1 приведено сопоставление результатов испытания по характерным скважинам, задействованным в данных экспериментах, до и после их проведения [2].

В четырех случаях на этих скважинах проводилась опытно-промышленная эксплуатация (ОПЭ).

Анализ результатов проведения термобарического воздействия выявил две основные причины нецелесообразности использования МПЯВ для интенсификации притока:

снижение продуктивности в ходе опытно-промышленной эксплуатации в связи с временным характером трещин, образованных в результате термобарического воздействия, а также с образованием кольца избытка плотности горных пород вокруг скважины.

экологический аспект нецелесообразности проведения подземных мирных ядерных взрывов, связанный с возникновением сложностей при вводе осинского горизонта в промышленную эксплуатацию и с появлением вероятности попадания радионуклидов в ботуобинский продуктивный горизонт посредством миграции пластовой воды по дизъюнктивным нарушениям и по стволам пробуренных скважин.

В настоящий момент добыча углеводородного сырья производится из ботуобинского горизонта. Для ввода осинского горизонта в эксплуатацию необходимо провести следующие геолого-технические мероприятия:

1. дополнительное изучение коллекторских свойств осинского горизонта на предмет ориентации и расположения трещин в карбонатных породах;
2. использование высококонцентрированного эмульсионного бурового раствора при вскрытии и освоении;
3. использование горизонтальных участков скважин в продуктивных горизонтах;
4. применение гидроразрыва пласта с последующей фиксацией трещин;
5. испытание с применением большеобъемных солянокислотных обработок.

Литература

1. Конторович А.А. Создание трехмерных геологической и гидродинамической моделей Среднеботуобинского месторождения и анализ достигаемых КИН. ИГНГ СО РАН, ЗАО «Красноярскгеофизика», г. Новосибирск, г. Красноярск, 2006.
2. Петров М.М. Обобщение и анализ промысловых данных и рекомендации для поисков скоплений углеводородов в осинском горизонте Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазовое дело. – 2010.
3. Туги Э.Р., Поплюйко А.Г., Воронин В.М. Прогноз вероятности возникновения негативных последствий, связанных с перетоком нефти, газа и пластовых вод на месторождениях углеводородного сырья Республики Саха Якутия. НПП «ЛЭРТ-ЭКОС», г. Якутск, 1994.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ УСЛОВИЙ ОТВОДА ЭНЕРГИИ ОТ ТЕПЛОАГРУЖЕННЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОНСТРУКЦИЙ

В.М. Гумеров, А.О. Опарин, М.В. Пискунов, Д.В. Ушмаев

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

После аварии на АЭС Фукусима–1, в результате которой температура топливных элементов в активной зоне возросла до 1200–1400 К [1], проблема, связанная с необходимостью обеспечения быстрого охлаждения ограждающих конструкций реакторов АЭС, а также поверхностей технологического оборудования, функционирующего при высоких температурах, является достаточно актуальной.

Цель настоящей работы – исследование и сравнение процессов испарения капель воды, содержащих крупные включения, изготовленные из углеродистой стали марки AISI 1080, нержавеющей стали марки AISI 316L и никеля (чистый металл), при нагреве в высокотемпературной (до 900 К) газовой среде.

Экспериментальный стенд и методы исследований

Данное исследование выполнено с применением лабораторного стенда, внешний вид которого представлен на рис. 1. По основным элементам этот стенд аналогичен примененному в экспериментах [2]. Кроме того, методика проведения экспериментов по основным этапам также являлась аналогичной примененной в [2].

Необходимо отметить, что стали наиболее часто применяются при возведении ограждающих конструкций технологического оборудования во многих отраслях промышленности, в том числе и в нефтегазодобывающей.

Использовались высокоскоростная видеокамера 1 «Phantom V411» и программное обеспечение «Phantom Camera Control», позволяющее проводить обработку отснятого видеоматериала. За счет совместной работы нагнетательной системы и вытяжной вентиляции, образующими систему воздушного потока 10, скорость движения потока продуктов сгорания поддерживалась на уровне 1,5–2 м/с. При такой скорости движения потока газов u_g сохранялась целостность неоднородной капли жидкости. Кроме того, при такой скорости газов обеспечивалась необходимая высота пламени, соответствующая длине металлического цилиндра 12. В качестве

горючей жидкости использовался технический спирт. Он заливался в горелку 11, представляющую собой низкий металлический цилиндр диаметром 0,12 м с дном. Как и в исследовании [2], капля воды 17, содержащая металлическое включение 16, закреплялась на керамическом стержне 15. Условия полного обволакивания металлического включения 16 каплей воды 17 и стабилизации начальной температуры включения 16 являлись обязательными и выполнялись перед каждым экспериментом. Включения взвешивались с применением аналитических весов 13 (погрешность измерения 0.001 г). Масса капель воды, опускаемых на включения, варьировалась в диапазоне от 5 до 15 мг. Измерение и регистрация температуры газовой среды T_g проводились установленной с области взаимодействия неоднородных капель жидкости и продуктов сгорания хромель-алюмелевой термопарой 3.

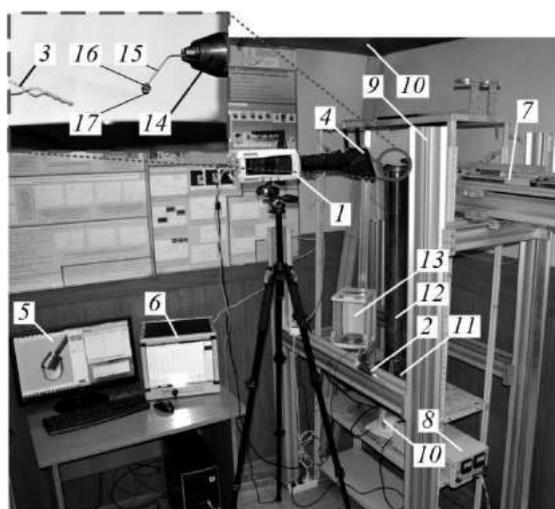


Рис.1. Внешний вид экспериментального стенда: 1 – высокоскоростная видеокамера, 2 – дозатор, 3 – термопара, 4 – прожектор, 5 – персональный компьютер (ПК), 6 – регистратор температуры, 7 – передвижной координатный механизм, 8 – блок питания передвижного механизма, 9 – алюминиевая стойка, 10 – система обеспечения воздушного потока, 11 – горелка, 12 – металлический цилиндр, 13 – аналитические весы, 14 – устройство для крепления керамического стержня, 15 – керамический стержень, 16 – металлическое включение, 17 – капля воды

Эксперименты проводились в несколько этапов:

1. Неоднородная капля жидкости подавалась в область взаимодействия с продуктами сгорания с помощью передвижного механизма 7.

2. Проводилась видеозапись появившейся в кадре неоднородной капли жидкости, и фиксировалось начальное время ее испарения τ_{i0} . Металлическое включение после испарения воды выводилось из газовой среды.

3. Металлическая частица охлаждалась, и затем на нее опускалась новая капля воды. Далее, шаги (1) и (2) повторялись.

После 5–7 опытов горючее прогорало. При этом, температура газовой среды T_g увеличивалась с ~ 300 К до ~ 900 К. Между сериями экспериментов анализировались по записанному видео материалу времена существования неоднородных капель воды τ_h в высокотемпературной газовой среде, а также определялись соответствующие им диапазоны изменения температуры газовой среды T_g .

Систематические погрешности определения времен существования неоднородных капель воды составляли менее 10^{-3} с. Систематические погрешности средств измерения размеров включения – 0,05 мм. Случайные погрешности определения температуры газовой среды и времен существования капель составили 9 %.

На рис. 2 представлены экспериментальные значения времен существования капель воды, содержащих одиночные включения из разных металлов размером 1 мм, при температуре газовой среды 350 К. Кроме того, проведены аналогичные эксперименты при 600 и 850 К.

Поскольку выявить какую-либо однозначную закономерность изменения времен существования при увеличении объема воды и температуры газовой среды достаточно сложно, оценены времена прогрева слоя воды и металлического включения. Кроме того, выполнено оценочное соотношение энергий фазового превращения (парообразования), а также поглощаемых водой и металлическим включением. Также установлено, что при нагреве неоднородной капли жидкости может быть реализовано два режима теплообмена в рассматриваемой системе «включение – пленка воды». С применением тепловизионной съемки подтверждено существование одного из режимов теплообмена.

В качестве практического развития физических аспектов выполненного исследования предлагается создавать на наружных поверхностях ограждающих конструкций теплообменные слои на основе теплоемкой и высокотеплопроводной суспензии, состоящей из воды и специализированных включений.

Результаты проведенного исследования расширяют экспериментальную базу по вопросам, связанным с условиями и характеристиками реализации интенсивных эндотермических фазовых превращений.

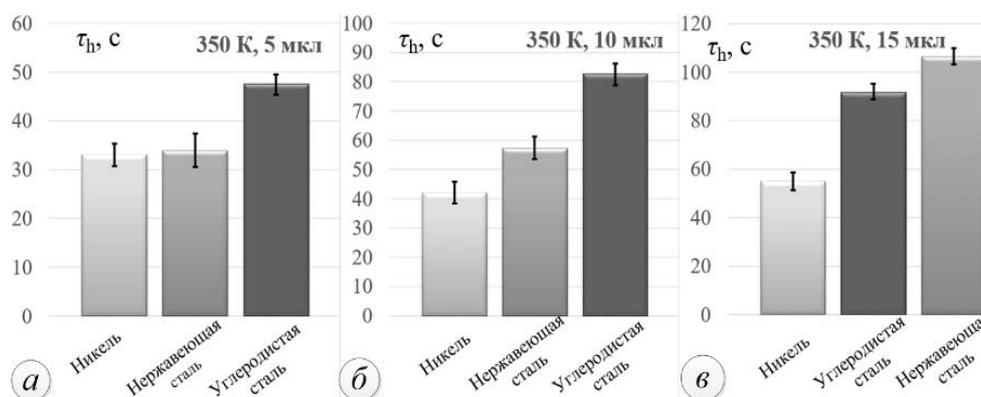


Рис.2 Времена существования капель воды (объемом 5 мкл (а), 10 мкл (б) и 15 мкл (в)), содержащих металлические включения (размером 1 мм), при температуре газовой среды 350 К

Заключение

Полученные результаты показали, что при нагреве капля воды с металлическими включениями в высокотемпературной среде выполнялся сложный комплекс фазовых превращений. Установлено, что доминирующим механизмом фазовых превращений являлось испарение с внешней поверхности капель. При обсуждении результатов экспериментов выдвинуто несколько предположений о сложном характере распределения времен существования неоднородных капель жидкости в высокотемпературной газовой среде.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации (МД-2806.2015.8).

Литература

1. Green, W.J., Lawther, K.R. A study of the sensitivity of LOCA heat transfer analysis for a water-cooled reactor system//Nuclear Engineering and Design. – 1978. – V. 47. P.87–99.
2. Kuznetsov G.V., Piskunov M.V., Strizhak P.A. Evaporation, boiling and explosive breakup of heterogeneous droplet in a high-temperature gas//International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2016. – V. 92. – P.360–369.

НАКОПЛЕНИЕ РЕТРОГРАДНОГО КОНДЕНСАТА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ

Дао Тхань Чьюнг

Научный руководитель профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По истечению некоторого времени эксплуатации наблюдалось изменение продуктивности скважин во всех газоконденсатных месторождениях в мире. Это изменение непосредственно связано с различными процессами, факторами, вызывающими ухудшение фильтрационно-ёмкостных свойств пласта, такими как: загрязнение призабойной зоны скважины, разрушение стенок ствола скважин, конденсатное накопление. Основным направлением этой работы является оценка проблемы конденсатной закупорки и предложение решения по увеличению производительности скважин в этих газоконденсатных скважинах. Конденсатное накопление негативно сказывается на больших природных газоконденсатных резервуарах в мире. Например, Штокмановское месторождение, месторождение Арун в Индонезии и Северное месторождение в Катаре. Насыщение конденсатной жидкостью может создаваться в скважине из-за перепада давления ниже давления точки росы, в конечном счете, ограничивая поток газа. Прискважинное накопление может уменьшить производительность скважины по двум или трём факторам. Это явление, называемое блокированием конденсата, является результатом комбинации факторов, включающих: фазовое свойство жидкости, характеристики потока и давление в пласте и в стволе скважины. Если этим факторам не уделять внимание на начальной стадии разработки, рано или поздно произойдет снижение производительности.

Газоконденсат является однофазной газовой системой при исходных пластовых условиях. Он состоит преимущественно из углеводородов, а также может содержать CO₂, H₂S. При разработке температура пласта обычно не меняется, но уменьшается давление. При определенных значениях температуры и давления произойдет конденсация жидкой фазы из пластового газа. Эта жидкость называется ретроградным конденсатом. Наибольший перепад давления происходит вблизи призабойной зоны эксплуатационных скважин. Непрерывное уменьшение давления увеличивает объем жидкой фазы до максимальной величины, а потом уменьшается. Такое поведение может быть отображено на диаграмме давление–температура (рис. 1).

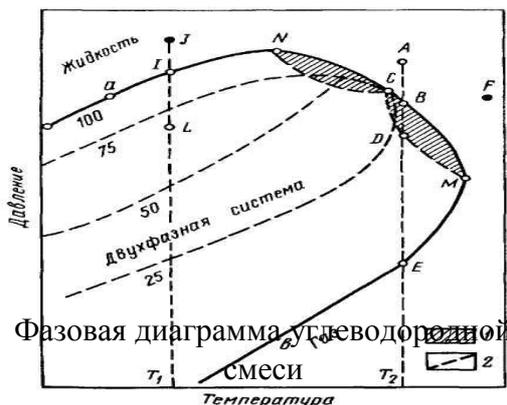


Рис.1 Фазовая диаграмма углеводородной смеси

Когда первые конденсатные капли формируются в газовом коллекторе, они неподвижны за счет капиллярных сил, действующей на флюид. После краткого периода времени, накапливается достаточное количество жидкости, газ и жидкость начинают конкурировать за путь к скважине. Продуктивность скважины ухудшается в основном из-за увеличения насыщенности жидкой фазой пористой среды, приводящей к уменьшению проницаемости по газу. Потери производительности были зарегистрированы для скважин на некоторых из крупнейших газоконденсатных месторождениях. Резервуар Арун (Индонезия) имеет запас 16,8 триллионов кубических футов сухого газа и 840 миллионов баррелей конденсата. Конечный коэффициент извлечения, как ожидается, будет 94 % от исходного газа и 87 % от исходного конденсата, тем не менее, после 10 лет разработки была значительная потеря производительности, что объясняется накоплением ретроградного конденсата вблизи ствола скважины [1]. В Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении наблюдалось снижение продуктивности скважин, непропорционально понижению пластового давления (рис. 2) [2].

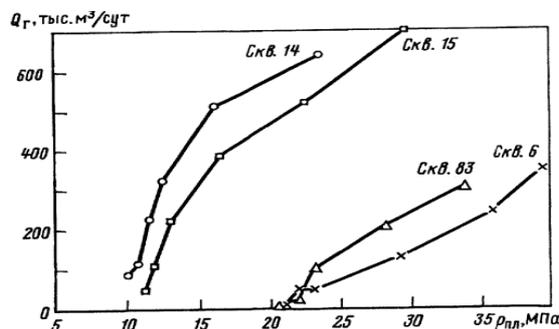


Рис.2 Изменение дебита газа по скважинам Западно-Солесского НГКМ при уменьшении пластового давления

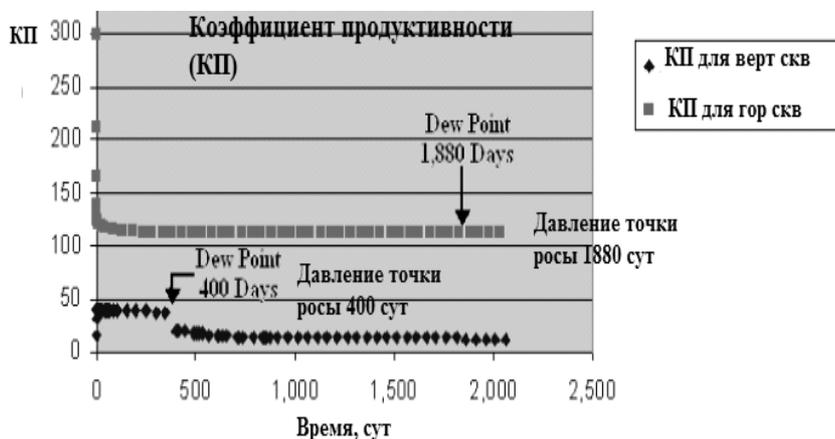


Рис.3 Сравнение коэффициента продуктивности

Было предложено несколько методов для смягчения эффектов накопления ретроградного конденсата. Они могут быть сгруппированы в три различных подхода. Первый подход заключается в сохранении пластового давления выше давления точки росы методом закачки газа (природный газ, углекислый газ, чистый метан, азот). Второй метод состоит в мобилизации конденсата вблизи ствола скважины, с тем чтобы он истекал к скважине с газом. Для реализации такого метода могут быть использованы изменение смачиваемости или уменьшение межфазного натяжения. Последний подход приводит к уменьшению снижения давления, что увеличивает время достижения давления начала конденсации при гидравлическом разрыве пласта или бурении горизонтальных скважин.

В Северном месторождении (Катар) применяется метод горизонтальных скважин для снижения накопления конденсата. Коэффициент продуктивности и время достижения давления начала конденсации представлены на рис. 3 [3].

Заключение. Несколько методов были предложены для смягчения последствий накопления конденсата, многие из них имеют свои недостатки, когда применяются на практике. Например: закачка газа показывает лучшие результаты по сравнению с другими, однако требуется большое количество природного газа. Гидравлический разрыв пласта и горизонтальные скважины не экономичны и могут только отодвинуть время достижения давления точки росы, но не могут полностью предотвратить накопление. Таким образом, накопление ретроградного конденсата в пласте очень серьезно влияет на продуктивность скважин. Изучение характеристик коллектора, свойств пластового флюида очень важно для выбора оптимальных методов борьбы с накоплением конденсата.

Литература

1. LiFan, Billy W. Harris, Alexander Shandrygin. Understanding Gas-Condensate Reservoirs. // Melbourne, Australia – 2006. – С. 14.
2. Разработка месторождений природных газов / Р.М Тер-Сакисов // М.: ОАО "Издательство "Недра". – 1999. – С. 257.
3. Pathak P., Fidra Y., Avida H., Kahar Z., and Agnew Mark. The Arun Gas Field in Indonesia: Resource Management of a Mature Field. – 2004. – С. 57.

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПОСЛЕДСТВИЙ СТОЛКНОВЕНИЯ КАПЕЛЬ ВОДЫ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ВОДЯНЫХ ЗАВЕС НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

М.А. Дмитриенко

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Самым взрыво- и пожароопасным направлением народного хозяйства считается нефтеперерабатывающая промышленность, объектам которой являются резервуарные парки, железнодорожные сливные и наливные эстакады, насосные системы, обеспечивающие транспортировку нефти и нефтепродуктов. Аварийные ситуации, возникающие на различных стадиях жизненного цикла оборудования, являются причиной значительного материального ущерба в зоне пожара, наносят ущерб окружающей природной среде, а также могут угрожать здоровью и жизни людей.

Одним из наиболее опасных факторов пожара является тепловое излучение [1]. Действие теплового излучения проявляется в воспламенении окружающих горючих материалов и возникновении новых очагов пламени, что, в свою очередь, способствует быстрому распространению зоны пожара.

Среди имеющихся средств защиты систем автоматического водяного пожаротушения от теплового излучения следует особо выделить водяные завесы (распыленные водяные струи), использование которых позволяет ослабить лучистый тепловой поток [2–4]. Одной из проблем применения водяной завесы является нарушение ее целостности под влиянием таких факторов как столкновение капель в процессе их падения, испарение капель под воздействием теплового излучения. В результате теоретических [5, 6] и экспериментальных [7, 8] исследований установлены минимальные размеры, количество капель тушащей жидкости (воды) и расстояния между ними, достаточные для активного поглощения энергии пожара.

Представляет интерес анализ закономерностей столкновения двух капель в потоке высокотемпературных газов с использованием панорамных оптических методов «трассерной» визуализации (PIV [9] и IPI [10]), кросскорреляционного комплекса и средств высокоскоростной (до 10^5 кадров в секунду) видеорегистрации. Цель настоящей работы – статистический анализ последствий столкновения двух капель воды в потоке высокотемпературных газов с использованием панорамных оптических методов «трассерной» визуализации. При проведении экспериментов использовался экспериментальный стенд (рис. 1) с комплексом регистрационной аппаратуры: видеокамера (формат изображения 1024×1024 пикселей, частота до 10^5 кадров в секунду); кросскорреляционная камера (формат изображения 2048×2048 пикселей; двойной импульсный твердотельный лазер (длина волны $532 \cdot 10^{-9}$ м, длительность импульса до 12 нс, частота повторений не более 15 Гц); синхронизирующий процессор (дискретизация сигналов менее 10 нс).

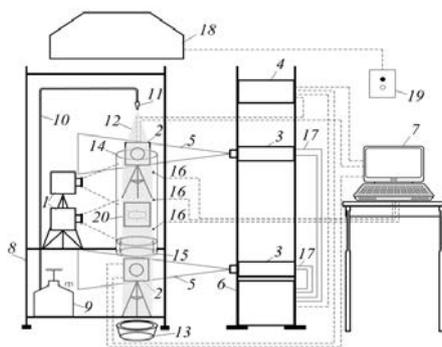


Рис.1 Схема экспериментального стенда:

1 – высокоскоростные видеокамеры; 2 – кросскорреляционные камеры; 3 – двойной твердотельный импульсный лазер; 4 – синхронизатор ПК, кросскорреляционной камеры и лазера; 5 – лазерный «нож»; 6 – генератор лазерного излучения; 7 – ПК; 8 – штатив; 9 – емкость с водой; 10 – канал подачи воды; 11 – форсуночное устройство; 12 – капли воды; 13 – ловитель; 14 – цилиндр из кварцевого стекла; 15 – полый цилиндр, во внутреннее пространство которого залита горячая жидкость; 16 – термопары; 17 – канал движения охлаждающей жидкости лазера; 18 – нагнетательная система; 19 – пульт включения/отключения нагнетательной системы; 20 – прожектор

При проведении экспериментов производилась регистрация изображений капель воды в процессе их движения через высокотемпературные продукты сгорания керосина в полый цилиндр высотой 1 м, внутренним и внешним диаметрами – 0,2 м и 0,206 м, выполненном из жаростойкого светопрозрачного стекла. Температура продуктов сгорания в экспериментах составляла 1070 ± 30 К. Измерения проводились тремя хромель-алюмелевыми термопарами (диапазон измеряемых температур –273–1373 К, погрешность ± 3.3 К). Начальная температура вводимых в газовую среду капель воды поддерживалась около 300 К с использованием нагревательных камер. Исследования проводились для капель полидисперсного водяного потока. Их начальные размеры (радиусы) варьировались в диапазоне $0,1 \leq r_m \leq 0,25$ мм. Относительная объемная концентрация поддерживалась $0,001-0,0012$ м³ капель жидкости на 1 м³ газа. Размеры r_m и скорости перемещения u_m капель измерялись с использованием методов «Interferometric Particle Imaging» (IPI) и «Particle Image Velocimetry» (PIV). В результате статистического анализа полученных экспериментальных данных установлено, что после столкновения возможны три варианта дальнейшего развития процесса: коагуляция и движение объединенной капли; капли сливаются, но затем конгломерат распадается на две капли с близкими начальными размерами; дробление на несколько (от 3 до 10) мелких капель. Исследования в широком диапазоне изменения размеров капель и скоростей их движения показали статистику последствий столкновений двух капель в рассматриваемых условиях. При любых значениях r_m и u_m происходили коагуляция, дробление или распад капель. Но частоты появления каждого из этих событий достаточно существенно отличались. На рис. 2 представлены значения критериев P_1 (коагуляция), P_2 (разлет) и P_3 (дробление), характеризующих частоту проявления одного из трех вариантов последствий столкновений двух капель при различных размерах ($0,1 \leq r_m \leq 0,25$ мм) и скоростях ($1 \leq u_m \leq 10$ м/с).

Значения P_1 , P_2 и P_3 вычислялись по формулам:

$$P_1 = N_1 / (N_1 + N_2 + N_3), P_2 = N_2 / (N_1 + N_2 + N_3), P_3 = N_3 / (N_1 + N_2 + N_3),$$

где N_1 , N_2 , N_3 – число столкновений, в результате которых реализуется, соответственно, первый, второй и третий варианты последствий.

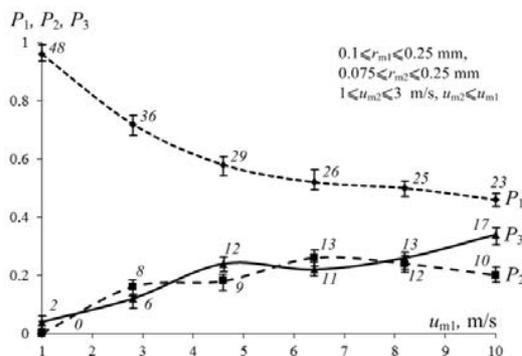


Рис.2 Статистический анализ последствий столкновений двух капель воды при их движении в высокотемпературном газовом потоке

Полученные зависимости (рис. 2) иллюстрируют влияние разности скоростей сталкивающихся капель в потоке газов на последствия столкновений. Можно отметить, что при малых ($u_m < 3$ м/с) и сопоставимых скоростях перемещения капель наибольшая частота последствий столкновений соответствует коагуляции. Данная закономерность наблюдается для широкого диапазона изменения размеров капель – $0.1 \leq r_m \leq 0.25$ мм. С ростом разности скоростей движения сталкивающихся капель существенно возрастают P_2 и P_3 (рис. 2). При этом можно отметить в целом сопоставимые значения этих критериев. Выделенный эффект иллюстрирует, что при росте разности скоростей капель частота столкновений с дроблением или разлетом последних существенно увеличивается. Полученные значения критериев P_1 , P_2 и P_3 могут быть использованы в качестве оценочных при выборе параметров работы оборудования при реализации не только полидисперсного пожаротушения, но и большой группы технологий с газопарокапельными высокотемпературными потоками (термическая очистка жидкостей, газопарокапельные теплоносители).

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект 14-39-00003).

Литература

1. Виноградов А. Г. Расчет коэффициентов пропускания сферических капель воды для типовых спектров теплового излучения при пожаре / А. Г. Виноградов // Вісник Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут". Сер. : Машинобудування. – 2013. – № 2. – С. 108 – 115.
2. Ravigururajan T.S. A Model for Attenuation of Fire Radiation Through Water Droplets / T.S. Ravigururajan, M.R. Beltan // Fire Safety J., 1989. – Vol. 15. – P. 171–181.
3. Coppalle A. Fire protection: water curtains/ A. Coppalle, D. Nedelka, B. Bauer // Fire Safety J., 1993. – Vol. 20. – P. 241–55.
4. Yang W. The interaction of thermal radiation and water mist in fire suppression / W. Yang, T. Parker, H. Ladouceur, R. Kee // Fire Safety J., 2004. – Vol. 39. – P. 41–66.
5. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Численная оценка оптимальных размеров капель воды в условиях ее распыления средствами пожаротушения в помещениях // Пожаровзрывобезопасность. – 2012. – № 5. – С. 74–78.
6. Vysokomornaya O.V., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Heat and Mass Transfer in the Process of Movement of Water Drops in a High-temperature Gas Medium // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 2013. – V. 86. – № 1. – P. 62–68.
7. Volkov R.S., Vysokomornaya O.V., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Experimental study of the change in the mass of water droplets in their motion through high-temperature combustion products // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 2013. – V. 86. – № 6. – P. 1413–1418.
8. Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. The Motion of a Manifold of Finely Dispersed Liquid Droplets in the Counter flow of High Temperature Gases // Technical Physics Letters. – 2014. – V. 40. – № 6. – P. 499–502.
9. J. Westerweel, Fundamentals of digital particle image velocimetry // Meas. Sci. and Technol. – 1997. – V. 8. – P. 1379–1392.
10. C. Willert, Assessment of camera models for use in planar velocimetry calibration // Exp. Fluids. – 2006. – V. 41. – P. 135–143.

МЕТОД ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ПОТОКОВ В ПРОЦЕССЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Донг Ван Хоанг

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в нефтегазодобывающих компаниях в связи внедрением новых ресурсосберегающих технологий и усложнением структуры геологической компоненты геолого-технического комплекса разработки, наличием маломощных пластов со сложной неоднородной структурой, выполняется большой объем бурения и ввода в разработку горизонтальных скважин, что требует и совершенствования технологий мониторинга и управления разработкой месторождений [1].

Отметим, что наиболее информативным источником исходной информации для мониторинга разработки месторождений, определения фильтрационно-емкостных свойств и энергетического состояния нефтяных пластов являются нестационарные гидродинамические исследования скважин (ГДИС) по кривой восстановлений давления (КВД). В общем, процесс интерпретации результатов ГДИ горизонтальных скважин состоит в решении задачи диагностики выделения потоков и решении обратной задачи идентификации по определению фильтрационных параметров пласта и скважины с использованием соответствующей выделенному потоку модели пластовой системы. Наиболее распространенным способом выделения потоков, реализованным в ряде отечественных и зарубежных программ интерпретации ГДИС, является графо-аналитический метод анализа производной от забойного давления. Например, для радиального потока тангенс угла наклона касательной производной от забойного давления $\Delta p_r' = dp_r / d \lg(t)$ в координатах $\lg(\Delta p_r') - \lg(t)$ равен нулю, а для линейного потока 0,5 [1–3].

В последние годы в связи с внедрением телеметрических систем, позволяющих осуществлять мониторинг гидродинамических параметров и управлять работой скважин в режиме реального времени, требуются соответствующие методы оперативной диагностики потоков в процессе проведения ГДИС. В данных условиях использование традиционного графо-аналитического метода диагностики потоков, основанного на

анализе производной забойного давления, вызывает значительные трудности, особенно при исследовании горизонтальных скважин [4]. В данной работе рассмотрен метод оперативной диагностики потоков в процессе интерпретации результатов ГДИ горизонтальных скважин, основанный на технологии адаптивной интерпретации [5].

Метод диагностики потоков в процессе интерпретации КВД. В основе метода диагностики потоков использована оценка радиальной проницаемости $k_{r,t}^*$, полученная в текущий момент времени t в процессе проведения ГДИ горизонтальной скважины

$$k_{r,t}^* = \frac{C_s q \mu B}{L \cdot \alpha_{2r,t}^*} \quad (1)$$

где $\alpha_{2r,t}^*$ – оценка параметра модели КВД радиального потока с переменными параметрами $\alpha_{1,t}, \alpha_{2,t}$

$$P(t) = P(t_0) + \left[\alpha_{1,t} \frac{C_s q \mu B}{k_{r,t} L} \ln \left(\frac{2,25 k_{r,t}^2}{m \mu r_w^2} + 2s^2 \right) \right] \cdot \ln \left[\alpha_{2,t} = \frac{C_s q \mu B}{k_{r,t} L} \cdot t \right], \quad (2)$$

полученная по методу адаптивной интерпретации [5]; $k_{r,t} = \sqrt{k_{z,t} k_{y,t}}$ – радиальная проницаемость; $k_{z,t}, k_{y,t}$ – вертикальные и горизонтальные проницаемости; q – дебит скважины перед ее остановкой, μ, B – вязкость и объемный коэффициент нефти соответственно; r_w, s_w – радиус и скин-фактор скважины; L – эффективная длина горизонтальной части ствола скважины; C_s – константа, зависящая от используемой системы единиц.

В качестве критерия оценки моментов времени радиального притока t_r принимается то значение $t_r \in t + \tau$, при котором выполняется равенство

$$\left| k_{r,t+\tau}^* - k_{r,t}^* \right| \leq \varepsilon, \tau > 0 \quad (3)$$

где $t + \tau$ – интервал времени, на котором наступает стабилизация оценок радиальной проницаемости (1). Стабилизация оценок радиальной проницаемости (1) означает равенство нулю ее производной

$$\left| \frac{\partial}{\partial t} k_{r,t}^* \right| \approx 0 \quad (4)$$

В этой связи формула (4) может быть, наряду с (3), использована для определения моментов времени радиального потока.

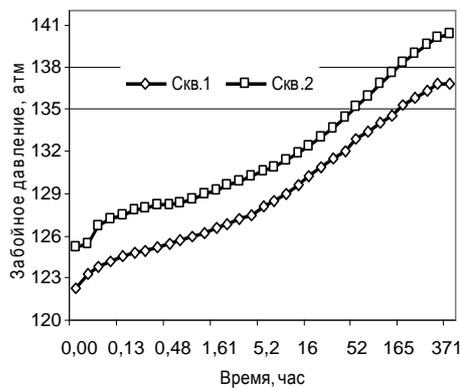


Рис.1 Кривые восстановления давления

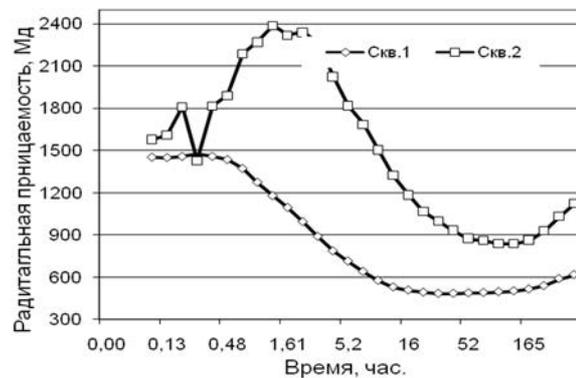


Рис.2 Оценки радиальной проницаемости



Рис.3 Диагностические графики выделения потоков скважины №1



Рис.4 Диагностические графики выделения потоков скважины №2

Результаты диагностики потоков и интерпретации КВД. На рисунках 1–4 приведены результаты сравнительного анализа методов выделения потоков при интерпретации горизонтальных скважин № 1 и № 2 Верхнеконского месторождения Красноярского края. На рисунках 1 и 2 приведены фактические значения забойного давления и оценки радиальной проницаемости (1). На рисунках 3, 4 приведены значения производной забойного давления и производной оценок радиальной проницаемости (3). Из рисунков 2–4 видно, что метод диагностики (2), (3) позволяет достаточно точно выделить участки раннего и позднего радиальных потоков и дать рекомендации о завершении исследований. Так, например, для скважины № 1 требуется порядка 50 часов для выхода на поздний радиальный поток, что говорит о целесообразности окончания гидродинамических исследований. Следует отметить, что, наблюдаемый между радиальными потоками, горизонтальный поток может быть легко диагностирован по максимальному значению производной оценки радиальной проницаемости (4), что подтверждается результатами интерпретации ряда других горизонтальных скважин.

Выводы. Предложен метод диагностики потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин. На примере интерпретации кривой восстановления давления двух горизонтальных скважин показано, что метод диагностики дает возможность определить время начала и окончания потоков в условиях, когда использование графо-аналитического способа, основанного на анализе производной забойного давления, вызывает значительные трудности.

Литература

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых скважин. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
3. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Oklahoma: PenWell publ. comp., 1991. – 381 p.
4. Козявина А.М., Маслюк С.Г., Комаров В.С. Проблемы гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием // Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча: материалы 14-й Международной научно-технической конференции. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2015. – 120 с.
5. Романова Е.В., Сергеев В.Л. Адаптивная идентификация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т.323. – № 5. – С. 20 – 25.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРАТНОГО БАРЬЕРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Г.М. Фахртдинова, А.С. Евдокимова, И.А. Синцов

Научный руководитель доцент И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Разработка нефтяных частей пластов в зонах контакта с газовой шапкой является сложной задачей, поскольку при эксплуатации нефтяных скважин необходимо создавать высокие депрессии. Вблизи добывающих скважин образуются зоны пониженных давлений, что приводит к образованию конусов газа. При достижении газового фактора 3000–5000 м³/т дальнейшая механизированная эксплуатация становится невозможной. Для предотвращения прорыва газа применяется барьерное заводнение, а также создание локальных экранов между нефтяной и газовой частью пласта. Для создания экранов и барьеров используются либо специальные нагнетательные скважины, либо временная закачка осуществляется через добывающие скважины [1].

В работе предлагается принципиально новый способ разработки, который может найти применение для месторождений Восточной Сибири (рисунок). Для осуществления данного способа разработки коллектор должен соответствовать определенным условиям. Соотношение давления и температуры должно находиться в зоне гидратообразования для метана, поскольку метан является наиболее распространенным углеводородным газом. Нефтяная часть залежи, находящаяся в подгазовой зоне разбуривается с использованием горизонтальных скважин. Система разработки и расположение скважин определяется, исходя из геолого-физических особенностей пласта и флюида. При бурении скважины вначале бурится горизонтальный участок на границе газонефтяного контакта, соответствующий по расположению и длине предполагаемому добывающему стволу. Первый ствол является необсаженным. Посредством него на границу газонефтяного контакта закачивается вода, причем закачка ведется до тех пор, пока приемистость не снизится более, чем в десять раз. Снижение приемистости будет свидетельствовать о начале гидратообразования в пласте. В результате закачки в пласте образуется водяной экран эллипсоидной формы, в дальнейшем при взаимодействии с газовой шапкой происходит образование гидратов. Сформировавшиеся гидраты непроницаемы как для нефти, так и для газа. После окончания закачки первый ствол ликвидируется путем установки цементного моста. Затем бурится основной ствол добывающей скважины непосредственно под стволом, но ближе к подошве коллектора, либо к водонефтяному контакту. Данный горизонтальный ствол заканчивается спуском щелевого хвостовика. После этого добывающая скважина начинает эксплуатироваться с забойным давлением, которое соответствует минимальному давлению области гидратообразования при заданной пластовой температуре. В результате этого гидратный экран будет сохраняться, пока не возникнет необходимость снижения давления ниже давления распада гидратов.

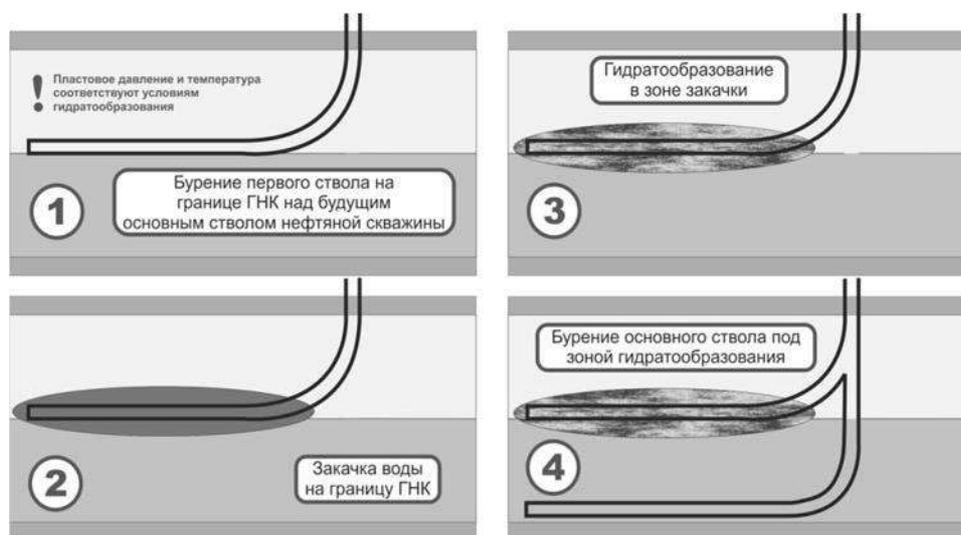


Рис. Поэтапный процесс гидратообразования

Литература

1. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: – 2004. – 520 с.

КОНЦЕПЦИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ

С.А. Ефремов

Научный руководитель ассистент М.Н. Морозов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство крупнейших международных нефтегазовых компаний имеют подразделения, занимающиеся разработкой и имплементацией принципов управления интеллектуальными месторождениями: «Умные месторождения» («Smart Fields») в компании Shell, «Месторождение будущего» («Field of the Future») в компании BP и «Fields». Аналогичные подразделения имеют также крупные национальные нефтяные компании на Ближнем Востоке, в частности Saudi Aramco, Petrobras, Kuwait Oil Company и др. В России в связи со стратегической ролью нефтегазового комплекса в экономике страны предполагается увеличить инвестиционные капиталовложения для внедрения интеллектуальных технологий в данной сфере. Технология «интеллектуальной» скважины обеспечивает быстрое реагирование на изменение условий в скважине. Внедрение этой технологии ознаменовало собой новый этап в эволюции процесса эксплуатации скважин, который уже приносит существенные выгоды.

В рамках концепции «интеллектуальное месторождение» можно получить информационные технологии, которые позволяют:

1) оптимизировать производительность оборудования и продуктивность скважин за счет анализа данных телеметрии, замеров давлений и дебитов на «Спутниках», акустического шума, температур, данных типовых и специальных гидродинамических и геофизических исследований, актов испытаний, результатов освоения скважин после ремонтов, данных о проведенных и проводимых геолого-технических мероприятиях и сопутствующих простоях, описания событий в наземных трубопроводных системах, результатов диагностики оборудования и других данных;

2) оптимизировать режим работы комплексной иерархической системы «пласты–скважины–коллектор» по критериям экономической эффективности – увеличения количества нефти, получаемой из конкретного месторождения и снижение затрат, в том числе на освоение новых месторождений в удаленных районах;

3) централизованно управлять большим количеством скважин с помощью систем дистанционного мониторинга;

4) планировать в упреждающем режиме профилактическое обслуживание оборудования, точно и быстро принимать решения, в том числе в реальном времени;

5) предсказывать на основе исторических данных сроки исчерпания скважин, а данные старых скважин с богатой историей добычи использовать для прогнозирования поведения новых скважин.

«Интеллектуальные» скважины и процесс эксплуатации месторождения делает не сама по себе новая технология, а новаторское сочетание существующих передовых технологий, включая беспроводную передачу данных, дистанционные датчики, механизмы дистанционного контроля и робототехники. Дистанционные датчики обеспечивают в реальном времени картину того, что происходит в скважине. Максимальный эффект от работы скважинных датчиков достигается благодаря использованию систем управления, позволяющих

выполнять те или иные действия при изменении условий внутри скважины. Можно управлять работой скважинных клапанов, регулируя поток жидкости или останавливая добычу из одного горизонта и увеличивая ее из другого.

Одним из главных направлений повышения качества контроля и управления разработкой месторождений является применение цифровых постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений [1].

Постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) – это объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Постоянно действующая геолого-технологическая модель обеспечивает возможность эффективного решения следующих задач:

- а) уточнение геологического строения месторождения (залежи) в процессе бурения новых скважин;
- б) расчет различных вариантов разработки: определение характера и степени выработки запасов на основе анализа полей распределения насыщенности флюидов и удельных остаточных запасов, выявление условий и особенностей продвижения закачиваемых вод;
- в) прогноз темпов отбора добывающих скважин;
- г) оптимизация режимов работы добывающих скважин;
- д) планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ) и расчет экономической эффективности их выполнения;
- е) прогноз состояния разработки месторождения при целенаправленном изменении условий разработки продуктивных пластов в рамках запланированных геолого-технических мероприятий.

Концепция «интеллектуальных» месторождений предполагает создание высокоэффективных систем мониторинга и управления разработкой, которые учитывают структурные особенности этих месторождений и применение которых обеспечит значительное повышение уровня добычи нефти и газа [2].

Система мониторинга и адаптивного управления месторождением включает в себя три основные подсистемы (рис.):

- а) подсистему сбора геолого-технологической информации (ГТИ);
- б) автоматизированный диспетчерский пункт (АДП);
- в) центр управления разработкой месторождений (ЦУРМ).



Рис. Структурная схема системы мониторинга и адаптивного управления месторождением

Подсистема сбора геолого-технологической информации осуществляет базовый процесс управления, а именно мониторинг «интеллектуальных» скважин и кустовых площадок, формирует и передает данные в автоматизированный диспетчерский пункт. Автоматизированный диспетчерский пункт предназначен для оперативного управления разработкой всего «интеллектуального» месторождения. Он содержит автоматизированные рабочие места производственного персонала, ведет сбор, обработку и хранение данных о текущем состоянии разработки.

Центр управления разработкой месторождений (ЦУРМ) является главной компонентой системы мониторинга и адаптивного управления разработкой «интеллектуальных» месторождений. Он осуществляет непрерывный сбор и хранение геолого-технологической информации по всем месторождениям с помощью корпоративной вычислительной сети предприятия, автоматизированную адаптацию постоянно действующей геолого-технологической модели на текущее состояние разработки, планирование геолого-технических мероприятий на основе адаптированной ПДГТМ и формирование оптимальной стратегии разработки месторождений.

Таким образом, современным вектором развития нефтегазового сектора в мировой экономике является интеллектуализация управления месторождениями газа и нефти. Модернизация российской экономики требует имплементации новых инновационных технологий, в том числе и в нефтегазовом комплексе. Технологии интеллектуального месторождения могут помочь нефтяным и газовым компаниям использовать новые и существующие месторождения по максимуму, достаточно оптимально, сокращая издержки производства и повышая рентабельность.

Литература

1. Еремин А.Н. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа. – Москва: Изд-во РГУ нефти и газа им. Губкина И.М., 2012. – 168 с.
2. Комагоров В.П., Фофанов О.Б. Система адаптивного управления разработкой интеллектуального месторождения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 15 с.

КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН КАК ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А.С. Иванов

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ухудшения структуры запасов нефти в последние годы является причиной снижения дебитов скважин, усложнения условий их эксплуатации, что, в свою очередь, вызывает снижение объемов нефтедобычи, сокращение межремонтного периода и срока службы добывающего оборудования, увеличение стоимости оборудования специального исполнения. Использование малопроизводительного оборудования ведет за собой рост удельных энергозатрат на добычу нефти. Следствие данных процессов – неизбежное снижение рентабельности добычи нефти, которая определяется следующими основными факторами:

- объем добычи нефти;
- стоимость оборудования и его срок службы;
- межремонтный период оборудования;
- величина переменных эксплуатационных затрат, особенно энергетических.

Эксплуатируемые способы повышения рентабельности добычи нефти в настоящее время направлены на улучшение одного из вышеупомянутых факторов, часто – в ущерб другому. Метод кратковременной эксплуатации добывающих нефтяных скважин с погружными центробежными насосными установками с электроприводом может улучшить все базовые составляющие рентабельности нефтедобычи.

С технической точки зрения, способ кратковременной эксплуатации скважин установки электроцентробежного насоса – это объединение известных способов механизированной эксплуатации скважин.

От известных способов кратковременная эксплуатация скважин принципиально отличается наличием возможности раздельного глубокого регулирования давления на глубине спуска установки электроцентробежного насоса путем изменения скорости вращения насоса и производительности установки путем изменения соотношения времени откачки жидкости из скважины и времени накопления жидкости в скважине.

Если ограничение штуцированием или с помощью частотного регулирования не удаётся добиться стабильного режима работы системы «скважина-УЭЦН», то следует переходить на работу в режим кратковременной эксплуатации скважин.

Современные средства плавного пуска электропривода позволяют сократить рабочий цикл периодической эксплуатации по времени до такой степени, что рабочий диапазон депрессии (определяется давлением на приеме насоса) составит не более 5 атмосфер. Во время работы установки происходит отбор жидкости как поступающей из зоны перфорации, так и накопленной в межтрубном пространстве (сепарированной от газа во время накопления). Благодаря этому повышается коэффициент естественной сепарации системы, что позволяет устанавливать рабочий диапазон давления на приеме насоса ниже оптимального значения, отвечающего постоянному режиму эксплуатации скважины.

Достоинствами такого режима являются:

- снижение удельного энергопотребления: замена малodeбитных электроцентробежных насосов на электроцентробежные насосы большего типоразмера с более высоким коэффициентом полезного действия; поддержание на приеме насоса давления (динамического уровня), обеспечивающего суммарный напор, отвечающий максимальному коэффициенту полезного действия спущенного насоса на протяжении всего периода эксплуатации в условиях нестабильности (снижения) притока.

- снижение затрат на текущий ремонт скважин: отказ от смены насоса на меньший типоразмер по причине снижения притока; отказ от смены насоса на меньший типоразмер по причине завышенного прогноза притока после геолого-технических мероприятий.

- повышение наработки на отказ подземного оборудования: повышение ресурса за счет снижения отработанного времени установкой за календарный период; снижение температуры погруженного электродвигателя электроцентробежного насоса за счет снижения периода откачки и, как следствие, снижение отложения солей; предотвращение эксплуатации подземного оборудования в неблагоприятных режимах температуры и свободного газа в насосе [1].

Некоторые проблемы кратковременной эксплуатации скважин и пути их решения:

- утечки через обратный клапан. Приводят к невозможности эксплуатации в периодическом режиме и равносильны утечкам через насосно-компрессорные трубы при постоянном режиме. Решение: применение обратных клапанов для электроцентробежных насосов из материалов устойчивых к агрессивным средам (стеллит, карбид вольфрама) или конструкций повышенной надежности; для скважин осложненных выносом механических примесей обязательное применение в комплектации установок песочных сепараторов.
- низкий пусковой момент электропривода и высокие пусковые токи. Приводит к снижению ресурса электропривода. Решение: применение реостатного пуска электродвигателя (станции управления плавного пуска); применение периода разгона при использовании частотного регулирования приводом.
- увеличение скорости асфальтено-смолисто-парафиновых отложений в лифте. Требуется увеличения частоты обработки скважины от асфальтено-смолисто-парафиновых отложений. Решение: применение нефтехимических промысловых реагентов.
- повышение значимости человеческого фактора мониторинга эксплуатации в условиях нестабильного притока. Требуется привлечение квалифицированного персонала для поддержания эффективности периодической эксплуатации. Решение: применение термоманометрической системы позволит регулировать соотношение периодов извлечения и накопления в цикле периодической работы автоматически по заданному диапазону рабочего давления на приеме насоса [3].

Основным недостатком непрерывной эксплуатации скважин с регулируемым электроприводом является высокая стоимость оборудования. Наиболее дорогостоящее оборудование: станция управления с частотным преобразователем до настоящего времени используется преимущественно на высокодебитных скважинах. Их эксплуатация на среднедебитных скважинах (20–80 м³/сут) в установленные сроки не окупается [2].

Кратковременная эксплуатация скважин не имеет вышеупомянутого недостатка по двум причинам. Во-первых, с уменьшением подачи электроцентробежного насоса значительно уменьшается напор одной ступени. Уменьшение напорности секций насосов ведет к тому, что габариты, материалоемкость, следовательно, и стоимость насосов, которые используются на среднедебитных скважинах, остаются неизменными при уменьшении подачи. Во-вторых, наличие частотного преобразователя в составе оборудования позволит оптимизировать стоимость оборудования для кратковременной эксплуатации скважин. Значительно высокую стоимость станции управления с частотным преобразователем при кратковременной эксплуатации скважин можно компенсировать снижением стоимости погружного электродвигателя и электроцентробежного насоса за счет уменьшения их габаритов при увеличении скорости вращения.

Еще одним достоинством периодической эксплуатации, которое сохраняется при кратковременной эксплуатации, является сокращение расхода электроэнергии. Сокращение использования электроэнергии достигается путем того, что насос производительностью более 100 м³/сут, который используется для кратковременной эксплуатации, имеет более высокий коэффициент полезного действия, чем насосы для среднедебитных скважин. Сокращение расходов электроэнергии за счет перехода с непрерывной эксплуатации среднедебитных скважин, оборудованных установкой электроцентробежного насоса, на кратковременную эксплуатацию скважин ежегодно позволяет экономить по 100–150 тыс. рублей на каждой скважине [4].

Значительный экономический эффект возможно получить за счет роста объемов нефтедобычи. Добиться роста объемов добычи в среднем значении на 10–15 % при согласовании параметров системы «нефтяной пласт - скважина - насосная установка» позволяет применение при кратковременной эксплуатации, так же как и при непрерывной эксплуатации скважин, регулируемого привода на основе частотного преобразователя. Но отличим от непрерывной эксплуатации при кратковременной эксплуатации является возможность оптимизации всей системы и работы ее отдельных составляющих полностью в широком диапазоне при изменении условий эксплуатации скважин.

Кратковременная эксплуатация скважин – мощный инструмент в борьбе почти со всеми основными осложнениями эксплуатации скважин, такими как повышенный вынос мехпримесей, высокая обводненность продукции, асфальтено-смолисто-парафиновые отложения и солеотложения, высокие газовые факторы, интенсивная коррозия, высокая температура. Некоторые из возможностей, которыми обладает кратковременная эксплуатация, являются уникальными. Например: при кратковременной эксплуатации возможно использование погружного электродвигателя обычного (нетермостойкого) исполнения, рассчитанных на эксплуатацию при температуре окружающей среды до 90 °С, в скважинах с температурой в зоне подвески погружного оборудования 100 °С и более без снижения межремонтного периода.

С помощью кратковременного способа можно эффективно эксплуатировать установки электроцентробежных насосов не только среднедебитные (20–80 м³/сут), но и малodeбитные скважины (5–20 м³/сут). Причем на скважинах в диапазоне дебитов 20–50 м³/сут, где установки штанговых насосов работают достаточно плохо, а установки электроцентробежных работают еще не достаточно хорошо, преимущества кратковременной эксплуатации не подлежат сомнению.

На основе вышеизложенного можно сделать вывод, что широкомасштабное внедрение в практику кратковременной эксплуатации скважин позволяет нефтяным компаниям увеличить объемы нефтедобычи на 10–15 %, увеличить межремонтный период в 1,5–2 раза, сократить затраты электроэнергии в 2–3 раза, при незначительном увеличении стоимости нефтедобывающего оборудования.

Литература

1. Аптыкаев Г.А., Сулейманов А. Г. Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН, методом кратковременной периодической работы: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», апрель, 2011. – С. 65 – 69.
2. Донской Ю.А., Дарищев А.Ю. О применении УЭЦН для добычи высокогазированных жидкостей // Нефтепромысловое дело. – 2009. – выпуск №2.
3. Кузмичев Н.И. Кратковременная эксплуатация скважин в осложненных условиях // Технологии ТЭК. – 2005. - № 9. – С. 72 – 77.
4. Лапшин А.А. Эксплуатация малодобитных скважин с УЭЦН в периодическом режиме. ОПИ оборудования с широкой рабочей характеристикой // Производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – С. 14 – 20.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ
АБСОРБЦИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ КОНДЕНСАТСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА НА УКПГ-1В
ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Е.И. Идман

Научные руководители доцент Л.В. Шишмина, доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добыча и сбор газа газоконденсатных нижнемеловых залежей Ямбургского газоконденсатного месторождения (ГКМ) ведется на трех площадках. Промысловая подготовка газа и конденсата производится централизованно на УКПГ-1В методом промышленной низкотемпературной абсорбции (ПНТА). Осушенный и отбензиненный газ поступает в промысловый коллектор и смешивается с товарным газом установок подготовки, обрабатывающих газ сеноманских залежей. Нестабильный конденсат направляется на Уренгойский завод по стабилизации конденсата, где производится его деганизация и последующая транспортировка в г.Сургут.

В реализованной на УКПГ-1 технологии ПНТА в отличие от «классической» НТА, согласно которой абсорбент готовят в специальных ректификационных аппаратах, в качестве абсорбента для низкотемпературного абсорбера А-2 используется собственный углеводородный конденсат, выделившийся в первичном сепараторе С-1 и прошедший стадии дегазации в разделителе Р-1 и охлаждения в рекуперативном теплообменнике Т-3 (рис.). Принципиальная технологическая схема такого способа характеризуется достаточной простотой и более высокой эффективностью в части извлечения конденсата по сравнению с традиционной технологией низкотемпературной сепарации (НТС): удельный выход товарного нестабильного конденсата при прочих равных условиях возрастает примерно со 100 до 118–120 г/м³ товарного газа [2].

Установка в течение всего года обеспечивает требуемые температуры товарных потоков газа и конденсата: минус 2–5 °С. В холодный период года низкие температуры достигаются за счет аппаратов воздушного охлаждения и изохнтального расширения на дросселе и эжекторе, а в теплый – за счет расширения газа в турбодетандерах. Для предупреждения образования гидратов используется метанол. Температурный уровень извлечения конденсата составляет минус 30–32 °С.

Такой уровень температуры достигнут вследствие реализации циркуляционной технологии применения метанола и предотвращения смешивания получаемого после отдувки водного раствора с жидкими фазами, содержащимися в сырьевом газе (рис.) [3].

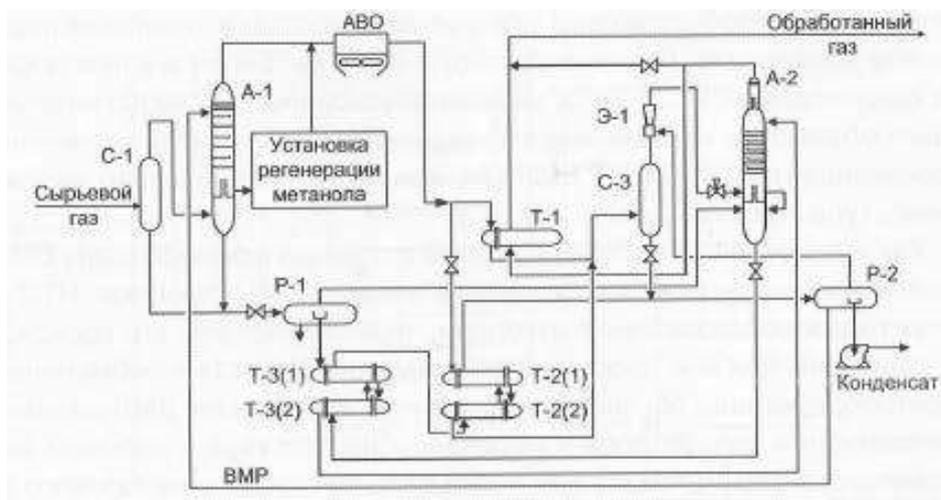


Рис. Принципиальная схема УКПГ-1В [3]

Наличие в пластовом газе повышенного содержания тугоплавких парафинов приводит к их отложению в низкотемпературных элементах установки, прежде всего, в абсорберах А-2. Это, в свою очередь, приводит к

нарушениям технологических режимов аппаратов, проявляющихся в повышенных потерях конденсата и метанола, ухудшении качества товарного газа. В результате постоянных вынужденных переводов абсорберов А-2 в режим растепления снижается эксплуатационная надежность всей установки.

Для снижения потребления метанола и увеличения выхода конденсата существует рекомендация проводить концевую дегазацию конденсата в разделителях Р-2 при пониженной температуре: минус 15–18 °С вместо проектного значения минус 5 °С [1].

Таким образом, ПНТА является более сложной технологией по сравнению с НТС. Это позволяет решать комплексные задачи и реагировать на изменяющиеся внешние условия. Вместе с тем, технология ПНТА, в сущности, лишь частично доизвлекает пропан-пентановую фракцию из газа низкотемпературной сепарации, не увеличивая выход углеводородов C_{6+} . При этом она требует значительно большего расхода метанола и оказывается незащищенной при наличии тугоплавких парафинов [2].

Образование отложений парафинов наблюдается в отверстиях полуглухих тарелок абсорбционной части аппарата. Для создания режима растепления абсорбера А-2 с целью предотвращения образования парафиновых отложений типовым решением является снижение расхода газа, направление его в сепарационную часть аппарата и подача теплого орошения. Собственным источником теплого потока жидкости является конденсат из разделителя Р-1 с температурой примерно 15 °С. Поэтому для растепления абсорбера, в случае возникновения осложнений, материальный поток конденсата из разделителя Р-1 подается в качестве «теплого» орошения абсорбера «напрямую», минуя теплообменник Т-3.

Остановка установки на восстановление работы абсорбера в среднем на сутки ведет к потере количества извлеченного конденсата. Для сокращения времени прогрева абсорбционной части низкотемпературного абсорбера можно увеличить температуру потока теплого орошения. Дополнительное количество тепла можно получить путем теплообмена потока конденсата из разделителя и потока легкой фракции газового конденсата с температурой порядка 120 °С, выходящей с верха ректификационной колонны установки получения моторных топлив, что потребует установки дополнительного теплообменника.

Подогрев конденсата теплого орошения с 15 до 47 °С сократит время простоя абсорбера до 5 часов. С учетом производительности абсорбера по конденсату технологический эффект этого решения составит 817 м³ конденсата дополнительно за счет сокращения времени операции по удалению парафинов.

Литература

1. О влиянии температуры концевой дегазации конденсата УКПГ-1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения на потерю метанола / А.Н. Кубанов, В.А. Истомин, П.Е. Емельянов, О.В. Осипович, А.А. Ершов // Актуальные проблемы и новые технологии освоения месторождений углеводородов Ямала в XXI веке. Материалы отраслевой научно-практической конференции. Ямбург, 7–10 июня 2004. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – С. 362 – 368.
2. Промысловые технологии извлечения газового конденсата в ООО «ЯМБУРГГАЗДОБЫЧА». Практика и перспективы / З.С. Салихов, А.Н. Кубанов, О.В. Осипович, З.Г. Якупов // Актуальные проблемы и новые технологии освоения месторождений природных газов в XXI веке. Материалы международной конференции, Ямбург, июнь 2002. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С. 146 – 152.
3. Способ повышения эффективности использования метанола при обработке конденсатосодержащих газов / А.Г. Бурмистров, Е.А. Лужкова, З.С. Салихов и др. // Актуальные проблемы и новые технологии освоения месторождений углеводородов Ямала в XXI веке. Материалы отраслевой научно-практической конференции. Ямбург, 7–10 июня 2004. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – С. 368 – 375.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА АТОМНО-ЭМИССИОННОЙ СПЕКТРОМЕТРИИ С ИНДУКТИВНО СВЯЗАННОЙ ПЛАЗМОЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕРЫ В НЕФТЕПРОДУКТАХ

А.А. Ильина

Научный руководитель старший научный сотрудник Т.В. Петренко

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия*

Органические соединения серы являются природным компонентом сырой нефти. При термическом воздействии в процессе переработки нефти сера и ее соединения попадают в нефтепродукты в различных концентрациях. Присутствие этих соединений нежелательно, т.к. они придают нефтепродуктам неприятный запах, вызывают коррозию оборудования и загрязняют атмосферу при сгорании. Кроме того, соединения серы отравляют дорогостоящие катализаторы переработки нефти и, выделяя в атмосферу оксиды серы при сгорании, создают экологические проблемы. Выброс в атмосферу соединений серы, образующихся при сгорании нефтепродуктов, является предметом экологического контроля [2].

В настоящее время к качеству нефти и нефтепродуктов предъявляются высокие требования, что, в свою очередь, требует совершенствования процессов их производства. Поэтому качество, как товарной нефти, так и продуктов ее переработки, подлежит обязательному контролю, который невозможно осуществлять без стандартов на нефтепродукты и методов их испытания. Поэтому задача контроля нефтепродуктов на содержание серы и ее соединений представляется актуальной.

В мире разработан ряд оптических методов и приборов для определения серы в ультрафиолетовом, рентгеновском, ближнем инфракрасном и инфракрасном диапазоне. Но, каждый из них имеет свои недостатки: спектральные помехи, ограничение применимости метода, большие матричные влияния, и др. Выбор подходящего оптического метода для решения этой аналитической задачи зависит от природы и состава анализируемого объекта, требуемого диапазона концентраций, точности, а также бюджетных возможностей лаборатории [4].

На сегодняшний день атомно-эмиссионная спектроскопия с индуктивно связанной плазмой является одним из самых распространенных и доступных методов количественного химического анализа. Этот метод отличается высокой стабильностью, низким уровнем шумов и малой величиной фонового сигнала, отсутствием матричных эффектов и мешающих влияний со стороны материалов атомизатора. Метод не зависит от наличия стандартных образцов, а также позволяет измерять серу в тяжелых нефтяных фракциях, что является затруднительным для других методов [3].

В работе рассматривается возможность применения атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой для определения содержания серы в нефтепродуктах в сравнении с другими методами и способами пробоподготовки.

Таблица

Результаты определения серы в нефтепродуктах в *o*-ксилоле в разных условиях измерений

Образец	Линия S 1807 (II щель)	Линия S 1820 (I щель)	Линия S 1820 (II щель)	Содержание серы другими методами	Условия измерений
Дизельное топливо 2	0,83	0,89	0,87	0,5	T _{охлаждения} = 5 °С, обе щели (15с), калибровочные стандарты СУ-1, СУ-3 (105, 52, 10, 5 ppm)
Боровское	5,38	6,12	5,88	7,73	
Крапивинское	1,04	1,05	1,06	1,05	
Чкаловское Ю-1	0,36	0,38	0,42	0,45	
Чкаловское М	0,02	0,02	0,1	□0,05	
Ландау	0,31	0,32	0,39	0,24	
Дибензотиофен в гексадекане -19	0,002	0,003	0,076	0,002	
Дибензотиофен в гексадекане -91	0,02	0,02	0,11	0,02	
Дибензотиофен в гексадекане -118	0,096	0,099	0,18	0,830	
Дизельное топливо 2	0,99	1,0	1,0	0,5	
Боровское	6,93	7,45	7,52	7,73	
Крапивинское	1,94	1,98	1,96	1,05	
Чкаловское Ю-1	0,54	0,53	0,53	0,45	
Чкаловское М	0,04	0,03	0,02	□0,05	
Ландау	0,41	0,41	0,39	0,24	
Дибензотиофен в гексадекане -19	0,0064	0,012	0,0099	0,0024	
Дибензотиофен в гексадекане -91	0,034	0,030	0,022	0,0259	
Дибензотиофен в гексадекане -118	0,13	0,12	0,11	0,830	
Дизельное топливо 2	98,4	140,5	126,7	0,5	T _{охлаждения} = 5 °С, обе щели (15с), калибровочные стандарты дибензотиофен в гексадекане -19, дибензотиофен в гексадекане -91, дибензотиофен в гексадекане -118 (24, 259, 836 ppm)
Чкаловское Ю-1	56,0	78,3	70,6	0,4-0,5	
Чкаловское М	2,78	4,51	4,01	□0,05	
Ландау	47,8	66,8	59,9	0,24	

Из литературы известен прямой ввод проб в спектрометр с помощью растворителя [1]. При выборе последнего исходили из следующих требований: доступность, невысокая стоимость, растворимость в них нефтяных образцов, температура кипения около 140 °С. Перечисленным требованиям наиболее удовлетворяет *o*-ксилол. Для получения градуировочных графиков использовали растворы государственных стандартных образцов СУ-1 и СУ-3 с массовым содержанием серы 0,45 % и 1,94 %, соответственно, и растворы дибензотиофена в гексадекане, растворенные в *o*-ксилоле. Растворы нефтепродуктов в *o*-ксилоле вводили в спектрометр и измеряли величину аналитического сигнала. С помощью таблиц спектральных линий и базы

данных атомно-эмиссионного спектрометра iCAP 6500 Duo выбирали чувствительные линии элементов. При снятии спектров выбирали участки, свободные от углеродсодержащих молекулярных полос и аргоновых линий.

В ходе работы были исследованы образцы с прямым вводом проб в *o*-ксилоле в разных условиях измерений. В экспериментах варьировалась температура охлаждения пробы (5 °С, 0 °С), спектральные линии и калибровочные стандарты.

Проверку правильности результатов анализа проводили методом сравнения с результатами других методов (ламповый, рентгено-флуорисцентный анализ, атомно-эмиссионная спектроскопия с индуктивно связанной плазмой методом микроволнового разложения проб).

Результаты определения серы, полученные методом прямого ввода проб в органическом растворителе и микроволновом разложении при 140 °С сопоставимы с результатами других методов. Однако, время приготовления раствора в *o*-ксилоле значительно меньше, чем для приготовления растворов в микроволновой печи. Поэтому для уменьшения времени пробоподготовки в дальнейшем растворы для исследований готовили в *o*-ксилоле.

Дибензотиофен в гексадекане сильно завышает результаты по сравнению с другими методами при использовании его в качестве калибровочных стандартов. При сравнении результатов, полученных при разных температурах, можно отметить, что оптимальной является температура охлаждения, равная 5 °С, т.к. наблюдается наилучшая сходимость результатов и их сопоставимость с другими методами. Для высокосернистой нефти необходимо снизить температуру охлаждения до 0 °С.

Таким образом, в работе были подобраны оптимальные условия для определения серы в нефтях и продуктах ее переработки методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой с прямым вводом растворов: температура охлаждения 5 °С, обзор плазмы в двух щелях, калибровочные стандарты – государственные стандартные образцы СУ-1, СУ-3.

Литература

1. Мусина Н.С. Разработка способов определения элементного и углеводородного состава тяжелых нефтяных остатков: Автореферат. Дис. ... канд. хим. наук. – Москва, 2014. – 186 с.
2. Новиков Е.А. Определение серы в нефтепродуктах. Обзор аналитических методов // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2008. – № 4. – URL: <http://www.neftemir.ru/modules/news/article.php?storyid=86> (дата обращения: 29.02.2016)
3. Тормышева Е.А. Микроволновая пробоподготовка в анализе ферросплавов, магниезиальных огнеупоров и наплавочных порошков методом АЭС-ИСП: Автореферат. Дис. ... канд. хим. наук. – Москва, 2011. – 23 с.
4. Шамирзаев С.Х., Рахимов Н.Р., Мадумаров Ш.И. Обзор аналитических методов контроля и разработка оптоэлектронных систем для определения серы в нефти и нефтепродуктах // Гео-Сибирь-2011: Сборник материалов VII Международного научного конгресса. – Новосибирск, 2011. – Т.5. – С. 65 – 69.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ НА ПРОЦЕСС АГРЕГАЦИИ В МОДЕЛЬНОЙ СИСТЕМЕ

Ю.Р. Исмаилов, Г.А. Гесь

Научные руководители инженер А.М. Горшков, доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За последнее десятилетие в структуре запасов углеводородов России существенно возросла доля трудноизвлекаемых, в том числе тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов. Мировые ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей значительно превышают запасы легких и оцениваются в количестве 750 млрд. тонн. В настоящее время в России ряд нефтегазовых компаний реализуют пилотные проекты по добыче природных битумов. Наиболее активно осуществляется разработка месторождений сверхвязких нефтей и битумов в Республике Татарстан.

Одним из наиболее серьезных осложнений, сопутствующих процессу добычи тяжелых нефтей и природных битумов является присутствие большого количества высокомолекулярных асфальтеносмолистых веществ, отложения которых приводят к снижению дебита скважин, повышенному износу оборудования и практически невозможной транспортировке тяжелой нефти по существующим нефтепроводам. Все это приводит к необходимости тщательного исследования устойчивости асфальтенов, так как именно эти компоненты во многом определяют поведение нефти при изменении термобарических условий и состава системы. Авторами [1] предложено для оценки устойчивости асфальтенов использовать методику определения параметра «onset» – начала агрегации асфальтенов по точке перегиба двух кривых, аппроксимирующих зависимость интенсивности рассеяния света от концентрации *n*-алкана.

Целью данной работы являлось изучение влияния концентрации асфальтенов на параметр «onset» в модельной системе методом фотонной корреляционной спектроскопии.

Для изучения процесса агрегации использовалась система PhotoCor Complex, в основе которой лежит метод фотонной корреляционной спектроскопии (ФКС). ФКС – метод использующий явление рассеяния света и предназначен для определения размеров нано- и субмикронных частиц в режиме реального времени в процессе их роста [2]. Основным измерительным устройством прибора PhotoCor Complex является фотоэлектронный умножитель (ФЭУ), работающий в режиме счета фотонов. Благодаря использованию дополнительного фотоприемного устройства (Photocor-PC3), основным элементом которого является лавинный фотодиод, значения интенсивности рассеяния света увеличиваются на порядок из-за большей чувствительности датчика, в

результате чего появляется возможность отслеживать незначительные изменения, происходящие в дисперсной системе [3]. Угол рассеяния составлял 90° во всех экспериментах. В качестве источника излучения света использовался полупроводниковый лазер с длиной волны $\lambda = 654$ нм. Интенсивность рассеяния света измерялась в течение небольшого промежутка времени (60 секунд) для того чтобы более точно определить момент начала агрегации асфальтенов.

Объектом исследования являлись асфальтены, выделенные из высоковязкой нефти одного из месторождений Республики Татарстан. Процесс агрегации асфальтенов изучался на модельной системе асфальтены–толуол–гептан. В качестве растворителя асфальтенов использовался толуол. Иницирование агрегации асфальтенов осуществлялось добавлением определенного объема осадителя – *n*-гептана. После приготовления исследуемых растворов, перед каждым экспериментом кювета с образцом устанавливалась в ультразвуковую ванну на 15 секунд для тщательного перемешивания компонентов между собой, и затем проводились измерения. Во всех экспериментах использовались круглые кюветы диаметром 15 мм.

Так как высококонцентрированные растворы асфальтенов в толуоле являются сильно поглощающими средами, метод ФКС имеет свои ограничения. На рисунке 1 представлена зависимость интенсивности рассеяния света от концентрации исследуемых растворов асфальтенов.

Увеличение концентрации асфальтенов в толуоле до 0,15 г/л приводит к росту интенсивности рассеяния света до максимального значения 218000 срс. Дальнейшее увеличение количества асфальтенов в растворе приводит к падению интенсивности, что свидетельствует о начале поглощения света дисперсной системой (рис.1). При достижении концентрации асфальтенов в толуоле 1 г/л происходит падение интенсивности рассеяния до минимального значения 15500 срс. Исходя из поведения кривой, объектами исследования были выбраны 4-е концентрации асфальтенов в толуоле: 0,05 г/л – концентрация в области прозрачных растворов; 0,15 г/л – концентрация, соответствующая максимальному значению интенсивности рассеяния; 0,4 г/л и 0,625 г/л –

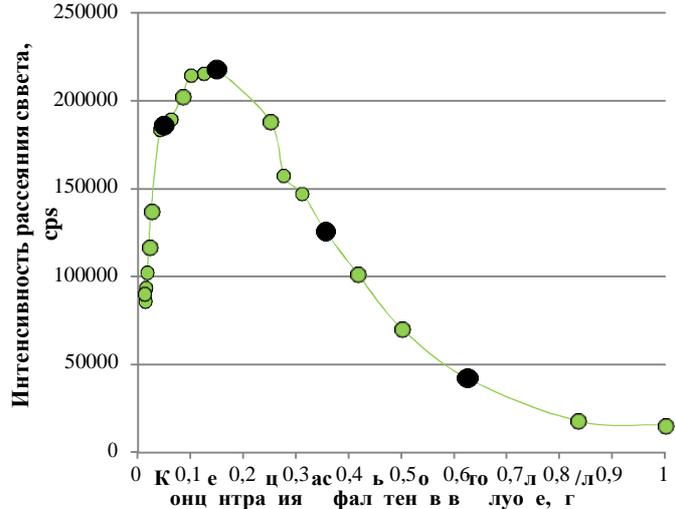


Рис.1 Зависимость интенсивности рассеяния света от концентрации асфальтенов в толуоле

концентрации в области поглощающих растворов. Для каждой концентрации асфальтенов была определена пороговая концентрация *n*-гептана (параметр «onset») методом ФКС.

На рисунке 2 представлен график зависимости интенсивности рассеянного света (*I*_s) от количества *n*-гептана (*C*) для разных концентраций асфальтенов в толуоле.

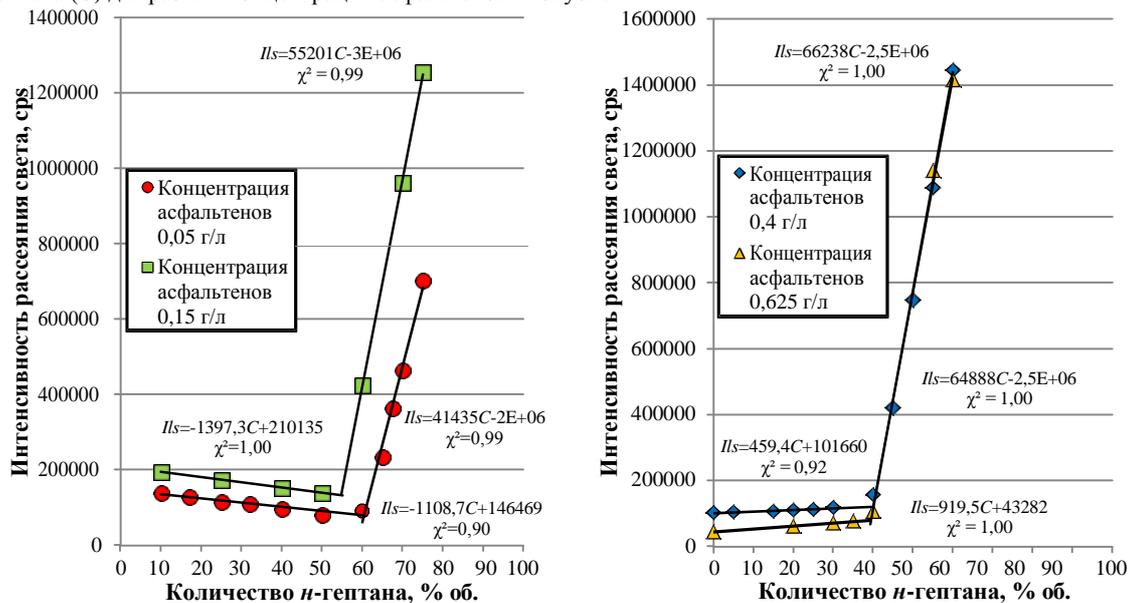


Рис.2 Определение точки «onset» асфальтенов разной концентрации в модельной системе

На рисунке 2 показано, что для всех концентраций асфальтенов в толуоле зависимость интенсивности рассеяния света от количества добавленного *n*-гептана аппроксимируется линейными функциями (достоверность аппроксимации $\chi^2 \geq 0,9$), точка пересечения которых и является параметром «onset» исследуемых концентраций асфальтенов. Необходимо отметить, что для прозрачных растворов (концентрации 0,05 г/л и 0,15 г/л) интенсивность рассеяния уменьшается при увеличении количества *n*-гептана до порогового значения, в то время как для поглощающих свет растворов (концентрации 0,4 г/л и 0,625 г/л) интенсивность рассеяния света прямо пропорционально растет с увеличением количества осадителя до порогового значения. Это связано с тем, что в случае с прозрачными растворами интенсивность уменьшается из-за увеличения доли *n*-гептана, интенсивность рассеяния которого меньше, чем у чистого толуола. Во втором же случае интенсивность растет из-за увеличения прозрачности раствора. При увеличении количества *n*-гептана выше порогового наблюдается резкий рост интенсивности рассеяния света, что указывает на переход частиц из молекулярно-диспергированного состояния в коллоидное, причем скорость роста интенсивности рассеяния увеличивается с увеличением концентрации асфальтенов в толуоле (рис.2). Полученные данные еще раз подтверждают возможность использования метода ФКС для определения параметра «onset» асфальтенов.

На рисунке 3 представлена зависимость точки «onset» асфальтенов от их концентрации в толуоле.

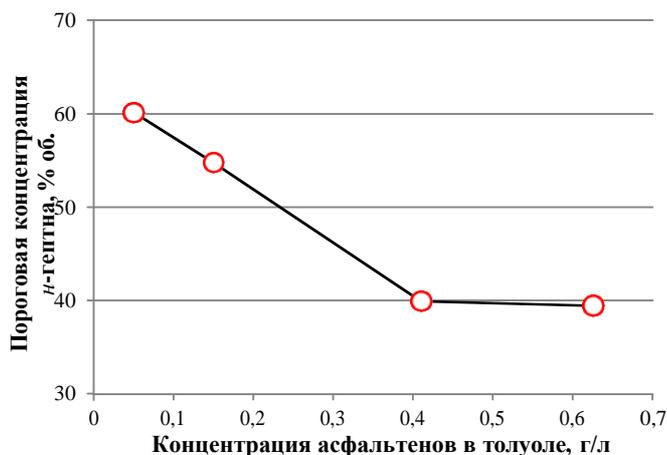


Рис.3 Зависимость пороговой концентрации *n*-гептана от концентрации асфальтенов в толуоле

Из рисунка 3 видно, что параметр «onset» асфальтенов уменьшается с увеличением концентрации асфальтенов до значения 0,4 г/л, после чего стабилизируется на уровне 40 % *n*-гептана. Выявленную зависимость можно использовать при моделировании процессов транспортировки высоковязкой нефти и ее переработки.

Литература

1. Gorshkov A.M., Shishmina L.V., Roslyak A.T. New method for the onset point determination of the petroleum asphaltene aggregation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2014. – Vol. 21: XVIII International Scientific Symposium in Honor of Academician M. A. Usov: Problems of Geology and Subsurface Development. – Tomsk, 2014. – 012027, 6 p.
2. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах: На правах рукописи. Дис. на соискание ученой степени канд. тех. наук. – Москва, 2001г. – 109 с.
3. Горшков А.М., Кхань Ву Зуи. Сравнительный анализ возможностей оптических методов в изучении начала агрегации нефтяных асфальтенов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2014. – Т.2. – С. 74 – 76.

ВНЕДРЕНИЕ МИКРОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ КАК АЛЬТЕРНАТИВА ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

А. В. Казаку, А. В. Гоголев

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефтяные компании ведут активную программу по утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), применяя газовые поршневые электростанции (ГПЭС) и газовые турбинные электростанции (ГТЭС) для переработки газа в электроэнергию. Однако строительство газовых электростанций не всегда экономически выгодно в связи с большой стоимостью реализации проектов, достаточно дорогим обслуживанием и ремонтом, и зачастую компания может нести убытки. К тому же использование в качестве топлива для ГПЭС и ГТЭС попутного нефтяного газа без предварительной подготовки невозможно, а процессы по его подготовке весьма дорогостоящие.

Одной из альтернатив по переработке ПНГ является использование комплектных микротурбинных электростанций и газотурбинных установок малой мощности, которые способны работать на ПНГ различного компонентного состава и без специальной системыгазподготовки.

Применение микротурбинных электростанций для энергообеспечения промыслов и утилизации попутного газа способствует решению задачи повышения доли полезного использования ПНГ и позволяет снизить энергоёмкость нефтедобычи, сократить энергозатраты нефтяной компании за счёт использования практически «бросового» топлива, а также за счёт простоты и низкой стоимости сервисного обслуживания оборудования.

Одной из компаний, специализирующихся в области построения и эксплуатации энергетических систем, является БПЦ Инжиниринг. За время своего существования, компания реализовала более 200 проектов по автономному энергоснабжению на основе современных газовых турбин. В числе заказчиков проектов крупнейшие нефтегазовые российские компании, такие как «Газпром», «Роснефть», «Татнефть» и другие [4].

Освоение новых месторождений невозможно без соответствующей инфраструктуры. Важнейшим элементом инфраструктуры обустройства месторождений является система энергообеспечения. В связи тем, что большая часть разрабатываемых новых месторождений расположена на значительном удалении от обустроенных территорий, их энергообеспечение за счет строительства линий электропередач практически невозможно. Наиболее распространенный способ энергоснабжения новых месторождений – это дизель-генераторы, как правило, устаревших конструкций, ненадежные, неэффективные, требующие непрерывного обслуживания и частых продолжительных ремонтов, а главное – завоза и хранения дорогого топлива. Попытки использовать газопоршневые генераторы для выработки электроэнергии из имеющегося на месте попутного газа, часто заканчиваются неудачей, в связи жесткими требованиями газопоршневой техники к подготовке попутного газа и ограничениями по его компонентному составу.

Энергоцентры БПЦ Инжиниринг способны работать с попутным газом без серьезной подготовки – практически с сепаратора после механической очистки. Широкий диапазон мощностей – от 15–100 кВт до 2–10 МВт – дает возможность устанавливать генераторы требуемой мощности в непосредственной близости к потребителям энергии и источнику газа: не требуются сбор и транспортировка газа. Энергоцентры выполняются в полярных климатических укрытиях, полностью автономны, долговечны, надежны и исключительно просты в обслуживании [3].

В удаленных районах добычи нефти и газа газотурбинные установки и микротурбины компании БПЦ Инжиниринг могут служить в качестве основного источника электроэнергии, потребляя в качестве топлива газ, который иначе бы сжигался.

Основной технической особенностью данных микротурбинных установок является возможность их работы без предварительной газоочистки, связанной с изменением компонентного состава, на различных видах топлива, в том числе агрессивных видах газа с практически любой теплотворной способностью. Допускается использование высокосернистого газа, при этом применение агрессивного ПНГ не наносит вреда двигателю вследствие условно низких температур. Для сравнения, газопоршневые установки могут работать на газе с содержанием сероводорода не более 0,1 %. Также микротурбины способны работать на топливе с содержанием метана от 25 % без риска повреждения двигателя и каких-либо ограничений по максимальной мощности.

Стоит также заметить, что использование принципа двойного инвертирования вместо механической связи с нагрузкой обеспечивает высокую устойчивость микротурбин к нагрузке и оптимальный расход топлива.

Конструкция микротурбинного двигателя предельно проста и включает всего одну движущуюся деталь – вал ротора, на котором соответственно расположены электрический генератор, компрессор и сама турбина. Использование специального подшипника, за счёт которого вал ротора генератора фактически удерживается на воздушной подушке, исключает механическое трение. Данное конструкторское решение позволило отказаться от использования масла и обеспечило рекордную скорость вращения вала до 96 тыс. об/мин. Генератор охлаждается набегающим потоком воздуха, что также исключает необходимость обеспечения жидкостного охлаждения системы.

Применение рекуператора (воздуховоздушного теплообменника) в конструкции микротурбины двигателя обеспечивает высокий для турбогенераторов электрический коэффициент полезного действия (КПД) – до 35%, что сопоставимо с КПД газопоршневых двигателей при эксплуатации в промышленных условиях [1].

Сервисное обслуживание микротурбин производится каждые 8000 моточасов. В течение первых двух, трёх лет сервис включает в себя визуальный осмотр, диагностику и замену воздушных фильтров, инжекторов, термопар и свечей зажигания. В среднем продолжительность работ занимает около 1,5 часа для каждой турбины. Дополнительные работы, связанные с заменой регламентных запчастей, проводятся через каждые 20 тыс. моточасов, на выполнение данных операций требуется несколько часов. Через 60 тыс. моточасов производится диагностика и замена горячей части двигателя микротурбины. Все работы, связанные с ремонтом, выполняются непосредственно на месте эксплуатации без использования специального подъёмного оборудования.

Микротурбины не требуют круглосуточного наблюдения, поэтому контроль их работы на объектах осуществляется одним или двумя специалистами.

Микротурбинные электростанции имеют широкий опыт применения. Одной из первых компаний, внедривших микротурбинные установки, стала ОАО «Татнефть». В 2007 году на Онбийском месторождении для утилизации ПНГ была установлена одна микротурбина Capstone C30, а затем ещё две Capstone 800. На данном объекте ПНГ без специальной газоподготовки поступает в турбины непосредственно с сепаратора после удаления капельной влаги и механических примесей. За счёт использования практически «бросового» топлива себестоимость электроэнергии на момент реализации проекта составила порядка 1,7 руб./кВт·ч. Энергоцентр

подобной мощности способен утилизировать порядка 2 млн. м³ попутного газа в год. После результата внедрения ОАО «Татнефть» продолжила вводить в эксплуатацию микротурбинные установки и на других месторождениях.

В ОАО «Лукойл» микротурбинные установки используются уже на более, чем 15 месторождениях. Ежегодная экономия компании с учётом платежей за сверхлимитные выбросы составила более 2 млн. руб.

В настоящее время микротурбинные электростанции применяются для утилизации ПНГ на удалённых месторождениях ОАО «Лукойл» и других компаний.

Производство данных энергоцентров осуществляется в г. Тутаев, Ярославской области. Для потребителей доступны электростанции различной мощности от 15 до 2000 кВт в различных вариантах исполнения, а именно: в капотном и блочно-контейнерном. Сервисный контракт с гарантией предоставляется на 9 лет [2].

Применение микротурбинных электростанций для переработки попутного нефтяного газа – это направление, которое будет быстрыми темпами расширяться и выходить на новые уровни, в связи со спецификой освоения новых труднодоступных месторождений.

Целесообразность решения, очевидна, так как микротурбинные комплексы имеют ряд преимуществ:

- низкая себестоимость электрической и тепловой энергии;
- повышение экологичности производства;
- быстрая окупаемость;
- оптимизация энергозатрат;
- снижение издержек нефтедобычи;
- повышение энергоэффективности в нефтегазовой отрасли.

Литература

1. Егоров И.С. Современное оборудование для подготовки и утилизации ПНГ как способ снижения энергозатрат на добычу нефти / Инженерная практика, 2015. – №3.
2. Семёнов Е.Б., Лучин П.С. Микротурбинный вектор нефтегазовой отрасли / Industry, 2014. – №4.
3. Сердюкова А.А. Микротурбинные электроцентры для утилизации ПНГ на объектах ОАО АНК «Башнефть» / Химическая техника, 2014. – №3.
4. Сердюкова А.А., Парфенова О.Е. Энергоэффективные технологии утилизации ПНГ / Традиционная энергетика, 2010. – № 10.

ТЕХНОЛОГИЯ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ГИДРОУДАРНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЕРФОРАЦИОННЫЕ ОТВЕРСТИЯ И ПРИСКВАЖИННУЮ ЗОНУ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

А.И. Каменюка, А.П. Аладьев

Научный руководитель доцент М.В. Омелянюк

Армавирский механико-технологический институт (филиал) ФГБОУ ВПО Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

В настоящее время ряд крупнейших нефтяных, газовых месторождений в России находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется низкими пластовыми давлениями, активным обводнением эксплуатационных скважин, снижением дебита добывающих и приемистости нагнетальных скважинах. Уменьшение продуктивности скважин связано с постепенным снижением пластового давления, с ухудшением пористости и проницаемости пород прискважинной зоны пласта и фильтров вследствие закупорки пор в результате механического, химического и биологического кольматажа [2].

Был выполнен анализ существующих технологий раскольматажа нефтяных и гидрогеологических скважин, использующих колебательные эффекты затопленных высоконапорных струй жидкости. Многие из них имеют ряд недостатков, которые накладывают ограничения на область их применения: невысокая успешность; громоздкость технологии; недостаточно полно разработанные теоретические основы проектирования процессов и т.д.[1–3].

Опираясь на результаты проведенного анализа, была поставлена задача повышения эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет обработки прискважинной зоны пласта с применением гидроударного и кавитационного воздействия. Для решения поставленной задачи были проведены аналитические, экспериментальные и натурные скважинные исследования.

В результате разработаны технология и устройство для интенсификации добычи нефти гидроударным воздействием на перфорационные отверстия и прискважинную зону продуктивного пласта. Принципиальная схема реализации разработанной технологии представлена на рисунке 1.

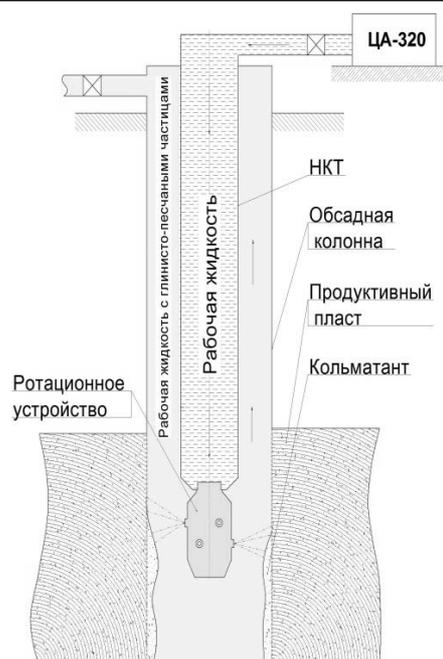


Рис.1 Принципиальная схема для реализации технологии интенсификации добычи нефти гидроударным воздействием на забой скважины и прискважинную зону продуктивного пласта

Сущность технологии заключается в том, что на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) спускают в скважину статическое (рисунок 3) или роторное устройство (рисунок 2) на 2 м ниже интервала перфорации. Обеспечивают подачу рабочей жидкости поверхностным насосным агрегатом (например, ЦА-320). Обработка забоя скважины и прискважинной зоны продуктивного пласта гидроударным воздействием осуществляется при возвратно-поступательном движении вибратора (статического или роторного). При обработке роторным устройством НКТ перемещают вверх-вниз вдоль интервала перфорации. При обработке статическим устройством НКТ перемещают вверх-вниз вдоль интервала перфорации и вращают. Генерирование на забое скважины упругих колебаний частотой от 10 до 150 Гц способствует интенсификации фильтрации жидкости и обеспечению выноса из призабойной зоны кольматирующего материала. При этом воздействие на структуры пласта с флюидом осуществляют путем возбуждения резонансных колебаний столба жидкости в скважине (совпадение частоты пульсаций вибратора и собственной резонансной частоты обсадной колонны с флюидом), в результате чего очищаются естественные поровые каналы и увеличивается гидропроводность.



Рис.2 Натурный образец – роторное устройство, диаметр 100 мм



Рис.3 Натурный образец – статическое устройство, диаметр 89 мм

Разработанная технология эффективно сочетается с химическими методами воздействия. Разработанные и апробированные химические многокомпонентные составы для повышения дебитов скважин химически нейтральны к обсадным и колоннам и материалам фильтров.

Эффективность разработанной технологии интенсификации добычи пластового флюида, по сравнению с общеизвестными, заключается в следующем:

1. высокий межремонтный период работы скважин (более 1100 суток);
2. возможность замера динамических уровней в процессе эксплуатации и статических уровней для контроля за пластовым давлением;
3. возможность гибкого изменения режима работы скважины;
4. надежная эксплуатация в осложненных условиях (низкие дебиты, высокое газосодержание, повышенные температуры, высокое содержание механических примесей);
5. беспакерная компоновка позволяет значительно снизить затраты на капитальный ремонт скважины, поскольку замена подземного оборудования осуществляется силами бригады по текущему ремонту скважин.

Литература

1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
2. Омелянюк М.В., Пахлян И.А. Повышение эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет применения импульсно-ударного, кавитационного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта / Нефтепромысловое дело, 2014. – № 11. – С. 19–23.
3. Пахлян И.А. Совершенствование технологии и модернизация погружного эжекционного оборудования для очистки забоя скважин от глинисто-песчаных пробок / Инженер-нефтяник, 2015. – № 3. – С. 51–52.

МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ГАЗОТАЧИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В РОССИИ

И.С. Канаев

Научный руководитель старший преподаватель Н.Э. Пулькина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Метан является одним из важнейших энергетических ресурсов. Запасы природного газа в России на 2014 год составляют 49,5 трлн. м³, а запасы метана угольных пластов оцениваются от 17 до 60 трлн. м³. Метан угольных пластов встречается практически везде, где есть залежи угля.

Уголь бывает различных сортов, что обуславливает и различные характеристики углей. Битуминозные угли характеризуются наиболее высокой проницаемостью (500–700 мД), антрациты же обладают низкой проницаемостью (1–2 мД) [2]. Зависимость содержания адсорбированного газа от абсолютного давления для различных типов углей представлена на рис.1 [1].

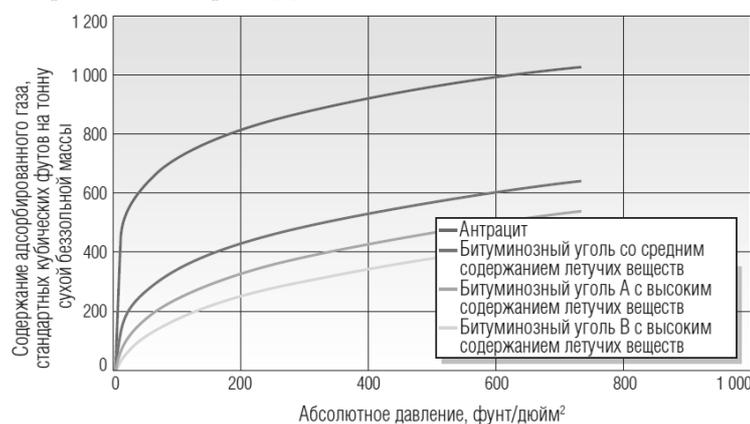


Рис.1 Зависимость содержания адсорбированного газа от абсолютного давления, для различных видов углей

В углях низкой степени углефикации метан образуется в результате деятельности микроорганизмов, а в углях высокой степени углефикации – в процессе термодинамического созревания органического вещества угля. Образовавшийся метан адсорбируется органическим веществом угля путем связывания слабыми ван-дер-ваальсовыми силами межмолекулярного притяжения (рис. 2) [1].



Рис.2 Зависимость газообразования от степени углефикации

Скважины для добычи метана из угольного пласта обычно характеризуются низкими дебитами. Поэтому необходимы мероприятия по интенсификации притока. Различают несколько основных методов интенсификации газоотдачи:

1. гидроразрыв пласта – наиболее универсальный метод, применимый в большинстве геологических условий. На долю гидроразрыва приходится около 80 % всех мероприятий по интенсификации газоотдачи.
2. пневмо-гидродинамическое воздействие. Метод эффективен при толщине пласта более 20 м и проницаемостью более 30 мД. Сущность способа заключается в том, что в добывающей или соседней скважине, заполненной жидкостью, создается импульс давления (гидроудара) с заданными параметрами частоты воздействия и давления, вследствие чего происходит рост трещин в угольном пласте, что упрощает приток к скважине [2].
3. вибрационное воздействие. Метод основан на разрушении системы уголь – метан, роста трещин и высвобождении газа. Под воздействием вибрации угольная масса приобретает большую подвижность и система «уголь – метан» способна распадаться.
4. наклонно-направленное и горизонтальное бурение. Данный метод применим для угольных пластов, имеющих мощность более 2 м, с хорошей устойчивостью, имеющие достаточно высокую газоносность, при относительно небольших глубинах залегания до 900 м.
5. расширение открытого забоя скважины. Метод применим для высокопроницаемых угольных пластов от 100 мД до 3 Д.

В России, несмотря на то, что наша страна обладает богатейшим запасом данного ресурса, добыча метана угольных пластов развита слабо. В этой отрасли пока действует лишь одно предприятие «Газпром добыча Кузнецк». Предприятие в пределах своего лицензионного участка имеет 4 площади: Нарыкско-Осташкинская площадь, Талдинская площадь, Распадская и Томская площади. Прогнозируемые запасы по площадям представлены в таблице. В настоящий момент добыча метана происходит лишь на Талдинской и Нарыкско-Осташкинской площадях.

Таблица

Прогнозные запасы на площадях лицензионного участка «Газпром добыча Кузнецк» [4]

Наименование площади	Прогнозируемые запасы метана угольных пластов, млрд. м ³
Нарыкско-Осташкинская	918
Талдинская площадь	95,3
Распадская площадь	357,2
Томская площадь	121,1

На предприятии «Газпром добыча Кузнецк» в основном используют гидроразрыв пласта, как метод интенсификации притока метана угольных пластов. Гидроразрывы проводят с 2005 года, однако не всегда удается достигнуть достаточной интенсификации. Длительность эффекта так же различна, возможно, что близость к разрабатываемому угольному разрезу и периодические взрывные работы на нем, негативно сказываются на состоянии трещин.

В 2013 году были пробурены первые в России скважины с горизонтальным участком по угольному пласту (РН-11г и РН-12г), что увеличило объем добываемого метана более чем в 3 раза за счет увеличения площади коллектора [4].

Помимо бурения наклонно-горизонтальных скважин и проведения гидроразрывов, был опробован метод вибрационного воздействия на пласт. Испытания технологии объемного волнового воздействия на метанугольные пласты проведены в сентябре 2012 года. Оценка эффективности воздействия осуществлялась геофизической партией ООО «Красноярскгеофизика» посредством геофизических измерений комплексными

приборами КСА-Т12. Наблюдения выполнялись до волнового воздействия (фоновые замеры) и после воздействия. Анализ результатов показал успешность выполненной работы – увеличение дебита газа на 19,8 % [3].

Литература

1. Джонсон Ш., Ламберт С., Бустос О., Пэшин Д., Рэйн Э. Метан угольных пластов: чистая энергия для всего мира // Нефтегазовое обозрение, лето 2009. – Том 21. – №2. – С. 4 – 17.
2. Сторонский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В., Шавчко Е.В. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ // Российский химический журнал. – 2008. – Том 52 – №6. – С. 63 – 72.
3. Цупов М.Н., Савченко А.В. Физические способы воздействия на угольный массив с целью его дегазации // Интерэкспо Гео-Сибирь, 2015. – Том 2. – №3. – С. 266 – 270.
4. О перспективах добычи в России угольного газа. [Электронный ресурс]. – <http://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/>

УВЕЛИЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Т.М. Касымов

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из актуальных проблем нефтегазовой отрасли на сегодняшний день является увеличение эффективности нефтеотдачи месторождений, находящихся в заключительной стадии разработки. В процессе вступления месторождения в период падающей добычи возникает ряд проблем с подбором оптимального применения методик доработки месторождения, позволяющих избежать потери рентабельности в добыче нефти. В условиях низких цен на углеводороды особенно остро стоит вопрос оптимизации производства. В первую очередь это связано с тем, что запасы углеводородов исчерпываются, а ввод новых месторождений в промышленную разработку замедлился. Учитывая тот факт, что месторождения разрабатываются в основном в режимах истощения пластовой энергии, падает дебит и пластовое давление. С каждым днем нарастает необходимость в совершенствовании технологий, направленных на повышение экономической эффективности путем увеличения нефтеотдачи. Эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи является важным показателем разработки месторождения, который положительно влияет на рентабельность добычи на поздней стадии разработки месторождения.

Эпоха легкоизвлекаемой нефти подходит к завершению. Процент трудноизвлекаемых запасов на месторождениях России постоянно увеличивается. На данный момент он уже превысил половину при обводненности более 80%. Поэтому, внедрение современных методов повышения нефтеотдачи для увеличения коэффициента извлечения нефти, является стратегически важным аспектом развития нефтяной промышленности.

На сегодняшний день насчитывается огромное количество методов увеличения нефтеотдачи, которые, объединяют в группы: физические, физико-химические и химические методы. Физико-химические и химические подразделяют на тепловые, гидродинамические, акустические и механические.

Третичные методы добычи, которые могут применяться почти в любой период эксплуатации месторождения, базируются на снижении поверхностного натяжения или вязкости флюидов, что способствует вытеснению нефти из пласта. Это достигается путем закачки в пласт химических веществ (поверхностно-активных веществ (ПАВ) или полимеров), газов (двуокиси углерода, углеводородов или азота) или пара. Методы увеличения нефтеотдачи могут способствовать извлечению дополнительно 5–20 % геологических запасов нефти. В зависимости от свойств коллектора общее извлечение способно достичь 50–70 %, а порой и выше [1]. Технологии и методы усовершенствования и увеличения нефтеотдачи в существенной мере взаимно дополняют друг друга. В конечном счёте все они ориентированы на оптимизацию нефтеотдачи и стимулирование притоков нефти, т. е. увеличение добычи.

Методы увеличения нефтеотдачи осуществляют ряд технологий, каждая из которых предназначена для применения на разных глубинах залегания коллектора и работы с нефтями различных свойств. Выбор оптимальной технологии увеличения нефтеотдачи требует глубокого понимания характеристик коллектора и технико-экономических параметров освоения месторождения. Например, на месторождениях высоковязкой нефти добыча возрастает при закачке пара для разжижения нефти или полимеров для утяжеления воды, что увеличивает выход нефти.

В России из-за повсеместного применения заводнения преимущественно развиваются химические методы (рисунок), так как в основе большинства известных химических методов увеличения нефтеотдачи пластов лежит заводнение, то есть вода – основной компонент, к которому добавляются химические реагенты [3].

Важной целью является добиться максимальной отдачи от эксплуатируемых объектов, которые разрабатываются нефтегазовыми компаниями России. Это повлечет увеличение добычи нефти из самых разнообразных по своим характеристикам коллекторов при одновременном снижении затрат и расходов энергии на единицу продукции, обеспечение высокого уровня безопасности при максимальном снижении негативного воздействия на окружающую среду

По характеру воздействия на трудноизвлекаемую нефть все методы увеличения нефтеотдачи допустимо разбить на три основные категории:

1. воздействующие на капиллярно-удерживаемую и пленочную нефть (нефтьевытесняющие составы);
2. увеличивающие охват пласта заводнением (потокоотклоняющие технологии);
3. применяющие технологии комплексного воздействия, совмещающие достоинства выше названных групп методов увеличения нефтеотдачи. Следует выделить, что такое воздействие, в большинстве случаев, предусматривает индивидуальное либо совместное применение данных видов технологий. То есть из числа физико-химических методов увеличения нефтеотдачи первые две категории можно считать базовыми. Наиболее распространенными из методов увеличения нефтеотдачи пластов, применяемых в Российской Федерации, являются методы, нацеленные на увеличение охвата пластов заводнением; в нефтяной промышленности их принято называть потоотклоняющими.

За рубежом и в России потоотклоняющие технологии на базе полимеров являются одним из наиболее обширно применяемых методов увеличения нефтеотдачи пластов. Полимерные технологии можно разделить на три категории:

- закачка низкоконцентрированных растворов полимеров;
- использование сшитых полимерных составов (СПС);
- закачка дисперсий набухающих гель-частиц химически или радиационно-сшитых полимеров [2].

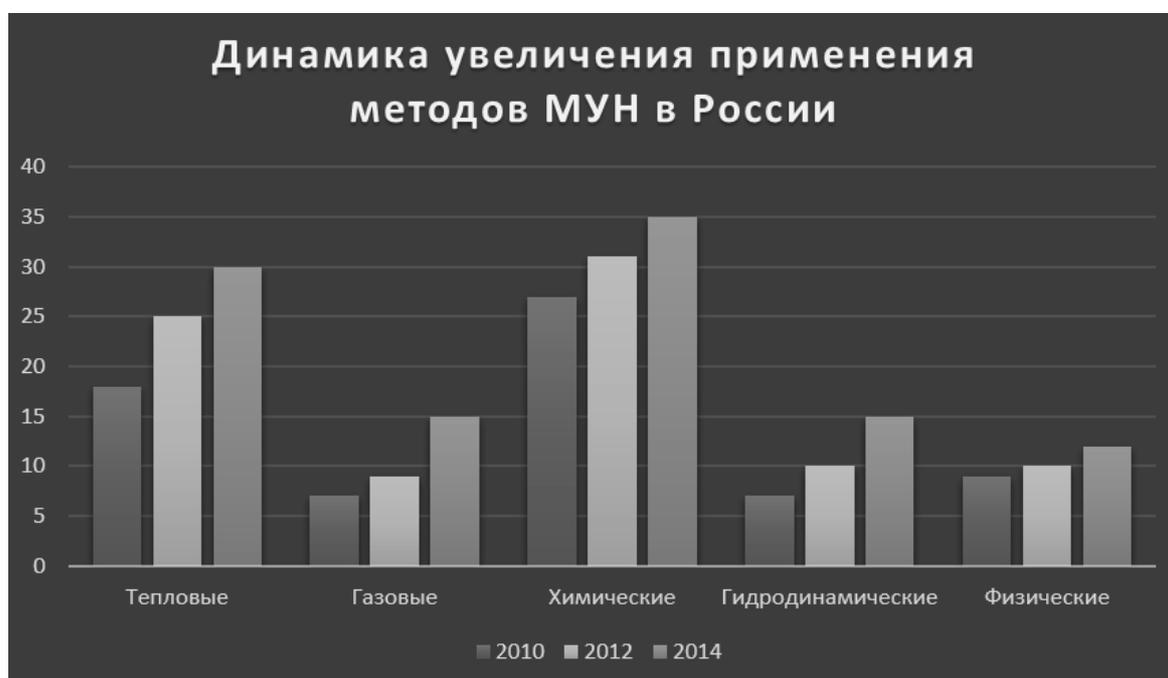


Рис. Динамика увеличения применения методов МУН в России за период с 2010 по 2014 год

В США применение полимерного заводнения считалось главной технологией в группе химических методов, и до середины 80-х годов 20 века отмечался рост объемов внедрения. Число действующих проектов достигало 178. К 2000 годам объем добычи за счет метода уменьшился более, чем на порядок, а численность проектов уменьшилось до 10. На 2002 год прогнозировалась практически нулевая добыча при четырех действующих проектах [2].

В докладе министерства энергетики России, представленном на международном научном симпозиуме, посвященном практическому применению методов увеличения нефтеотдачи, говорится о том, что суммарная добыча нефти в России, за период с 2001 по 2015 год, за счет применения современных технологий и методов увеличения нефтеотдачи пластов должна составить не менее 810 млн. тонн. Исходя из этого, необходимо изучение и проработка новых технологических процессов, позволяющих создавать или усовершенствовать технологии увеличения нефтеотдачи пластов.

Положительная динамика применения ранее существовавших и новых методов увеличения нефтеотдачи пластов в Российской нефтяной промышленности, в условиях стагнации экономики и падения цен на углеводороды, требует подбора наиболее оптимальных технологий, с учетом параметров коллектора и технологических параметров разработки месторождения. Поэтому на сегодняшний день существует необходимость в систематизации современных методов увеличения нефтеотдачи под конкретное месторождение, с целью максимального увеличения технико-экономической эффективности применяемых технологий.

Литература

1. BUSINESS GUIDE 2013. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.kommersant.ru/private/pdoc?docsid=2121032#3> (дата обращения: 27.02.2016).
2. Береговой А.Н. Увеличение степени нефтеизвлечения полимерными и эмульсионными составами при заводнении пластов: Дисс. на соискание ... канд.тех.наук. – Бугульма, 2010. – 150 с.
3. Кононов Ю.М. Разработка экспертной системы для выбора методов увеличения нефтеотдачи пластов в условиях нечетких входных данных: Дисс. на соискание ... канд.тех.наук. – Томск, 2013. – 209 с.
4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года / Распоряжение от 13 ноября 2009 г. url: http://сацминэнерго.pdf/docs/base/Расп.Прав.РФ_1715р-13.11.09-Энерг.стратегия%20РФ-2030.pdf (дата обращения: 20.02.2016).

**РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ С ПОМОЩЬЮ
МЕТОДА НЕПРОДОЛЬНОГО ВЕРТИКАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ
А.А. Клепцын, А.С. Трушко**

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Основными источниками информации о строении объектов изучения (нефтяных и газовых залежей), в пределах месторождения, являются оценка результатов бурения и анализ полученных данных наземной сейсморазведки. Многочисленные сейсморазведочные работы, проведенные способами наземной сейсмики (методами общей глубинной точки, в том числе пространственной модификацией 3Д), не могут дать достаточно детального представления об изучаемой среде, фазовой картине отражающих горизонтов, скоростных характеристиках пород, физических и кинематических параметрах, а также параметрах волнового поля.

подавляющее большинство ошибок, в наземных сейсмических исследованиях, случаются по разным причинам, таким как, субъективный анализ результатов записи конкретного исполнителя, опыт данного исполнителя, интерпретационный подход, используемые алгоритмы обработки данных. Также большое количество ошибок случаются по средствам влияния на результаты исследований локальных изменений скорости в средней части разреза, которые не могут быть обнаружены только из сейсмических данных [1].

Сложное строение рельефа отражающих фазовых горизонтов, даже при условии, что расстояние до опорных скважин составляет первые сотни метров, даёт ошибки при определении глубин, которые порой достигают нескольких десятков метров. Когда высота нефтеносной залежи достаточно мала, ориентация на данные, полученные в результате проведения наземных сейсморазведочных работ, вовсе повышает риск непродуктивного эксплуатационного бурения.

Ещё большими проблемами может обернуться бурение на большом удалении от скважин, которые в процессе интерпретации служили опорными, а так как в настоящее время темпы эксплуатационного бурения, как правило, выше темпов переинтерпретации сейсмических данных, то возникает большая необходимость обеспечения бурового процесса более оперативными и точными инструментами изучения среды. Такую роль может выполнять метод скважинной сейсморазведки и его модификации (вертикальное сейсмическое профилирование по продольным или поперечным волнам). Основным, используемым в России, методом, решающим довольно большой диапазон как геолого-геофизических задач, так и задач разработки, является, как раз, непродольное вертикальное сейсмическое профилирование. Небольшие (порядка 750 м) размеры изучаемой области пространства вокруг скважины и более высокая точность данных, полученных при регистрации волнового поля в скважине, повышают детальность изучения геологической среды. Достоверность материалов непродольного вертикального сейсмического профилирования при проведении бурения как показывает практика, в 3–5 раз выше, чем по данным наземной сейсморазведки методами общей глубинной точки 2Д и пространственной 3Д.

Комплексирование с интерпретационными данными геофизических исследований скважин, результатами нового бурения и наземной сейсморазведки, может обеспечить достаточно высокую информативность и достоверность результатов непродольного вертикального сейсмического профилирования. Современные способы построения моделей позволяют проектировать системы наблюдений, которые в довольно полной мере обеспечивают получение той или иной информации в заданных направлениях с учетом геометрии и наклона скважины.

Средние сроки проведения исследований на скважине, с учётом всех подготовительных процессов, обычно не превышают 5–7 дней, срок обработки, интерпретации и конечного представления результатов скважинной сейсморазведки составляет порядка 2–4 недель, что вполне допустимо при проектировании эксплуатационного и доразведочного бурения.

Методика обработки и интерпретации данных сейсмического профилирования предполагает решение ряда традиционных для сейсморазведки геологических задач: прогноз развития и оценка свойств коллекторов в околоскважинном пространстве, выявление и прослеживание тектонических нарушений; уточнение структурного плана продуктивных отложений. Более того, большая точность в определении поляризации волн, при проведении регистрации во внутренних точках среды, даёт возможность использовать данный параметр для оценки и выявления анизотропии в среде и вызывающей анизотропные свойства ориентированной трещиноватости. Ввиду ограниченной дальности исследования околоскважинного пространства (в среднем

около 0,4 от глубины верхнего целевого объекта), использование непродольного вертикального сейсмического профилирования позволяет проводить онлайн сопровождение бурового процесса при разработке месторождения [3].

Результаты непродольного вертикального сейсмического профилирования, в скважинах, пробуренных на раннем этапе (по материалам наземных сейсморазведочных исследований) используются для проведения проекторочных работ на уточнение и задание точек для мест бурения скважин нового этапа, в них снова выполняется непродольное вертикальное сейсмическое профилирование и задаются места бурения для скважин последующих этапов, такая процедура повторяется до полного разбуривания месторождения.

Высокая скорость представления результатов исследований, произведённых скважинной сейсморазведкой, позволяет не только вовремя получать полную и детальную информацию для проектирования бурения новых скважин, но даже вести корректировку траектории скважин, находящихся в процессе бурения, таким образом, существенно повышается результативность бурения.

Определение скоростной модели, с высокой точностью, позволяет представлять сейсмические разрезы непосредственно в глубинном масштабе, что повышает наглядность структурной интерпретации. Оценка изменения свойств коллекторов в околоскважинном пространстве, является наиболее сложным и не всегда возможным элементом интерпретации наземных сейсмических данных, вследствие ограниченной разрешающей способности метода по глубине и недостаточно высокого отличия упругих свойств нефтенасыщенных коллекторов от вмещающих пород.

Физической основой для выявления и оценки ориентированной трещиноватости при непродольном вертикальном сейсмическом профилировании является расщепление поперечной волны в анизотропной среде на две поляризованные в ортогональных плоскостях, и распространяющиеся с разной скоростью [2].

Классический способ изучения анизотропии и трещиноватости пород основан на применении источников поперечных волн с управляемым направлением воздействия. Для решения преимущественно структурных задач методом непродольного вертикального сейсмического профилирования, работы, обычно, выполняют с применением ненаправленных источников возбуждения продольных волн. Хотя в этом случае невозможно обеспечить высокую точность и детальность исследований, тем не менее, извлечение добавочной информации о трещиноватости коллекторов, пусть и не столь точной, представляет большой практический интерес для оценки свойств резервуара.

С целью выявления и оценки трещиноватости, используются следующие приемы анализа данных непродольного вертикального сейсмического профилирования: выявление интервалов интенсивно трещиноватых пород, по результатам анализа следящих компонент продольных, поперечных волн и трансверсальных компонент; анализ поляризации падающих продольных, поперечных волн и оценка направлений главных элементов симметрии; если обе продольные и поперечные волны прослеживаются уверенно, то определяют задержку между быстрой и медленной волнами, уточняют положение трещиноватого интервала, направление трещиноватости и проводят качественную оценку степени трещиноватости; анализ интервальных скоростей продольных и поперечных волн, их поглощение для различных положений источника; оценка трещинной пористости, по специально разработанной методике, использующей различие упругих параметров в трещиноватых и заведомо нетрещиноватых интервалах [2].

Возможность следить за распространением трещин, с помощью метода непродольного вертикального сейсмического профилирования, также, позволяет проектировать процедуру гидравлического разрыва пласта, что является одним из актуальных вопросов разработки.

Таким образом, метод непродольного вертикального сейсмического профилирования позволяет решать ряд существенных геолого-геофизических проблем и проблем разработки, таких как детальное изучение фазового разреза, его стратификация; литофациальные замещения в изучаемой среде; получение скоростного закона; исследование путём анализа волнового поля; уточнение геометрии целевых объектов изучения; прогноз развития и оценка свойств коллекторов в околоскважинном пространстве; выявление и прослеживание тектонических нарушений; сопровождение бурения скважин; проектирование новых точек бурения как эксплуатационных, так и доразведочных скважин; оценки и выявления анизотропии в среде и вызывающей анизотропные свойства ориентированной трещиноватости; проектирование гидравлического разрыва пласта.

Литература

1. Кузнецов В.М., Жуков А.П., Шнеерсон М.Б. Введение в сейсмическую анизотропию: теория и практика. – Тверь: ГЕРС, 2006. – 160 с.
2. Ленский В.А., Ахтямов Р.А. Выявление и оценка тектонической трещиноватости по данным непродольного вертикального сейсмического профилирования // Каротажник. – 2012. – Вып. 3 (213). – С. 83 – 91.
3. Новые возможности уточнения строения нефтяных залежей // В.А. Ленский, А.Я. Адиев, Д.Р. Ирбакаев, Е.В. Ленская – Уфа: ООО НПЦ «Геостра».

СКАНИРОВАНИЕ НЕФТЬСОДЕРЖАЩЕЙ ДВУХФАЗНОЙ СИСТЕМЫ ВИБРИРУЮЩИМ ЗОНДОМ

И.С. Кожевников

Научный руководитель старший научный сотрудник А.В. Богословский
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Межфазное натяжение является фундаментальной термодинамической характеристикой границы раздела двух жидкостей и обычно используется в качестве основной. Однако, во многих случаях, для характеристики области контакта жидкостей сложного состава, значения межфазного натяжения недостаточно, необходимо учитывать реологию поверхности. В частности, это относится к нефтям с высоким содержанием смол и асфальтенов. Такие нефти склонны к формированию на границе с водой межфазных слоев различной прочности – от низковязких бесструктурных до жестких с ярко выраженными упругими свойствами.

Причиной такого реологического поведения являются присутствующие в нефтях смолисто-асфальтовые вещества – природные высокомолекулярные поверхностно активные соединения нефти. Реология поверхности раздела нефть–вода, а также поверхностная активность высокомолекулярных компонентов нефти в настоящее время изучена недостаточно. Отчасти, это определяется недостаточным уровнем развития современной измерительной техники.

Изначально разработанный для изучения реологии объемов ньютоновских жидкостей, метод вибрационной вискозиметрии перспективен в области поверхностной реологии.

В разработанном в Институте химии нефти СО РАН вискозиметре «Виброскан» (рис. 1.) реализован сканирующий вариант вибрационного метода измерения вязкости. Суть заключается в перемещении с заданной скоростью вибрирующего пробного тела из более легкой в более тяжелую жидкость через границу раздела фаз с непрерывной регистрацией силы, действующей на пробное тело со стороны вмещающей фазы. Пробное тело представляет собой горизонтально натянутую на стержнях зонда струну.

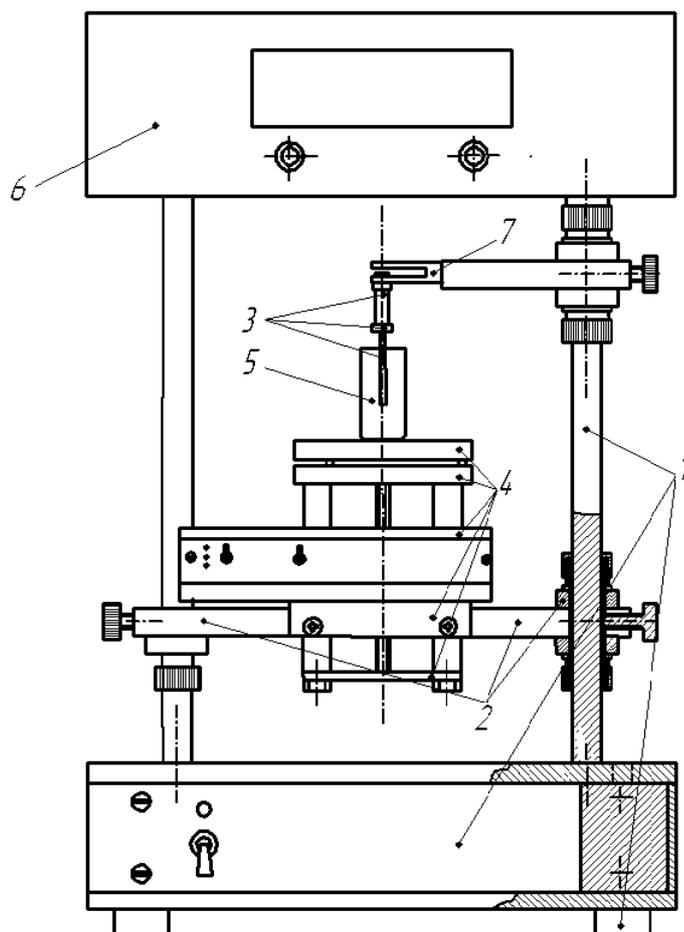


Рис.1 Сканирующий вискозиметр «Виброскан»: 1- стенд-штатив, 2- подвижная платформа, 3- зонд, 4- сканер, 5- измерительная ячейка, 6 – блок управления датчиком, 7-камертон

Результат измерения – стратификационная зависимость (рис. 2.) выходного сигнала датчика вискозиметра (ΔU).

Величина выходного сигнала вибрационного датчика в сплошной среде пропорциональна механическому сопротивлению Z вмещающей фазы: $U \sim Z \sim F/\xi \sim (\rho\eta)^{0.5}$, где F – тормозящая сила, ξ – смещение, ρ , η – плотность и вязкость. При колебаниях пробного тела в воздухе определяют U_0 , соответствующее внутреннему трению измерительной установки. Его потом вычитают из текущего значения сигнала и используют $\Delta U_i = U_i - U_0$. Относительное механическое сопротивление определяется с использованием эталона: $Z_{отн} = (\eta^*\rho)^{0.5}/(\eta_{эт}^*\rho_{эт})^{0.5} = \Delta U/\Delta U_{эт}$. где $\rho_{эт}$, $\eta_{эт}$ – плотность и вязкость эталона.

Сигнал датчика пропорционален величине механического сопротивления Z , которая в свою очередь связана с вязкостью жидкости.

На рассматриваемой зависимости переходу пробного тела через границу раздела двух жидкостей соответствуют два экстремальных фрагмента – α и β .

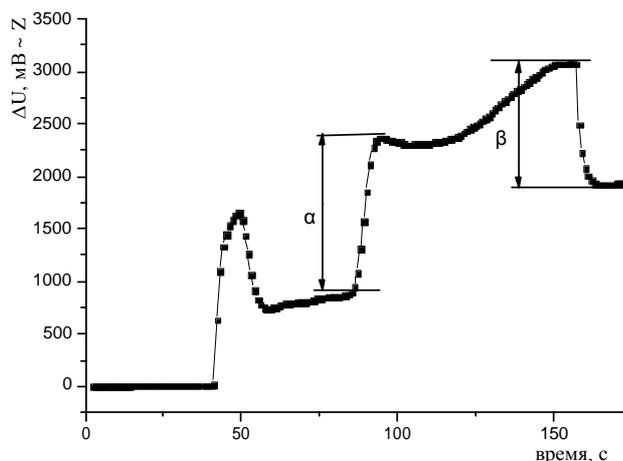


Рис.2 Вид зависимости текущего значения механического сопротивления от времени при непрерывном и равномерном движении пробного тела вдоль вертикальной оси измерительного сосуда

Исследованы растворы 0; 0,05; 0,1; 0,125 и 0,15 % (по массе) нефти в керосине. Использовали высокосмолистую нефть Усинского месторождения, состав которой (в масс.%): парафинов – 1.1, смол – 31.1, асфальтенов – 9.9.

Исследуемые двухфазные системы получали наслаиванием на 50 мл дистиллированной воды 10 мл раствора нефти в ячейках прямоугольной формы. Перед измерением ячейки выдерживали в течение 2 часов, герметично закрыв.

Концентрационные зависимости α - и β -фрагментов приведены на рисунке 3.

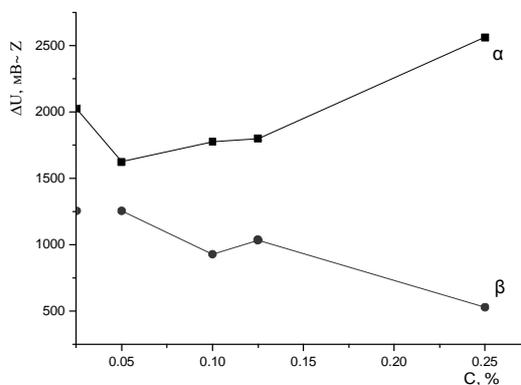


Рис.3 Зависимость амплитуды α - и β -фрагментов стратификационных зависимостей от концентрации нефти

С увеличением концентрации рассматриваемые фрагменты изменяются по-разному. Величина β -фрагмента уменьшается, что, по-видимому, связано с уменьшением величины поверхностного натяжения. Величина α -фрагмента увеличивается, что свидетельствует об образовании прочного межфазного слоя, обладающего вязко-упругими свойствами.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

И.Н. Козырев

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В наше время самым современным и эффективным способом механизированной добычи является применение установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Высокая агрессивность пластовой жидкости, являющейся многокомпонентной средой и состоящей из нефти, пластовой воды, свободного и растворенного газа – одна из важнейших причин отказов оборудования скважин, эксплуатируемых данным способом [1]. Повышение наработки электропогружного оборудования возможно путем применения защитного дополнительного оборудования в составе УЭЦН.

Кожух предназначен для обеспечения охлаждения электродвигателей и применяется в скважинах с большим внутренним диаметром обсадных колонн, так как скорость потока пластовой жидкости, омывающей электродвигатель, не обеспечивает достаточного охлаждения.

Конструкция кожуха обеспечивает надежное крепление и исключение забора жидкости сверху кожуха, для чего на входном модуле предусмотрен уплотнительный пояс. Данный модуль может быть смонтирован с газосепараторами, диспергаторами, а так же без них. Единственное требование для монтажа с газосепараторами, диспергаторами – допуск на присоединение входного модуля и совпадения по крепежным узлам [3].

Применение технологии колтюбинга при освоении скважин после гидроразрыва пласта.

Для борьбы с выбросами пропанта, после проведенного гидроразрыва пласта, наиболее эффективно применение технологии колтюбинга. Опыт применения колтюбинга доказал, что качественная промывка забоя (рис. 1) и освоение скважины азотом позволяют сэкономить на эксплуатации УЭЦН за счет снижения случаев выхода насоса из строя по причине выноса механических примесей.

При использовании колтюбинга, во-первых, гибкую трубу можно спускать в скважину очень быстро (до 50 м/мин), а во-вторых, по ней можно закачивать азот, образуя очень легкий столб флюида. В процессе очистки происходит поступление притока в скважину, что позволяет очистить ствол до безупречного состояния. Освоение азотом имитирует работу УЭЦН и тем самым позволяет удалить вредные частицы до его внедрения в скважину.

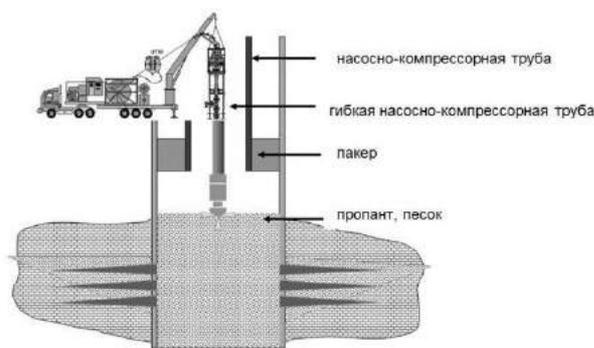


Рис.1 Промывка забоя с применением технологии колтюбинга [1]

Несмотря на кажущуюся высокую стоимость услуг колтюбинга, связанную, прежде всего, с довольно высокой стоимостью самого оборудования и его содержания в условиях интенсивной эксплуатации в сложных погодных и прочих условиях российских месторождений, использование колтюбинга позволяет не только достичь более быстрой окупаемости затрат, но и сэкономить на расходах по дальнейшей эксплуатации скважины. Быстрая окупаемость связана с несколькими факторами:

- сокращение времени освоения скважины;
- снижение потерь нефти за счет экономии времени на освоение скважины;
- увеличение времени работы скважины после запуска;
- снижение негативного воздействия на пласт во время проведения обработки;
- увеличение выручки от реализации нефти [3].

Применение гибкой шарнирной муфты в составе установок электроцентробежных насосов.

Известно [2], что при работе УЭЦН на участках с большим набором кривизны из-за боковых усилий возникают нерасчетные напряжения корпусов и валов, которые ведут к одностороннему износу деталей и сокращению межремонтного периода.

Максимально допустимая кривизна скважины при спуске установки определенного поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов, из которых изготовлена установка. Величина максимально допустимой кривизны скважины по нормативным документам российских и иностранных изготовителей равна 2° на 10 метров длины. По тем же нормативным документам место подвески установки должно выбираться в скважине там, где установка не подвергается прогибу или как минимум вписывается в участок скважины. Отсюда спуск УЭЦН в скважину не производится на максимально возможную глубину с достижением целевого забойного давления.

Применение гибкой муфты (ГШМ) в составе УЭЦН (рис. 2) позволяет: достичь потенциала скважины; предотвратить ослабление затяжки из-за асимметрии натяжений болтов межсекционных фланцевых соединений УЭЦН за счет снятия изгибающих нагрузок, воздействующих на установку при прохождении интервалов с интенсивным искривлением ствола во время спуска оборудования в скважину.

При эксплуатации УЭЦН в зоне с набором кривизны выше допустимой, где штатная установка работает в напряженно-деформируемом состоянии, УЭЦН, оснащенный гибкой муфтой, свободно вписывается в ствол искривленной скважины, чем обеспечивается повышенная устойчивость его работы.

Максимальный угол изгиба ГШМ составляет 5 или 10° в зависимости от варианта исполнения [2].

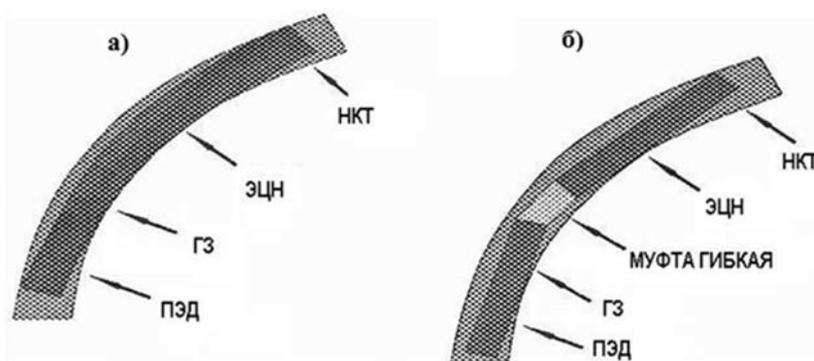


Рис.2 Положение УЭЦН в скважине без ГШМ (а) и с ГШМ (б) [2]

Таким образом, применение обоснованной методики выбора насосного оборудования и оптимизации режима его работы позволяет проанализировать эффективность использования добывающих скважин, оценить состояние насосного оборудования, рассчитать рациональные технологические параметры работы.

Максимальный эффект повышения энергоэффективности возможно получить улучшив характеристики установок электроцентробежных насосов посредством сбалансированного подбора каждого элемента оборудования установки (кабель, насос, погружной электродвигатель и др.) и оптимизации работы оборудования после запуска.

Реализация комплексного подхода к повышению эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов приводит к снижению затрат в секторе механизированной добычи нефти. Экономия денежных средств может быть направлена на инновационные проекты.

В целом внедрение в производство предлагаемых методов позволит значительно увеличить межремонтный период работы скважин оборудованных для механизированной добычи полезных ископаемых УЭЦН, тем самым увеличить суточную добычу полезных ископаемых [1].

Литература

1. Гудков Е.П. Скважинная добыча нефти. – Пермь: ПГТУ, 2002. – 217 с.
2. Пат. 2230233 Россия МПК F04D29/62, F04D13/10, Гибкая шарнирная муфта. Гепштейн Ф.С., Дьячук И.А., Шаякберов В.Ф. Заявлено. 11.09.2002; Оpubл. 10.06.2004.
3. Шаякберов В.Ф., Янтурин Р.А. О расширении возможностей УЭЦН // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 3. – С. 27 – 28.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА

Р.К. Коротченко, Ю.А. Максимова

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня многие месторождения находятся на поздних и завершающих этапах разработки в условиях нехватки пластовой энергии и наличия различного рода осложняющих факторов. Одним из часто встречающихся осложнений является высокий газовый фактор на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях.

В данной статье речь главным образом пойдет об экспериментальной работе по применению установки электрического центробежного насоса (УЭЦН) на нефтяной скважине номер 53 Вуктыльского

нефтегазоконденсатного месторождения. Скважина имеет высокий газовый фактор ($184 \text{ м}^3/\text{м}^3$) а также ряд других особенностей и осложнений (таблица).

Анализируя данные таблицы, можно заключить, что помимо высокого газового фактора скважина имеет следующие осложнения: большое количество механических примесей; превышение давления насыщения над забойным давлением, что приводит к дегазации нефти на больших глубинах; большая глубина скважины в совокупности с низкой температурой пласта и карбонатным типом коллектора приводят к отложению солей по ходу движения жидкости.

Таблица

Основные данные по скважине 53 Выктульского месторождения

Длина до отверстий перфорации, м	Искусственный забой, м	Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Давление насыщения, атм
3366	3422	184	122
Плотность нефти дегазированной, $\text{кг}/\text{м}^3$	Механические примеси, мг/л	Динамическая вязкость нефти, мПа·с	Объемный коэффициент нефти
839	612	10,8	1,440
Температура пласта, °С	Забойное давление, атм	Р насыщения / Р забойное	
66,4	80,57	1,52	
Обводненность жидкости	Режим работы залежи	Тип коллектора	
0,03	растворенного газа	карбонатный, трещинно-поровый	

В подобных условиях наиболее оптимальным способом механической добычи является газлифт. Рационально применять естественный газлифт, однако условия под него встречаются редко. Существует также искусственный газлифт, когда с помощью мощных компрессорных станций производится нагнетание газа высокого давления в скважину [1]. На скважине 53 с 2008 года применяли именно искусственный газлифт. Однако данный способ за годы эксплуатации показал свою неэффективность, в связи с чем было принято решение попытаться эксплуатировать скважину с помощью УЭЦН.

Главной целью специалистов было вывести насос на постоянный, стабильный режим работы. Для этого им было необходимо подобрать такое оборудование и условия его работы, которое бы могло справиться с основными осложнениями. В итоге, был подобран электроцентробежный насос УВНН5А-35-2700 с газосепаратором. Спуск насоса производился на глубину 3070 м, что близко к глубине скважины. На устье использовался штуцер.

По результатам исследования 2012 г приток из пласта на данной скважине составлял около $12 \text{ м}^3/\text{сут}$, однако подобранный насос имел номинал $30 \text{ м}^3/\text{сут}$. Такое значение подачи насоса было выбрано с целью проведения свабирования скважины путем создания больших депрессий на пласт, чтобы запустить пласт в работу. Также предполагался большой вынос механических примесей после капитального ремонта скважины. Понятно, что такой насос будет работать на данной скважине не оптимально, с низкими значениями КПД, однако данное оборудование должно было справиться с частью осложняющих факторов. Другим важным решением было использование штуцера на устье и спуск насоса на большую глубину. Это решение наиболее значимо, так как должно было помочь бороться с главными осложняющими факторами: высоким газовым фактором и разгазацией нефти на большой глубине. Спуск насоса на 3070 м был необходим для приближения приемного модуля к точке разгазации нефти, чтобы в насос увлекался не свободный газ, а именно газожидкостная смесь. Штуцер планировали установить на минимальное значение проходного канала, с целью создания высокого давления жидкости в рабочих узлах УЭЦН и подвеске НКТ, что необходимо для предотвращения разгазации нефти по ходу ее движения на устье.

Итак, установка была запущена в работу 03.04.2014. Первоначально была произведена откачка раствора глушения, произведено свабирование скважины, после чего 08.04.2014 скважину перевели в накопление на приток. Результат анализа устьевых проб показал, что содержание механических примесей оказалось значительно ниже прогнозируемого значения. Приток из пласта за данный период работы составил всего $4 \text{ м}^3/\text{сут}$, что значительно ниже прогнозируемого притока ($14 \text{ м}^3/\text{сут}$). Несоответствие полученных значений притока и выноса примесей, прогнозируемым значениям, позволили сделать вывод о неправильном глушении скважины, которое привело к ухудшению ФЕС коллектора. Именно из-за этого значительно снизился приток из пласта и вынос примесей был меньше расчетного. Впоследствии данные выводы были подтверждены. В процессе дальнейшей работы так и не удалось вызвать оптимальный приток из пласта.

Тем не менее, 09.04.2014 установка повторно была запущена на постоянном режиме работы. На данном режиме предпринимались попытки сдвига точки разгазации нефти вверх, ближе к приемному модулю насоса. Помимо спуска насоса на большую глубину было принято решение увеличить забойное давление. Увеличение забойного давления уменьшает отношение Р насыщения/Р забойное, что приводит к сдвигу точки разгазации нефти вверх по стволу скважины. Давление увеличивали путем удержания высокого статического уровня жидкости в затрубье в совокупности с газом под давлением. Для создания давления газа задвиги из затрубья в линию были закрыты. Использовать лишь давление жидкости для увеличения забойного давления в данных условиях недопустимо, так как величина статического уровня жидкости должна была составлять 1250 м. Такой объем жидкости привел бы к еще большему снижению притока из пласта.

С 09.04.2014 по 11.04.2014 установка проработала стабильно, однако 11.04.2014 была остановлена из-за низкого входного напряжения. Далее с 11.04.2014 по 21.04.2014 происходили постоянные остановки насоса в

связи с несоответствием наземного электрохозяйства заявленным требованиям, к тому же происходили отключения электроэнергии. 21.04.2014 установка вновь была запущена в работу на том же режиме и проработала стабильно до 05.05.2014. Основные параметры в этот период: буферное давление = 23–30 атм; затрубное давление = 30; линейное давление = 10–9 атм; штуцер 3 мм. Далее в период с 05.05.2014 по 01.06.2014 не удавалось добиться стабильного режима работы. Помимо проблем с наземным электрооборудованием наблюдались частые срывы подачи насоса. Срыв подачи насоса происходил из-за несоответствия расчетного притока из пласта, под который подбирался насос, действительному притоку. Таким образом, неправильное глушение скважины и проблемы с наземным оборудованием не позволили добиться стабильной работы установки на постоянном режиме.

Однако стоит заметить, что подобранное оборудование и выбранный режим работы позволили справиться с основными осложняющими факторами, позволили добиться работы установки без «прогазовок». Этот результат является ключевым, так как, опираясь на полученный опыт, возможно дальнейшее совершенствование технологии добычи нефти на скважинах со схожими геологическими условиями.

Из-за невозможности добиться стабильной работы насоса на постоянном режиме, были приняты следующие решения: 1) перевести данную скважину на периодический режим работы и временно эксплуатировать текущим оборудованием; 2) провести интенсификацию пласта с целью увеличения притока нефти; 3) привести в порядок наземное электрооборудование; 4) подобрать новое, более оптимальное оборудование. Новое оборудование планируется эксплуатировать на постоянном режиме, опробованном в ходе проведенной эксплуатации. Спуск оборудования планируется произвести после интенсификации пласта.

С 01.06.2014 специалисты пытались найти наиболее оптимальный периодический режим работы. В результате испытаний проделанных с 01.06.2014 по 21.08.2014 такой режим был найден и признан эффективным. На данном режиме количество отбираемой жидкости из скважины во время от качки 6 часов, было равно объему жидкости притока из пласта в период накопления 18 часов. На данном режиме работы установка работала стабильно вплоть до 21.08.2014, когда была остановлена по причине нарушения изоляции кабеля. С этого момента скважина находится в простое в ожидании дальнейших решений.

К данной скважине был рекомендован новый насос ЭЦНДИ-5-20-2450 с двойным газосепаратором-диспергатором и глубиной спуска 2700 м. Данное оборудование имеет меньшее значение номинальной подачи, что позволит обеспечить отбор жидкости на постоянном режиме даже при низком притоке из пласта. Также, насос будет работать с приемлемыми значениями КПД. Двойной газосепаратор-диспергатор позволит работать насосу при очень высоком содержании газа на его приеме (до 70–90 %) [2]. Борьба с преждевременной дегазацией нефти планируется уже опробованным способом: сдвигом точки разгазирования путем увеличения забойного давления и ограничением подачи нефти штуцером на устье.

Итак, в данный момент решить окончательно поставленную задачу не удалось. Однако вышеперечисленные рекомендации должны способствовать ее решению. Вместе с тем, полученный опыт и сделанные выводы могут быть использованы и на других скважинах со сходными условиями. Подобные эксперименты проводились на Росташинском и Зайкинском месторождениях. Там были осуществлены промысловые испытания работы УЭЦН ряда скважин с высоким газовым фактором. Применялись насосы схожей комплектацией с УВНН-5А-35-2700, спущенные на глубины близкие к глубинам скважин. Однако большинство установок вышли из строя после непродолжительной работы: до 72 суток безаварийной работы. Причиной отказов установок являлась «большое значение расходаного газосодержания на приеме (0,64–0,79), возникающее из-за низких давлений на приеме ПЭЦН» [3]. Очевидно, на данных месторождениях удалось добиться определенных результатов, но окончательно решить проблему тоже не удалось.

Можно заключить, что экономически эффективная эксплуатация скважин в условиях высокого газового фактора, низкого пластового давления и больших глубин посредством УЭЦН возможна. Однако для этого требуются дополнительные исследования и затраты. Эксперименты, подобные описанным, позволяют накапливать научные данные и опыт промысловых исследований, расширять фонд добывающих скважин.

Литература

1. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2003 – С. 530 – 536.
2. Газосепараторы-диспергаторы [электронный ресурс]: сайт компании NOVOMET – Электрон. Дан. URL: <https://www.novomet.ru/rus/products/esp-systems-for-oil-production/downhole/intake/gas-separator-dispersant/>, свободный. – Дата обращения: 10.02.2016 г.
3. Пути повышения эффективности эксплуатации скважин [электронный ресурс] – Электрон. Дан. URL: <http://neftandgaz.ru/?p=237>, свободный. – Дата обращения: 5.02.2016 г.

ОСОБЕННОСТИ ПОДБОРА ПОГРУЖНЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Р.К. Коротченко, Ю.А. Максимова

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, в Российской Федерации порядка 80 % всей добываемой нефти приходится на долю установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), что говорит об огромной роли погружных насосов в нефтегазовой отрасли на сегодняшний день. Значимую роль в процессе эксплуатации скважин погружными

насосами занимает процесс их подбора к скважине. Под подбором УЭЦН к скважине следует понимать определение типоразмера установки обеспечивающей планируемую добычу пластовой жидкости при наиболее оптимальных показателях работы установки [2]. Первые методики подбора появились одновременно с появлением первых УЭЦН и впоследствии совершенствовались. Среди отечественных методик наиболее широкое распространение получили методики П.Д. Ляпкина, Ю.А. Разугова, С. Линева, В.Н. Филипова и некоторые другие. Данные методики предназначены для ручного подбора УЭЦН, и впоследствии на их основе были разработаны алгоритмы для программ подбора оборудования на ЭВМ.

Итак, основной задачей подбора является обеспечение стабильной работы установки с заранее запланированными показателями. Для начала расчета установки необходимо знать ряд величин, определяющих работу системы пласт–скважина–УЭЦН. Перечень этих величин довольно большой, в него входят данные о планируемом дебите, физических свойствах и составе пластового флюида, данные о скважине, различные значения давлений и т.д.

Очень кратко возможный алгоритм подбора установки можно представить следующим образом: имея исходные данные и запланированный дебит, определяется глубина спуска насоса, такая, чтобы содержание свободного газа на приеме насоса было в пределах нормы [2]. По выбранной глубине подвески, типоразмеру обсадных и насосно-компрессорных труб, а также по планируемому дебиту, обводненности, газовому фактору, вязкости и плотности пластовой жидкости и устьевым условиям определяется потребный напор насоса. Далее по планируемому дебиту и рассчитанному напору насоса подбирается установка, характеристики которой наиболее близки к расчетным. Производится пересчет характеристик установки к условиям пластовой жидкости. Далее производится расчет потребной мощности, выбор двигателя, определение минимально допустимой скорости движения жидкости для охлаждения, расчет температуры основных элементов насосной установки и других параметров. В заключение проводится проверка возможности использования выбранной установки для освоения скважины. Более подробно с процессом подбора УЭЦН к скважине можно ознакомиться в пособиях [2, 3], где совокупность всех перечисленных показателей представляет единую систему, без каких-либо ограничений и особенностей самого подбора.

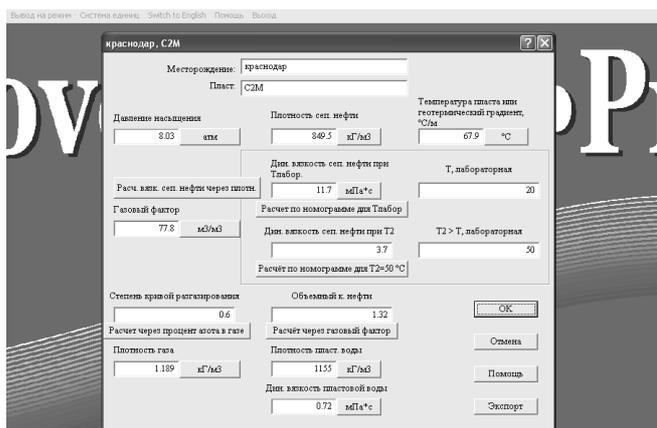


Рис.1 Окно ввода данных о пласте в программе NovometSel-Pro

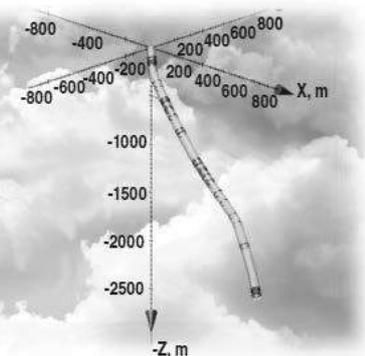


Рис.2 3D модель скважины [1]

Как было сказано выше, на сегодняшний день подбор оборудования к скважине производится автоматически с помощью программ на ЭВМ. Плюсы использования компьютеров для расчета установок очевидны: машинный подбор позволяет многократно сократить время на обработку информации и подбор оборудования, многократно увеличить точность подбора, свести к минимуму вероятность человеческой ошибки. Кроме того, использование машинного подбора позволяет отказаться от многих упрощений, неизбежно используемых при ручном подборе, что также повышает точность подбора [2]. Существует довольно большой выбор ПО как отечественных, так и зарубежных производителей для расчета УЭЦН. Сущность машинного подбора такая же, как и при ручном подборе, но с множеством дополнительных параметров и возможностей.

Автоматизированные программы подбора УЭЦН в целом аналогичны друг другу, в качестве примера рассмотрим программу NovometSel-Pro от компании НОВОМЕТ. Программа имеет ряд преимуществ в сравнении с аналогами. Вот некоторые возможности программы: построение индикаторной кривой проводится с учётом изменения проницаемости призабойной зоны из-за выделения в ней свободного газа; расчет периодической эксплуатации УЭЦН; ориентация в расчете на максимальный КПД насоса; моделирование процесса вывода скважины на режим; анализ работы ЭЦН в скважине; расчёт прогиба установки при спуске в скважину; расчет необходимой длины теплостойкого кабельного удлинителя; расчет конического насоса и другие возможности, которые учитывают все особенности условий эксплуатации и геологические параметры [1]. При машинном подборе первым делом специалисты отсылают заказчику опросный лист, в который необходимо ввести имеющиеся данные о пласте, скважине, инклинометрии, физических свойствах флюида, работавшей на скважине установке. Далее полученные данные вводят в поля программы. На рисунке 1 показано окно ввода данных о пласте. После ввода данных производится их анализ компьютером и подбор наиболее

подходящей установки из числа имеющихся. Определяются параметры работы установки, ее компоновка, выводится графическая характеристика работы насоса (рисунок 3). Вообще данная программа способна выдавать огромное количество текстовой и графической информации, возможно трехмерное построение модели скважины с указанием ее кривизны (рисунок 2) [1].

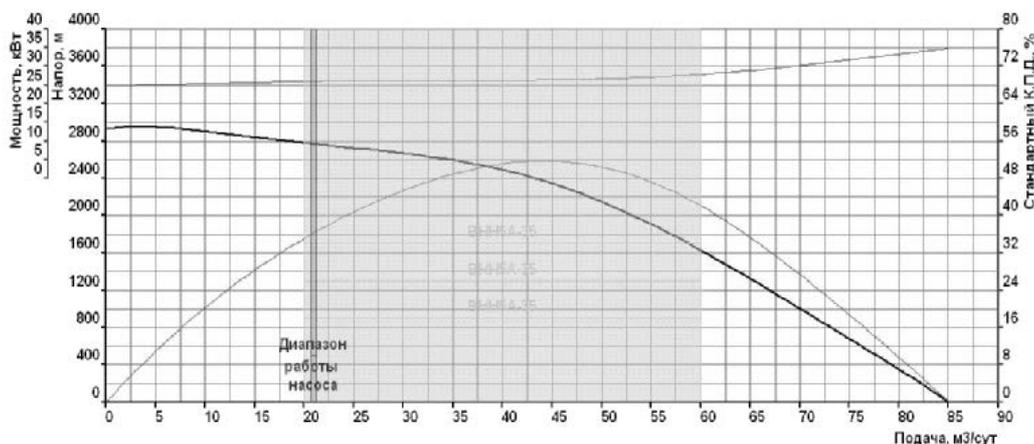


Рис.3 Характеристика работы насоса УВНН-5А-35-2700

Итак, преимущества и возможности машинного подбора очевидны, однако стоит сказать об ограничениях данного метода. Большая точность работы и отказ от упрощений требуют ввода максимально полной и точной информации, что, как показывает практика, выполняется не всегда. Основная причина в том, что заказчик, заполняя опросный лист, указывает устаревшие данные, или вовсе не указывает их значимую часть, так как сбор и обновление этих данных требуют времени и средств. Еще одна проблема состоит в том, что программа ориентирована на подбор оборудования для скважин, в которые уже были спущены установки. Это упрощает и делает более точным процесс подбора оборудования для планируемой скважины. В результате случается, что подобранные установки не выходят на запланированный режим. В пример приведем скважину 53 Вуктыльского месторождения. На данной скважине производился перевод с газлифтного режима добычи на режим добычи с помощью УЭЦН. Основная проблема на данной скважине – высокий газовый фактор ($184 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Подбор оборудования к скважине 53 производился по программе NovometSel-Pro. Была рассчитана установка УВНН-5А-35-2700, характеристика которой представлена на рисунке 3. Однако данную установку не удалось вывести на постоянный режим, хотя справиться с основными осложнениями удалось. Неудача была связана с несоответствием указанных в опросном листе данных действительным. Заявленный дебит и коэффициент продуктивности скважины были значительно больше реальных. К тому же скважина эксплуатировалась с помощью газлифта, что усложнило процесс подбора.

В целом, современные компьютерные программы, ориентированные на подбор установок к скважине решают широкий спектр задач, возникающих в технологии нефтедобычи. Данные технологии на сегодняшний день используются повсеместно и хорошо справляются с поставленными задачами. Рациональный подбор оборудования позволяет добиваться эффективной работы скважины, что приводит к экономии значительных средств.

Литература

1. Агеев Ш.Р. Программные продукты «NovometSel-Pro», «Калькулятор ЭЦН», «Программа расчета энергоэффективности» / Ш.Р. Агеев, А.М. Джалаев, И.В. Золотарев, А.С. Ермакова, Е.В. Пошвин // Бурение и нефть – 2013. – № 10. – С. 36 – 40.
2. Ивановский В.И. Домашнее задание по машинам и оборудованию для добычи нефти. Часть 2. / В.И. Ивановский, Н.Н. Соколов – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.
3. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине / П.Д. Ляпков – М.: МИНГ, 1987. – 71 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН АЗОТОМ, ПОСЛЕ ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВКИ ГНКТ НА ЮЖНО-ПРИБОДСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.К. Костадинов, И.Н. Валиев

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Приобское – гигантское нефтяное месторождение в России. Географически месторождение приурочено к Западно-Сибирской равнине. Открыто в 1982 году. В настоящее время разработку южной части месторождения ведёт ООО «Газпромнефть-Хантос», принадлежащее компании «Газпром нефть». Территория работ удалена на

восток от г. Ханты-Мансийск на 65 км, на запад от г. Нефтеюганск на 180 км, на юго-запад от п. Горноправдинск на 75 км, на юго-запад от г. Тобольск на 325 км.

Геологический разрез Приобского месторождения сложен мощной толщей терригенных отложений осадочного чехла мезо-кайнозойского возраста, залегающих на породах доюрского комплекса. Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90 % разведанных запасов.

В настоящее время это месторождение находится в стадии активной разработки. Прогнозировалось, что пиковая активность южной части Приобского месторождения наступит в конце 2012 г.

На переходящем фонде скважин по горизонту АС₁₀ Приобского месторождения за период с 2007–2011 г. проведено 100 операций гидроразрыва пласта. Из них на левобережной части горизонта АС₁₀ 93 %, на правобережной части – 7 %. Наибольшее количество скважино-операций и максимальная кратность прироста дебита жидкости получена на левобережном участке пласта АС₁₀. Меньшее количество мероприятий по ГРП на правом берегу связано с тем, что он активно разбуривается с ГРП и эффект от ГРП еще не закончился. Для скважин пласта АС₁₀ правого берега средний дебит нефти до мероприятия составляет 60 т/сут, после – 126 т/сут. На левобережной части месторождения средний дебит скважин до стимуляции был равен 14 т/сут, после стимуляции – 68 т/сут. Сопоставление динамик добычи жидкости по скважинам показывают, что по скважинам правого берега длительность эффекта выше, чем для скважин левобережной части. Это связано с лучшими ФЭС и более эффективной организацией системы ППД правобережной части месторождения.

ГРП на новых скважинах по горизонту АС₁₀ за тот же период проведено 279 операций гидроразрыва пласта на скважинах, вводимых из бурения. Из них на левобережной части горизонта АС₁₀ 70 операций (25 %), на правобережной части 87 операций гидроразрыва пласта (31 %) и на островной части 122 операции гидроразрыва пласта (44 %). Наибольшее количество скважино-операций на скважинах, вводимых из бурения по пласту АС₁₀, проведено на островной части месторождения, максимальные приросты были получены на правом берегу месторождения. Меньшее количество мероприятий по ГРП на левом берегу связано с тем, большинство скважин здесь вводится из бурения с ГРП из-за низкой проницаемости объекта.

Рассмотрим повторные операции: по горизонту АС₁₀ за период 2007–2011 г. проведено 22 повторные операции гидроразрыва пласта. Из них на левобережной части горизонта АС₁₀ 20 операций (90 %), на правобережной части 2 операции гидроразрыва пласта (10 %). Наименьшее количество рефрактов проведено на правобережном участке пласта АС₁₀. Для скважин правого берега средний дебит нефти вырос почти в 2 раза, а на левобережной части в 3,6 раза.

Повышение эффективности ГРП достигается путем оптимизации дизайна ГРП, закачки более крупного пропанта и размещение большей его части в эффективных толщинах. В случае, если промывка скважины с целью удаления не закрепленного пропанта была сделана недостаточно качественно, при дальнейшей эксплуатации скважины, оборудованной УЭЦН, возможны проблемы и осложнения.

При освоении скважины после ГРП важным условием для очистки пласта от пропанта, не закрепившегося в трещине, является создание плавно возрастающих депрессий на пласт.

Оптимальной технологией освоения скважин после ГРП, позволяющей максимально эффективно очистить скважину от механических примесей и пропанта явилось применение гибкой трубы с азотом в качестве рабочего агента [1, 3, 4]. К положительным его свойствам следует отнести нетоксичность, инертность, плохое растворение в воде и углеводородных жидкостях. Использование газа позволяет резко снизить величину гидростатического давления на забой скважины [1]. Азот используют для вызова притока, для подачи в скважину пены, необходимой для повышения продуктивности скважины или для её очистки.

Скорость восходящего потока при работе с ГНКТ, как и при любой промывке, должна превосходить скорость оседания в ней твердых частиц. Это условие справедливо для вертикальных скважин и наклонных участков в последних с отклонением от вертикали до 45°. Для более пологих, и тем более горизонтальных участков скважины, процесс выноса твердых частиц гораздо сложнее. В таких случаях происходит образование застойных зон в местах контакта гибкой трубы со стенкой скважины или эксплуатационной колонной [3, 4].

Подводя итог, можно сказать, что технология применения ГНКТ для скважин после проведения ГРП является наиболее эффективной, позволяющей добиться стопроцентной очистки ствола скважины от пропанта и частиц разрушенных горных пород. Технология применения гибкой трубы позволяет положительно решать проблему качественной очистки скважины от пропанта и механических примесей, а также позволяет совместить процесс очистки забоя с процессом вызова притока путем создания депрессии на пласт. Дебит, полученный после освоения скважин с применением гибкой трубы и азота в разы больше, чем после освоения скважин традиционным способом.

Безусловно, данная технология является не дешевой и ее стоимость превышает стоимость традиционного способа освоения скважины после ГРП. Но экономический эффект достигается при дальнейшей эксплуатации скважин путем многократного сокращения затрат на производство ремонтов и замену электропогружных насосов.

Литература

1. Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. — М.: Издательство Академии горных наук, 1999. — 224 с.
2. Габриэлянц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. — М.: Недра, 1978.
3. Трахтман Г.И. Применение колонн гибких труб при ремонте и бурении скважин (ГАНГ им. И.М. Губкина).
4. <http://www.ctimes.org/> – Нефтегазовый сервис нового времени – электронный режим – режим доступа: открытый – 01.06.14.

**ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
КЫРГЫЗСТАНА**

И.Б. Кутбидинов, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кыргызская Республика обладает значительным потенциалом по многим видам природного минерального сырья. Доказанные запасы нефти и газового конденсата в Киргизии составляют около 15 млн тонн. Основные месторождения сосредоточены в Ферганском нефтегазоносном районе. Государственным балансом учтено 12 месторождений [1]:

- 6 нефтяных (Майли-Сай, Чигирчик, Чангырташ, Карагачи, Тамчи, Бишкект-Тогап-Ташрават);
- 3 нефтегазовых (Майлису III, Майлису IV-Восточный Избаскент, Избаскент);
- 2 газовых (Сузак, Южный Риштан);
- 1 нефтегазоконденсатное (Северный Карачикум).

Перспективными районами для проведения геологоразведочных работ на нефть являются Ферганская и Ак-Сайская долины, а также отдельные районы Иссык-Кульской, Нарынской областей и юг Чуйской долины.

Производство нефтепродуктов в стране ведется на 7 предприятиях. Крупнейшими из них являются нефтеперерабатывающие предприятия в г. Джалал-Абад мощностью 300 тыс. т нефтяного сырья в год.

В Кыргызской Республике эксплуатируется 18 электрических станций, включая 16 ГЭС и 2 теплоэлектроцентрали, расположенные в городах Бишкек 666 МВт и Ош 50 МВт.

Электрическая сеть включает линии электропередачи напряжением 0,4-500 кВ общей протяженностью 86 820 км. Распределительные электрические сети выполнены на напряжение 0,4-35 кВ [2].

Наличие тепловых и электрических сетей напряжением 0,4-500 кВ, гидроэлектростанций и тепловых электроцентралей в совокупности образует электроэнергетическую систему Кыргызской Республики

Энергосистема Кыргызстана имеет возможность производить, транспортировать и распределять электроэнергию не только внутри страны, но и осуществлять экспорт, импорт и взаимные перетоки в соседние государства, участвовать в покрытии дефицита мощности и покрывать пиковые нагрузки в энергосистемах стран Центральной Азии.

В соответствии с Программой разгосударствления и приватизации АО «Кыргызэнерго» образовано 7 открытых акционерных обществ:

ОАО «Электрические станции», с функциями выработки электрической и тепловой энергии на базе каскада Токтогульских ГЭС, предприятия строящихся ГЭС, Атбашинской ГЭС, ТЭЦ городов Бишкек и Ош;

ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана», с функциями передачи электрической энергии на базе высоковольтных линий электропередач с напряжением 110 кВ и выше, со всеми их подстанциями и центральной диспетчерской службой;

ОАО «Северэлектро», на базе распределительных сетей Чуйского, Бишкекского и Таласского предприятий электрических сетей (ПЭСов);

ОАО "Востокэлектро", на базе распределительных сетей Иссык-Кульского и Нарынского ПЭСов;

ОАО "Ошэлектро", на базе Ошского ПЭС;

ОАО "Жалалабатэлектро", на базе Джалал-Абадского ПЭС;

ОАО "Бишкектеплосеть", на базе Бишкекского предприятия тепловых сетей.

Сведения по электростанциям республики приведены в таблице 1 [2]

Таблица 1

Электростанции Кыргызской Республики

Электростанция	Мощность турбогенераторов (МВт)	Количество турбогенераторов	Установленная мощность электростанции (МВт)
Бишкекская ТЭЦ	411	11	666
Ошская ТЭЦ	25	2	50
Токтогульская ГЭС	300	4	1200
Курпсайская ГЭС	200	4	800
Таш-Кумырская ГЭС	150	3	450
Шамалды-Сайская ГЭС	80	3	240
Уч-Курганская ГЭС	45	4	180
Ат-башинская ГЭС	10	4	40
Камбар-Атинская ГЭС - 2	120	1	120

Электрическая сеть энергосистемы Кыргызской Республики включает в себя:

- линии электропередачи напряжением 110-500кВ, общей протяженностью 6683км, в том числе по напряжениям: ВЛ 500кВ -541 км; ВЛ 220кВ -1748 км; ВЛ110 кВ – 4353 км; ВЛ 35 кВ - 41 км;

- 190 подстанций напряжением 110 кВ и выше с суммарной мощностью 8 929,2 МВ*А, в том числе: подстанции с высшим напряжением 500 кВ: 2/1829 шт/МВ*А; подстанции с высшим напряжением 220 кВ: 14/2902 шт/МВ*А; подстанции с высшим напряжением 110 кВ: 174/4188,2 шт/МВ*А.

Межсистемные связи с энергосистемами Республики Казахстан, Узбекистан и Республики Таджикистан организованы на напряжении 220-500 кВ.

Ниже приводится описание одной из подстанций Кыргызской Республики.

На рис.1 приведена структурная схема подстанции "Ала-Арча".

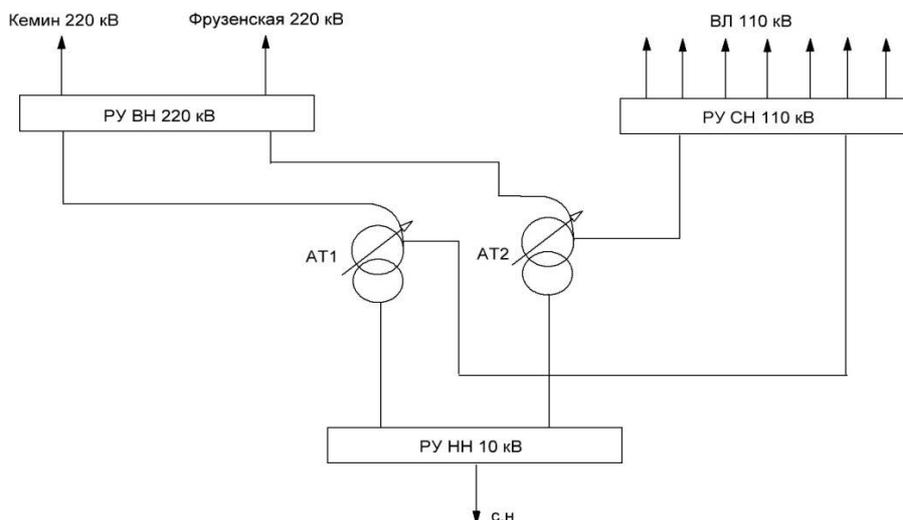


Рис.1 Структурная схема подстанции «Ала-Арча»

Подстанция является понижающей [3], имеет три распределительных устройства:

- высшего напряжения (РУ ВН – 220 кВ),
- среднего напряжения (РУ СН – 110 кВ),
- низшего напряжения (РУ НН – 10 кВ).

На РУ ВН имеются линии связи с энергосистемой, по которым потребители подстанции получают электроэнергию.

Внешние потребители 110 кВ получают электроэнергию по линиям электропередачи от РУ СН.

Распределительное устройство низшего напряжения предназначено для питания внутренних потребителей подстанции (собственных нужд).

Связи между распределительными устройствами осуществляются с помощью двух автотрансформаторов типа АТДЦТН-200000/220/110 (на схеме обозначены, как АТ1, АТ2).

Номинальная мощность оборудования 200 МВ*А; напряжения сторон 220 к, 110 кВ, 10 кВ [5].

Автотрансформаторы оборудованы устройствами регулирования напряжения, позволяющими изменять напряжения на сторонах оборудования при работе под нагрузкой.

При работе автотрансформатора в его обмотках возникают потери мощности. Мощные автотрансформаторы (в том числе и мощностью 200 МВ*А) имеют настолько значительные потери при эксплуатации, что требует применения специализированных масляно - воздушные охладители с вентиляторами и наносами. Насосы позволяют реализовать принудительную циркуляцию масла. Для увеличения эффективности обдува трубы в таких охладителях имеют сильно развитую ребристую наружную поверхность. Благодаря принудительной циркуляции масла достигается более равномерное распределение температуры масла по высоте бака. Такая система охлаждения автотрансформатор - принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла [4].

Литература

1. Природные ресурсы и полезные ископаемые [Электронный ресурс] // Министерство иностранных дел Кыргызской республики: офиц. сайт. - Режим доступа: <http://www.mfa.gov.kg/contents/view/id/90>, свободный - Загл. с экрана (дата обращения 21.01.2016).
2. Нефтяная промышленность Киргизии [Электронный ресурс] // Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса ЦДУ ТЭК: офиц. сайт. - Режим доступа: <http://www.cdu.ru/articles/detail.php?ID=309594>, свободный - Загл. с экрана (дата обращения 21.01.2016).
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
4. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие . / В.А. Старшинов, М.В. Пиратов, М.А. Козина.- М.: Издательский дом МЭИ, 2015.– 296 с.: ил.

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА
ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД**

А.В. Кузнецов

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Актуальность повышения точности определения гранулометрических параметров горных пород, а так же систематизация методологий необходимых исследований в данном направлении, обусловлена возможностью определения многих свойств пористой среды. Совокупность полученных данных, позволяет сформировать наиболее эффективный и рациональный алгоритм последующих действий. Например:

- Массовое содержание и корреляция частиц, имеющих разные размеры, позволяют определить такие параметры, как пористость и проницаемость, исходя из их величины, можно сделать вывод о коллекторских свойствах данной горной породы;
- Гранулометрический анализ позволяет определять капиллярные свойства пласта-коллектора. Именно от этих свойств зависит последовательность обводнения зёрен породы, а так же подсчет и расположение остаточных запасов нефти в пласте;
- На основе данных, полученных из гранулометрического анализа, ведётся подбор необходимого фильтрующего оборудования;
- Опираясь данными о гранулометрическом составе, можно определить в каких палеогеографических условиях формировалась залежь. Как известно, имея сведения о генезисе той или иной толщи, можно сделать определенный вывод о её нефтеносном потенциале;
- На стадии разработки месторождений нефти и газа гранулометрического состава дает возможность подобрать оборудование, адаптированное под свойства конкретного месторождения для его дальнейшей наиболее рентабельной эксплуатации.

Исходя из всего вышеперечисленного, можно сделать вывод, что актуальность исследований гранулометрического состава остаётся открытой.

Как показывает практика, проводя эксперименты по определению размеров частиц, а так же изучение физических свойств, на прямую зависящих от величины зёрен исследуемого материала, возникает ряд проблем, поиск рентабельного решения которых, ведётся по сей день.

В наши дни существует множество классификаций методов дисперсионного анализа. Ниже приведена классификация Г.И. Ромашова (рисунок), опубликованная в 1938 году [3]. Все методы анализа в ней были сгруппированы в соответствии с физическими принципами, на которых они основаны.

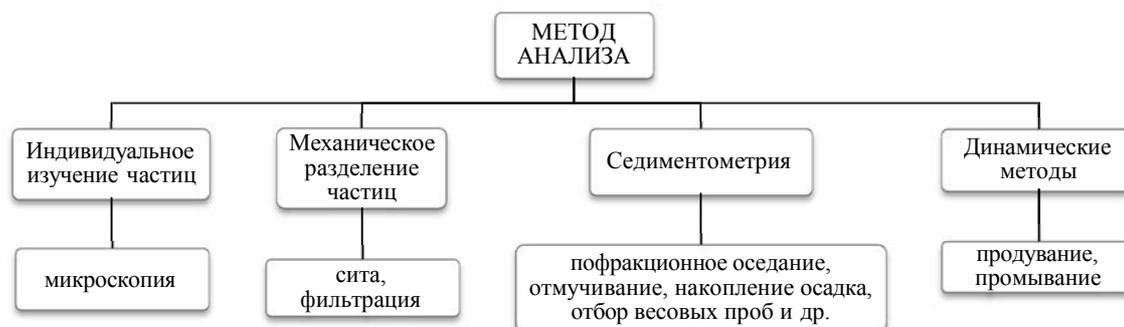


Рис. Классификация методов гранулометрического анализа, предложенная Г.И. Ромашовым

Как правило, при проведении исследований гранулометрического состава, мы можем воспользоваться любым из вышеперечисленных методов, но тут возникает некий парадокс.

Проводя эксперимент с одним и тем же образцом, но при этом, используя разные методы, мы получим различающиеся результаты. Это связано с тем, что каждый метод накладывает на опыт свой «отпечаток».

Рассмотрим два метода дисперсионного анализа: метод седиментации и метод оптической счетной микроскопии. Согласно классификации Г.С. Ходакова [3], метод микроскопии является прямым, то есть определяет размер частиц с помощью какого-либо масштаба, используемого для проведения исследования с помощью данного прибора (цена деления шкалы микроскопа). Метод седиментации, напротив, Г.С. Ходаков относит к косвенным методам, потому как размеры зёрен определяются по косвенному показателю, который, в свою очередь, зависит от размера самих частиц (скорость оседания в вязкой среде). Дело в том, что алгоритм обработки и принцип получения исследуемых данных абсолютно разный, но при этом используется примерно один диапазон измеряемых значений (микроскоп 1–150 мкм, седиментометр 1–65 мкм) [1].

Метод счетной оптической микроскопии позволяет определить геометрический размер частицы, но так как в поле зрения микроскопа мы видим плоскую двумерную картину объемной частицы, что касается третьего размера, то он не учитывается вовсе. Как известно, большинство частиц, встречающихся в природе не имеют правильной геометрической формы, которая, в свою очередь, определяет пористость, проницаемость, а также механические и аэромеханические свойства исследуемого образца. Поэтому для перехода от двумерной картины, которую мы наблюдаем в поле зрения микроскопа, в пространственную, описание реальной частицы приходится осуществлять с помощью изометричных математических аналогов, что вносит существенную погрешность в результат.

В методах седиментации размер частиц определяется на основе получения данных об их гидродинамических параметрах, а именно, по скорости их оседания в вязкой среде [2]. Приборы на основе весовой седиментации дают наиболее полную характеристику дисперсной системы, потому как исследуется гидравлический размер, который в отличие от геометрического показателя, учитывает все три размера, характеризующих объемное тело.

Седиментационный анализ дисперсных систем основан на уравнении, которое выведено из закона Стокса и позволяет определить размеры частиц дисперсной фазы, исходя из значений скорости их осаждения под действием силы тяжести:

$$r = \frac{9 \cdot \eta \cdot v}{2 \cdot (p - p_0) \cdot g} \cdot k \sqrt{v}$$

При определении размеров частиц при помощи седиментометра, осаждение частиц происходит по прямолинейной траектории, ввиду образования монослоя – исследуемая дисперсионная фаза равномерно распределяется по поверхности дисперсионной среды. Так же прибор оснащен высокочувствительной весоизмерительной системой, что позволяет совместить начало осаждения с началом отсчета, благодаря этому исключается образование погрешности, связанной с неопределённостью начального момента измерений. В этом преимущество использования седиментометра по сравнению с методами весовой седиментации из объема, где для достижения равномерного распределения дисперсионной фазы в среде, необходимо тщательно перемешивать суспензию, в связи с чем, траектория осаждения частиц отклоняется от прямолинейной, что закон Стокса не учитывает. Так же при использовании метода весовой седиментации из объема возникает неопределенность начального момента, обусловленная тем, что время задержки начала измерения выбирается по-разному. Но и у этого прибора есть свои недостатки. При обработке полученных данных, здесь, как и в других методах используется уравнение Стокса, при использовании которого, считается, что частица имеет правильную шарообразную форму. Как было сказано выше, зачастую форма частиц далека от сферической, что опять же влияет на рост погрешности в полученных результатах эксперимента.

В связи с актуальностью увеличения точности анализа гранулометрического состава, встает вопрос о создании нового метода, использование которого не будет влиять на полученные в ходе опыта данные.

Так же решением этой проблемы может стать комплексирование уже используемых методов, для уменьшения погрешности в ходе обработки полученных данных.

Литература

1. Дозморов П.С. Разработка программно-аппаратного комплекса для анализа гранулометрического состава осадочных пород // Международный научно-исследовательский журнал. – Москва, 2012. – № 7-1 (7). – С. 48 – 49.
2. Дозморов П.С. Контроль гранулометрического состава и проницаемости горных пород программно-аппаратными методами // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. – Томск, 2015. – № 1. – С. 37 – 46.
3. Приваловская Г.А., Рунова Т.Г. Естественные ресурсы в народном хозяйстве СССР. – М.: Знание, 1977. – 48 с.

ОБРАЗОВАНИЕ ГАЗОГИДРАТОВ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НИМИ

В.В. Куприянов, П.И. Гайдук

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Целью данной статьи является рассмотрение процессов образования газогидратов и методов борьбы с гидратообразованием. Открытие гидратов как химических соединений относятся к концу XIX в. В XX в. было установлено, что гидраты являются причиной пробкообразования в газопроводах.

В настоящее время проявляются проблемы образования газовых гидратов, осложняющие технологию разведки, добычи, транспорта, хранения и переработки газов. Природные газы в определенных термодинамических условиях вступают в соединение с водой и образуют кристаллы газогидратов. Эти кристаллы скапливаются в различных системах трубопроводов, скважин, промыслов. Условия борьбы с газогидратами являются довольно сложными. Уровень стоимости методов предупреждения и ликвидации газогидратов в системах разведки, добычи и транспорта сырья растет. Впервые гидрат газа был получен членом Королевского общества Англии (впоследствии его президентом) Г. Дэви в 1811 г. В 20-х гг. изучением гидратов занимался известный физик М. Фарадей В 1823 г. он впервые определил состав гидрата хлора. В течение

последующего столетия были получены равновесные кривые некоторых газогидратов, изучены их составы. Но свойства гидратов практически оставались не изученными, в особенности влияние газогидратов на окружающие осадочные породы и пластовые воды. Вплоть до последнего времени исследования гидратов газов носили чисто академический характер. Свойства гидратов не были изучены настолько, чтобы найти полезное применение в промышленности. В 60-х гг. прошлого столетия к изучению гидратов газов привлекаются современные инструментальные методы исследований, появляются серьезные теоретические обобщения, в результате которых были исследованы основные структурные особенности различных газогидратов, изучены их некоторые свойства. Впервые в промышленных инженерно-геологических условиях явления газогидратообразования были выявлены в районах развития вечной мерзлоты Восточной Сибири. Е.С. Баркан, Ю.В. Макагон и другие исследователи установили, что процессы газогидратообразования в газовых скважинах этих регионов не оказывали замораживающего воздействия на породы. Так как эти породы находятся длительное геологическое время в естественном замороженном состоянии.

Механизм формирования газогидратов определяется многочисленными факторами. Основными из них являются следующие: термодинамический режим геологического разреза, динамическая интенсивность миграции углеводородов, состав газов, степень газонасыщенности и минерализация пластовых вод, литологическая характеристика осадочных пород геологического разреза и др. Для современной термодинамической характеристики недр условиям перехода метана в гидрат соответствуют давления и температуры на глубинах, начиная с 130–250 м – для полярных зон, 350 м – для умеренных зон, 600 м – для экваториальной зоны.

Гидраты являются соединениями молекулярного типа, возникающими за счет вандерваальсовых сил. Химические связи у гидратов отсутствуют.

Гидраты газов имеют шесть различных форм в зависимости от молекулярной характеристики и структурных форм внутренних ячеек:

- 1) молекулярные соединения, характеризующиеся взаимосвязанными сквозными полостями-проходами;
- 2) каналные комплексы, образующиеся, когда молекулы-клатратообразователи образуют кристаллическую решетку с трубчатыми полостями;
- 3) слоистые комплексы, в которых имеются чередующиеся слои молекул, образующих клатрат, и молекул-включений;
- 4) комплексы с внутримолекулярным полым пространством, когда образующаяся молекула представляет собой крупную молекулу, имеющую вогнутость или углубление, в котором располагается молекула-включение;
- 5) линейные полимерные комплексы образуются молекулами клатрата, имеющие трубкообразную форму;
- 6) клатраты, образуемые в тех случаях, когда молекулы-включения заполняют замкнутые ячейки, по форме близкие к сферическим.

Химической связи не существует между молекулами воды, образующими структурную решетку гидратов, и включенными в них молекулами газа.

Внешне гидраты выглядят в виде четко выраженных прозрачных кристаллов разнообразной формы. Гидраты обладают высокой сорбционной способностью. Иногда наличие сорбционной пленки жидких углеводородов на поверхности кристаллов приводит к тому, что они выглядят оплавленными.

Состав газа определяет условия образования гидратов, чем выше молекулярная масса индивидуального газа или смеси газов, тем ниже требуется давление для образования гидрата при одной и той же температуре.

Гидратообразование – это процесс, возникающий при определенных значениях перепада давления и температуры и при обязательном наличии влаги. Гидраты похожи на белую снегообразную кристаллическую массу. Кристаллогидрат состоит из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, изобутана или сероводорода) и нескольких молекул воды. Для удаления кристаллогидратов используют в основном:

- 1) подогрев газа;
- 2) подогрев корпуса регулятора;
- 3) ввод метанола в газопровод.

Наиболее эффективным и широко распространенным является ввод метанола.

Метанол простейший одноатомный спирт, бесцветная ядовитая жидкость. Метанол используют из-за низкой стоимости, антигидратной активности, сохраняющейся даже при низких температурах, низкой температуры замерзания, малой вязкости даже при температуре ниже минус 50 °С, его некоррозионности. Взамен чистого метанола можно использовать его водные растворы.

Метод подогрева газа используют при сохранении давления в газопроводе. Предупреждение образования гидратов происходит на промыслах, магистральных газопроводах и газосборных сетях.

Метод снижения давления используется как для ликвидации уже образовавшихся гидратообразований, так и для предупреждения их образования. Метод снижения давления дает положительный эффект при ликвидации гидратной пробки, образовавшейся при плюсовых температурах

Рассмотрев основные методы борьбы с гидратообразованием в системах добычи, подготовки и транспортировки природного газа, сделал вывод о том, что лучше всего использовать ингибиторы гидратообразования, в данном случае предпочтительнее метанол. Метанол очень хорошо использовать на вновь проектируемых месторождениях, а так же он уже используется на таких газоконденсатных месторождениях как

Пырейное и Береговое, в составе природного газа которых присутствует диоксид углерода и сероводород, а так же и на газораспределительных станциях и шельфовых газоконденсатных месторождениях.

Литература

1. Дегтярев Б. В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в Северных районах / Б. В. Дегтярев, Э.Б. Бухгалтер. – Москва: Недра, 1967. – 196 с.
2. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти / В. А. Истомин. – Москва: ВНИИГазпром, 1990. – 214 с.
3. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 507 с.
4. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
5. Николаев Ю.П. Инженерная геология и полезные ископаемые Прикаспия / Ю.П. Николаев, В.Н. Синяков, А.О. Серебряков, О.И. Серебряков. – Астрахань: ЦНТЭП, 2007. – 492 с.
6. Егоров А.В. Газогидраты непосредственно на морском дне: природное явление и его теоретическое обоснование / А.В. Егоров, А.Н. Рожков // Препринт № 616. – Москва: Институт проблем механики Российской Академии наук, 1998. – 22 с.

МИЦЕЛЛЯРНЫЕ РАСТВОРЫ СЕЛЕКТИВНОГО ДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА ИЗ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

И.А. Левин

Научный руководитель ассистент К.И. Бабицкая

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Наиболее актуальной проблемой нефтяного комплекса России являются трудноизвлекаемые запасы [1]. Высоковязкие нефти в терригенном коллекторе обеспечивают снижение проницаемости в виду выпадения асфальтосмолопарафинистых отложений в нефтеносной части пласта, а также влекут за собой увеличение обводненности за счет подошвенной воды. «Классическая» кислотная обработка на терригенных коллекторах не всегда является эффективной, т.к. слабо влияет на скелет породы, и в то же время обеспечивает рост обводненности [2]. Таким образом, необходима разработка композиций, действие которых обеспечит интенсификацию добычи высоковязкой нефти из терригенных коллекторов за счет снижения вязкости нефти, увеличения фазовой проницаемости по нефти. В то же время, желательно получить снижение фазовой проницаемости по воде и ограничение водопритока из водоносной части пласта.

Целью данной работы является создание композиций мицеллярных растворов селективного действия для интенсификации добычи нефти и ограничения водопритока из терригенных коллекторов.

Такой мицеллярный раствор для извлечения нефти содержит смесь поверхностно-активных веществ и пресную воду. Содержание поверхностно-активных веществ, в массовых процентах, следующее:

- АПАВ – 1,71,
- цвиттер-ионный ПАВ – 5,61,
- НПРАВ – 8,86,
- пресная вода – остальное.

Исходный мицеллярный раствор обладает вязкостью 70,36 мПа·сек при скорости сдвига 40 с⁻¹ и плотностью 0,991 г/см³.

Разработанный мицеллярный раствор был экспериментально проверен. Определение динамической вязкости проводилось на реометре Modular Compact Rheometer MCR52 (Anton Paar GmbH, Austria) в измерительной ячейке плита–плита PP50 при 25 °С и скоростях сдвига от 1 до 100 с⁻¹. Также были определены величины межфазного натяжения на границе раздела «нефть – разработанный состав» и «нефть – пластовая вода» на тензиометре вращающейся капли SVT 15N производства DataPhysics.

Компонентный состав пластовой воды, при котором происходит данная реакция, представлен в таблице. Минерализация составляет 274,6 г/л.

Таблица

Компонентный состав пластовой воды

Компонент	Диапазон значений, г/л
Na ⁺ + K ⁺	43,0–65,0
Ca ²⁺	15,0–23,0
Mg ²⁺	5,5–8,5
Cl ⁻	110,0–164,0
HCO ₃ ⁻	0,05–0,07
SO ₄ ²⁻	1,0–1,5

При соотношении 1:1 разрабатываемого мицеллярного раствора с пластовой водой вязкость жидкости повышается до значения 141,25 мПа·с при скорости 40 с⁻¹. Данная реакция предположительно обеспечит ограничение притока пластовой воды.

Также эксперимент проводился на нефти с вязкостью 110,75 мПа·с (93,3 мПа·с в пластовых условиях). При смешении разрабатываемого мицеллярного раствора и нефти в равных объемах вязкость смеси снижается до 24,5 мПа·с при скорости сдвига 40 с⁻¹. Благодаря этому возможно глубокое проникновение раствора в пласт.

Межфазное натяжение на границе «пластовая вода – нефть» равно 28,4 мН/м, при контакте нефти с разрабатываемым мицеллярным раствором межфазное натяжение снижается до 0,34 мН/м, что обеспечивает вытеснение остаточной нефти, очищение призабойной зоны, а также выравнивание профиля притока.

Таким образом, мицеллярный раствор, проникая в нефтенасыщенный пропласток и смешиваясь с пластовой нефтью высокой вязкости, значительно снижает вязкость смеси (состав + пластовая нефть).

Для исследования способности ограничения водопритока и интенсификации добычи нефти мицеллярным раствором проводились испытания на фильтрационной «экспресс»-установке.

Для определения способности ограничения водопритока керн насыщали пластовой водой, прокачивая 2–3 объема пор, подсчитанного по формуле:

$$V_{\text{пор}} V_{\text{вх}} - V_{\text{вых}}$$

После закачивали 2/3 $V_{\text{пор}}$ мицеллярного раствора, проталкивая раствором CaCl₂ с концентрацией 100 г/л, так как данный соляной раствор не влияет на вязкость раствора, равной значению около 70 мПа·сек.

Значение давления на входе при закачке мицеллярного раствора в водонасыщенный керн стабилизировалось на отметке 12 атм, следовательно, это должно обеспечить ограничение водопритока в водоносных интервалах перфорации. Закачка раствора проводилась при расходе 3мл/мин и при противодействии равном 5 атм.

Дальнейшее испытание проводилось на «промытом» нефтенасыщенном керне. Давление на входе увеличилось с 5,5 до 8 атм.

Анализ данных показывает, что закачка мицеллярного раствора обеспечит выравнивание профиля притока в «промытых» нефтенасыщенных зонах.

Закачка раствора также проводилась в нефтенасыщенный керн. При закачке произошло падение давления при прочих равных условиях с 24,5 до 8,15 атм, что доказывает снижение вязкости нефти в призабойной зоне, т.е. после проведения обработки призабойной зоны продуктивного пласта при создании депрессии нефть легче будет двигаться по нефтенасыщенному пропластку нефтяного продуктивного пласта.

Мицеллярный раствор, проникая в водонасыщенный пропласток и смешиваясь с пластовой водой, имеющей в своем составе ионы Ca²⁺, Na⁺, K⁺, Mg²⁺, значительно повышает вязкость смеси, блокирует и предотвращает глубокое проникновение химического состава в водонасыщенный пропласток благодаря созданию высоковязкого экрана на входе в водонасыщенный пропласток нефтяного продуктивного пласта. При таком селективном действии большая часть объема мицеллярного раствора будет проникать в нефтенасыщенный пропласток нефтяного продуктивного пласта и снижать вязкость нефти в призабойной зоне.

При создании депрессии нефть легче будет двигаться по нефтенасыщенному пропластку продуктивного пласта благодаря сниженной вязкости нефти. Это является результатом взаимодействия с предлагаемым мицеллярным раствором после проведения обработки призабойной зоны продуктивного пласта.

Пластовая вода будет поступать на забой скважины с большим трудом благодаря блокирующему экрану высокой вязкости из смеси мицеллярного раствора и пластовой воды. При этом объем поступающей на забой скважины пластовой воды значительно снизится.

Данный эксперимент доказал работу разрабатываемого раствора не только как раствора по ограничению притока, но и как раствора для интенсификации добычи высоковязкой нефти рассматриваемого объекта.

Таким образом, применение данного мицеллярного раствора селективного действия, имеющего определенный химический состав, интенсифицирует добычу нефти высокой вязкости из продуктивных нефтяных пластов, ограничивает водоприток из водонасыщенных пропластков, обеспечивает прирост дебита по нефти, снижение обводненности продукции скважины, выравнивание и оптимизацию профиля притока.

Литература

1. Коновалов В.В., Хромых Л.Н., Айметова Д.В., Бабицкая К.И. Сравнительная оценка эффективности применения мицеллярных растворов для повышения нефтеизвлечения на месторождениях высоковязких нефтей // Ашировские чтения: Труды X Международной научно-практической конференции. – Самара, 2013. – Т. II – С. 287 – 290.
2. Курашов Д.А. Структура и вязкоупругие свойства смешанных мицеллярных растворов олеиламидопропилбетаина и анионного ПАВ 02.00.11. – Казань, 2009. – 146 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗБАВИТЕЛЕЙ НА ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ М.О. Левшин, С.А. Штанько

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы добычи и подготовки нефти в Западной Сибири с каждым годом усложняются, так как за счет увеличения степени выработанности месторождений происходит изменение баланса запасов и возрастает доля трудноизвлекаемых – высоковязких, высокозастывающих нефтей.

Возникновение парафиновых отложений в пласте, скважине, трубопроводе происходит в зависимости от различных факторов, как во внутренней, так и во внешней среде: изменение термобарических условий, добавление реагентов, изменение состава. О возникновении парафиновых отложений в трубопроводах системы сбора можно судить по повышению давления, снижению пропускной способности. Данная проблема требует незамедлительного решения еще на начальном этапе в связи с высоким риском возникновения аварийной ситуации [2].

Для предотвращения парафиновых отложений в трубопроводах системы нефтесбора применяются различные способы. Для выбора, например, наиболее подходящего растворителя для удаления отложений конкретного состава, необходимы экспериментальные исследования. Однако провести предварительную оценку влияния растворителей на предотвращение образования парафиновых отложений возможно и расчетным путем.

Целью данной работы являлось исследование по выявлению наиболее эффективного разбавителя для нефти месторождения А Томской области с массовым содержанием парафина 6,48 % и плотностью 855 кг/м³.

Поставленная задача решалась методом технологического моделирования в среде программного комплекса HYSYS (Aspen Technology, Inc). С помощью данной программы была смоделирована принципиальная схема трубопровода: длина 4000 м, внутренний диаметр 219 мм, толщина стенки 8 мм. Температура нефти на входе в трубопровод составляла 50 °С, температура окружающей среды была принята 4 °С. В качестве разбавителей были исследованы: гексан, циклогексан, бензол, метанол, пропиленгликоль и триэтаноламин. Соотношение расходов нефть – растворитель равнялось 1 : 0,4.

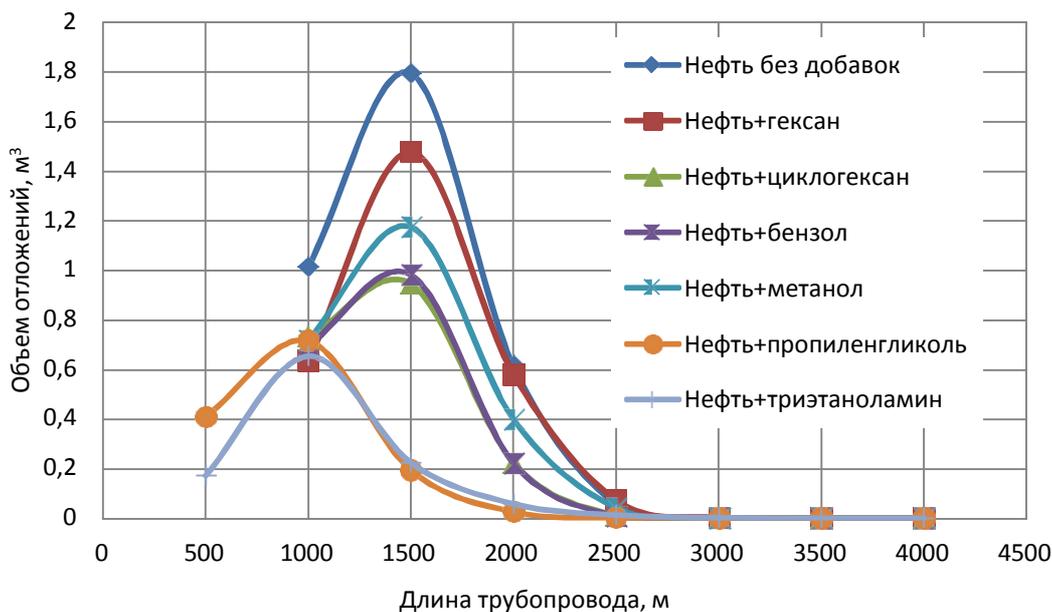


Рис.1 Объем отложений парафина по длине трубопровода

Полученные результаты представлены на рисунке 1. Наблюдается экстремальная зависимость распределения объема парафиновых отложений по длине трубопровода. На расстоянии более 2500 м от начала трубопровода отложения минимальны и равномерно распределены по всей длине трубопровода для всех рассмотренных растворителей.

Смешение нефти с разбавителем приводит к установлению различных температур смеси в начале трубопровода: наибольшее понижение температуры до 25 °С достигается при смешении с пропиленгликолем, смешение с гексаном практически не изменяет начальную температуру нефти. При использовании гексана, циклогексана, бензола и метанола максимальный объем отложений наблюдается при температурах от 5,4 до 6,7 °С на длине 1500 м, а при использовании пропиленгликоля и триэтанолamina максимальный объем отложений наблюдается при температурах от 4,3 до 5,1 °С на длине 1000 м.

Полностью предотвратить образование парафиновых отложений в трубопроводе с помощью разбавителей при данном соотношении расходов разбавителя и нефти не удалось. По степени уменьшения

эффективности действия исследованных разбавителей в заданных условиях их можно расположить в следующий ряд: триэтаноламин > пропиленгликоль > циклогексан \approx бензол > метанол > гексан.

Для оценки эффективности действия исследованных растворителей целесообразно применить параметр растворимости Гильдебранда. Молекулярно-термодинамическая теория Гильдебранда-Скетчарда позволяет уяснить, как сам механизм растворимости, так и его количественные соотношения. В её основу положено понятие о «плотности энергии когезии», представляющее собой отношение изменения энергии испарения или межмолекулярного взаимодействия жидкостей к их мольному объему [1].

Таблица 1 Параметр растворимости Гильдебранда [1]

Растворитель	Параметр растворимости, $\sqrt{\text{МПа}}$
Гексан	14,9
Циклогексан	16,8
Бензол	18,5
Метанол	29,6
Пропиленгликоль	30,2
Триэтаноламин	36,7

Параметры растворимости для изученных растворителей приведены в таблице 1. Корреляция количества отложений и параметра растворимости разбавителей представлена на рисунке 2. Действительно, наблюдается тенденция к повышению эффективности действия растворителя с ростом его параметра растворимости.

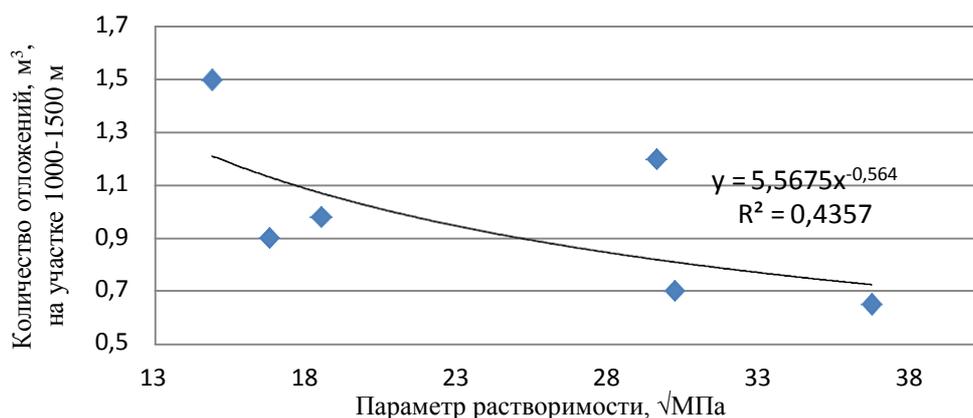


Рис.2 Зависимость количества отложений от характеристики растворителя

Таким образом, для нефти каждого месторождения подбор разбавителей для уменьшения парафиновых отложений должен быть индивидуальным. Во многом это зависит от химического состава нефти, состава и содержания высокомолекулярных парафинов, физико-химических свойств нефти и разбавителя, молекулярных параметров и полярности разбавителя. Например, высокая эффективность метанола обусловлена его высокой полярностью (дипольный момент 5,69 D) и малым размером молекулы (1,89 Å).

Триэтаноламин и пропиленгликоль оказались наиболее эффективными растворителями для данных условий по предотвращению парафиновых отложений из нефти месторождения А. Они уменьшают объем отложений примерно в 3 раза по сравнению с объемом отложений из нефти без применения растворителей.

Моделирующая программа HYSYS (Aspen Technology, Inc) может быть использована для сравнительной оценки эффективности различных разбавителей и сокращения трудоемкого этапа предварительного экспериментального подбора разбавителей для конкретной нефти.

Литература

1. В.Н. Глуценко, М.А. Силин. Нефтепромысловая химия. Изд. В 5-ти томах. Том 5. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений / Под ред. Проф. Мищенко И.Т. – М.: Интерконтракт Наука, 2009. – 475 с.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховеров С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ВЫПАДЕНИЯ АСФАЛЬТЕНОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЛУБИННЫХ ПРОБ НЕФТИ НА КЕРНОВЫХ МОДЕЛЯХ

А.А. Лобанов, Е.Ю. Пустова, И.П. Белозеров, В.Е. Шулев, А.В. Юрьев
Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова,
г. Архангельск, Россия

Образование твердых органических веществ в добываемой продукции скважины представляет серьезную угрозу бесперебойной работе нефтегазодобывающего предприятия. Потенциально одной из наиболее сложных проблем является выпадение асфальтенов в призабойной зоне скважины. Данные отложения способны закупорить призабойную зону и полностью прервать гидродинамическую связь пласта с забоем скважины.

Цель данного исследования: на основании лабораторных исследований оценить влияние выпадения асфальтенов на коллекторские свойства керновой модели пласта.

Задачи исследования:

- проведение термобарических исследований процесса выпадения асфальтена в глубинных пробах нефти (определение давления насыщения нефти асфальтеном; давления начала флокуляции; описание морфологии частиц асфальтенов);
- проведение фильтрационных исследований (определение коэффициентов проницаемости на керновой модели по глубинной пробе нефти при моделировании пластовых условий и ступенчатом снижении пластового давления при постоянной температуре).

Новизна исследований заключается в применении комплексной схемы исследований, включающей как термобарические исследования пластового флюида, так и фильтрационно-емкостные исследования кернового материала с использованием глубинных проб. Данное решение позволяет создать условия максимально приближенные к пластовым, тем самым повышая достоверность экспериментальных данных.

Отбор глубинных проб с фонтанирующей скважины осуществлялся непроточным пробоотборником СИМСП-20ВМА производства ООО «Союзнефтегаздинамика», Россия.

Термобарические исследования процесса выпадения асфальтенов в глубинных пробах нефти проводились на лабораторной установке AWAI 1000 производства фирмы Sanchez Technologies, Франция. Установка AWAI 1000 представляет собой комплекс оборудования для создания термобарических условий, исследования осаждения твердых частиц в пробе флюида и инъекции химических веществ в пробу. В системе исследования осаждения твердых частиц в пробе флюида реализовано два метода: визуальный и фотометрический. Визуальный метод заключается в анализе серии снимков пробы флюида с микроскопа ячейки высокого давления. Фотометрический метод заключается в измерении мощности инфракрасного излучения, проходящего через пробу флюида.

Фильтрационные исследования проводились на автоматизированной установке УИК-5(7), производства ООО «Гло-Бел нефтесервис», Россия. Установка УИК-5(7) предназначена для проведения экспериментальных исследований, дающих информацию по основным фильтрационно-емкостным и электрическим параметрам пород-коллекторов при моделировании термобарических условий залегания пласта. В гидравлическую схему установки был подключен пробоотборник СИМСП-20ВМА, что обеспечило возможность проводить фильтрационные испытания на глубинных пробах нефти.

Перед проведением исследований пробы нефти интенсивно перемешивались в течение пяти дней в мобильных оборотных установках для гомогенизации пластового флюида.

Термобарические исследования процесса выпадения асфальтенов в трех глубинных пробах нефти осуществлялись в режиме изотермического снижения давления от 30,0 до 14,0 МПа (давление насыщения нефти газом 13,79 МПа) при текущей пластовой температуре 70,3 °С согласно рекомендациям [1].

Результаты фотометрического исследования приведены на графике «а» в виде кривых зависимости мощности проходящего инфракрасного сигнала от давления (рисунок). Мощность сигнала зависит от двух основных параметров флюида: плотности и количества твердых частиц, плавающих во флюиде. При давлении, равном давлению насыщения нефти асфальтеном, в пробе флюида начинают выпадать частицы асфальтенов, которые поглощают и рассеивают проходящий свет, что выражается в падении мощности сигнала. При давлении, равном давлению флокуляции асфальтенов, сигнал достигает своего минимума и стабилизируется. Перелом по трем пробам зафиксирован при давлении 22,1 МПа, стабилизация кривой зафиксирована при давлениях от 17,5 до 17,0 МПа.

Визуальное исследование пробы №1 производилось в режиме медленного перетока через визуальную ячейку. Снимки фиксировались через 0,1 МПа. Всего зафиксировано 160 снимков. Каждый снимок проанализирован программным обеспечением «ELLIX». По результатам анализа определяется количество твердых частиц, зафиксированных на снимке, и их геометрические параметры (длина, ширина, периметр и площадь). Результаты визуального исследования по пробе №1 приведены на графике «б» в виде зависимости общей площади твердых частиц от давления (рисунок). При снижении давления ниже давления насыщения нефти асфальтеном общая площадь твердых частиц начинает уменьшаться и стабилизируется при давлении начала флокуляции. Предположительно, это вызвано тем, что асфальтеновые агрегаты образуются на частичках, взвешенных во флюиде, и затем осаждаются в трубках, не попадая в область обзора микроскопа вследствие медленного перетока флюида.

Визуальное исследование пробы №2 производилось в режиме интенсивного перетока через визуальную ячейку. Снимки фиксировались сериями через каждые 0,1 МПа. Всего зафиксировано 425 снимков. Результаты визуального исследования по пробе №2 приведены на графике «в» в виде зависимости общей площади твердых частиц от давления (рисунок). На графике видно, что при снижении давления ниже давления насыщения нефти асфальтеном общая площадь твердых частиц увеличивается до давления начала флокуляции, затем начинает уменьшаться. Это также может быть объяснено активным осаждением частиц асфальтенов, так как во время исследования постоянно фиксировалось стремительное оседание твердых частиц в поле зрения микроскопа после остановки потока.

Для проведения фильтрационно-емкостных испытаний были отобраны три образца ядра стандартного размера. Образцы представляют собой однородный среднезернистый песчаник со значениями коэффициента открытой пористости от 20,89 до 21,34 %. Определение коэффициента проницаемостей осуществлялось согласно ГОСТ-39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации» и рекомендациям [2]. Были определены значения проницаемости по нефти на 13 режимах при постоянной пластовой температуре ($T_{пл} = 70,3 \text{ } ^\circ\text{C}$) с последующим снижением пластового давления с 29,0 МПа со ступенью снижения 1,0 МПа при поддержании постоянного горного давления ($P_{гор} = 40 \text{ МПа}$). Результаты исследований приведены на графике «г» (рисунок). На графике видно, что при снижении давления наблюдается незначительное увеличение проницаемости. При давлении насыщения нефти асфальтенами рост проницаемости прекращается, а при давлении начала флокуляции происходит ее резкое снижение. После начала флокуляции, проницаемость несколько растет, предположительно, вследствие частичного вымывания асфальтенов из образца.

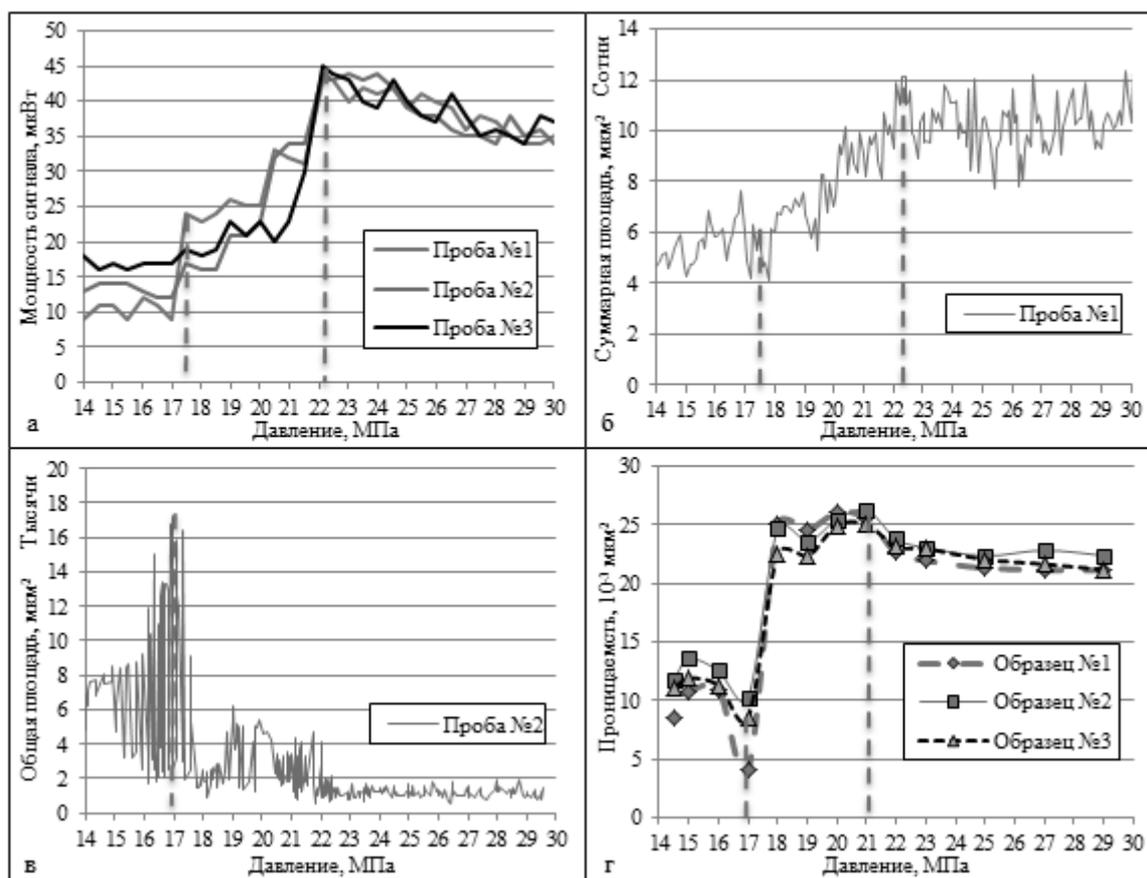


Рис. Результаты исследований

Выводы. В ходе работ были проведены исследования процесса выпадения асфальтенов в глубинных пробах нефти и в ядерных моделях. По результатам исследований выявлена сходимость результатов термобарических исследований проб нефти и фильтрационных испытаний на ядерных моделях. Построена динамика изменения проницаемости ядра в зависимости от пластового давления. Выявлено, что значительное падение проницаемости ядра происходит при давлении начала флокуляции асфальтенов.

Дальнейшее направление исследований – подбор ингибиторов и растворителей асфальтеновых отложений; испытание технологий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов с месторождений с потенциальной возможностью возникновения проблем с отложением асфальтенов.

Литература

1. Tarek Ahmed. Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. – Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2007. – 562 p.
2. Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 56 с.

АНАЛИЗ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СИСТЕМЫ НАСОСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БЕЛЫЙ ТИГР (ВЬЕТНАМ) В 2014 ГОДУ

Льонг Ван Фо

Научный руководитель профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Белый Тигр расположено на южном шельфе СР Вьетнама в блоке 09-1 в 120 км к юго-востоку от города-порта Вунгтау. На данном месторождении, выделено четыре эксплуатационных объекта в отложениях нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена, а также в гранитоидных породах фундамента. Каждый выделенный эксплуатационный объект в осадочном чехле представляет собой многопластовые залежи, объединенные в несколько продуктивных горизонтов. Интенсификация добычи нефти на этом месторождении осуществляется в основном путем закачки морской воды с помощью системы поддержания пластовой давления (ППД) через нагнетательные скважины.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин месторождения Белый Тигр по состоянию на 01.01.2014 г. представлен в таблице 1.

Таблица 1

Эксплуатационный нагнетательный фонд месторождения Белый Тигр по состоянию 01.01.2014 г.

Объект закачки воды	Нижний Миоцен	Верхний Олигоцен	Нижний Олигоцен	Фундамент	Итого
Количество нагнетательных скважин	15	2	11	21	49

С применением системы ППД СП Вьетсовпетро осуществило закачку воды близкую к плановому заданию. Плановые и фактические объемы закачки воды в нагнетательные скважины за 2014 г. представлены на рисунке 1.

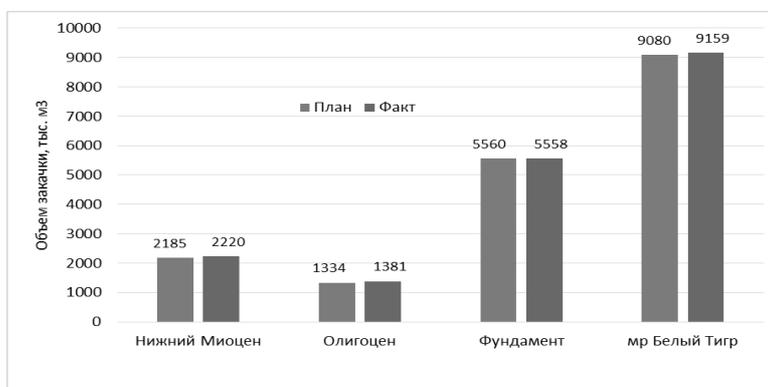


Рис. 1 Сравнение плановых и фактических объемов закачки воды на месторождении Белый Тигр в 2014 г.

В 2014 г. на месторождении Белый Тигр планировалось закачать 9080 тыс. м³ подготовленной воды, фактически закачано 9159 тыс. м³ (выполнение плана составляет 100,9 %). Выполнение плана по нижнему миоцену – 101,6 %, по олигоцену – 103,5 %, по фундаменту – 99,9 %.

Основное насосное оборудование централизованной системы ППД находится на месторождении Белый Тигр и имеет следующие комплексы:

- МСП–ППД – 40000 в районе ЦТП-2, состоящая из четырех модульных блоков БМ-10 000 с общей производительностью 40 000 м³/сут, при давлении на выкиде насосов 250 атм. Коэффициенты эксплуатации модулей в 2014 г. соответственно составили 0,51; 0,66; 0,68; 0,63;

- МСП–ППД – 30000 в районе ЦТП-3, состоящая из трех модульных блоков БМ-10 000 производительностью 10 тыс. м³/сут каждый, с давлением на выходе насосов 250 атм. Коэффициент эксплуатации модулей в 2014 г. соответственно составил 0,67; 0,65; 0,67;

- модульная установка БМ-5000, расположенная на МСП-8 в 2014 г. демонтирована.

Основные характеристики насосно-силового оборудования системы ППД месторождения Белый Тигр на 01.01.2014 г. представлены в таблице 2.

Таблица 2

Характеристики насосно-силового оборудования системы ППД месторождения Белый Тигр на 01.01.2014г.

№	Место установки	Тип	Количество	По паспорту		Коэффициент эксплуатации
				Давление на выходе насоса, МПа	Производительность Q, м ³ /сут	
Блок-модули централизованной системы						
1	МСП-ППД	БМ-1	1	25,0	10000	0,51
2	МСП-ППД	БМ-2	1	25,0	10000	0,66
3	МСП-ППД	БМ-3	1	25,0	10000	0,68
4	МСП-ППД	БМ-4	1	25,0	10000	0,63
Итого по БМ 40000			4	25,0	40.000	0,62
5	МСП-ППД	БМ-1	1	25,0	10000	0,67
6	МСП-ППД	БМ-2	1	25,0	10000	0,65
7	МСП-ППД	БМ-3	1	25,0	10000	0,67
Итого по БМ 30000			3	25,0	30.000	0,66
8	МСП-8	БМ 5000	демонтаж			
Всего по БМ			8	25,0	75.000	

Проведен расчет загруженности централизованной системы ППД на основе сравнения фактической суточной закачки воды (с помощью централизованной системы на всех месторождениях) и максимально возможной суточной производительности централизованной системы ППД месторождения Белый Тигр по итогам 2014 г. При этом рассмотрена максимально возможная производительность централизованной системы ППД (потенциальная мощность). Также в расчет внесены поправки на коэффициент использования потенциальной мощности блок-модулей (фактический $K_{исп}$), с которым эти блоки работали в течение отчетного года (средний $K_{исп} = 0,76$ для БМ-30000 и средний $K_{исп} = 0,70$ для БМ-40000). Соответственно, коэффициент загрузки централизованной системы определяется с учетом фактической средней суточной закачки за рассматриваемое время работы по отношению к расчетной потенциальной мощности с учетом ее среднего коэффициента использования.

Общий средний коэффициент использования потенциальной мощности БМ-30000 и БМ-40000 в 2014 г. составил 72,7 % против 70 % в прошлом году. Это объясняется необходимостью увеличения используемой мощности блок-модулей для обеспечения большей закачки воды с целью ППД в 2014 г. (фактическая закачка 11875,6 тыс. м³) по сравнению с объемами закачки в 2013 году (фактическая закачка 10204,3 тыс. м³). Параметры эксплуатации централизованной системы ППД представлены на рисунке 2.

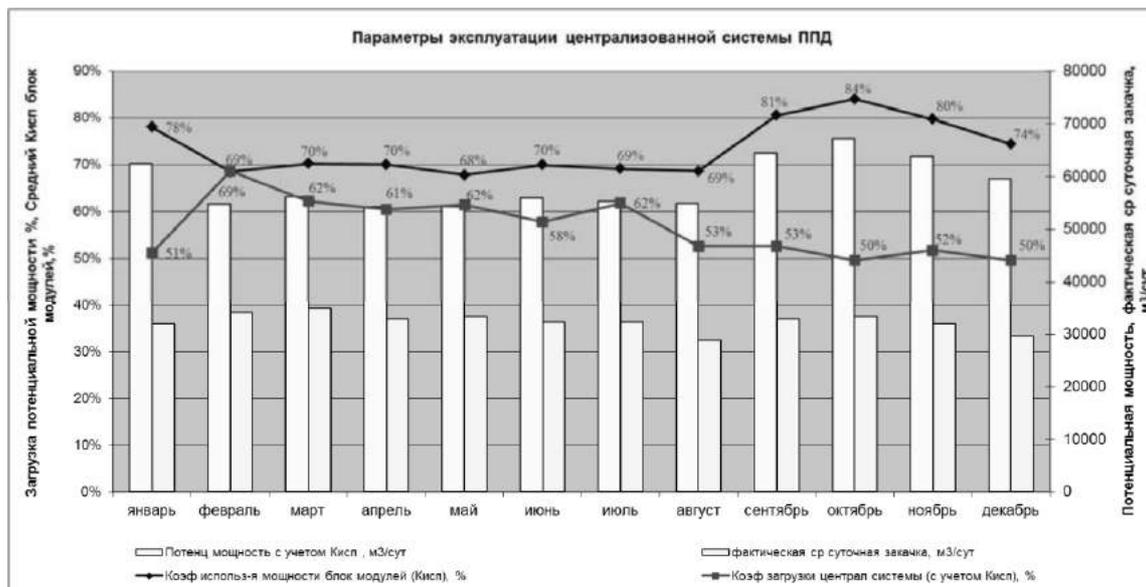


Рис.2 Сравнение суточной потенциальной производительности всей централизованной системы ППД и фактической суммарной среднесуточной закачки в 2014 г.

Расчет показал, что фактическая среднесуточная закачка с помощью централизованной системы в 2014 году составляла в среднем по месяцам 57,9 % от потенциальной мощности блок модулей ППД-40000 и ППД-30000 с учетом фактического коэффициента использования их потенциальной мощности, т.е. коэффициент загрузки централизованной системы составил в среднем в 2014 г. 57,9 %. В прошлом году он составлял в

среднем 49,8%. При этом мощности централизованной системы используются для обеспечения закачки воды на всех месторождениях СП Вьетсовпетро.

Таким образом, видно, что в связи с ростом объемов закачки воды, увеличивается загруженность централизованной системы. Тем не менее, на этот период имеется запас по мощности централизованной системы – блок модулей ППД-40000 и ППД-30000, и возможность регулирования объемов закачки воды, как по эксплуатируемым месторождениям, так и с учетом вновь вводимых в разработку перспективных участков и структур.

ЭЛЕКТРООБЕСПЕЧЕНИЕ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АНАБАЙ КАЗАХСТАНА

А.А. Мамаев, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Главным богатством республики Казахстан являются его полезные ископаемые. По предположениям ученых ведущих стран мира республика Казахстан находится на шестом месте в мире по запасам природных ресурсов. В республике Казахстан на данный момент известно 14 высокоперспективных бассейнов, которые расположены практически по всей ее территории, пока разведаны только 160 нефтяных и газовых месторождений, а запасы нефти, которые можно извлечь составляют 2,7 миллиарда тонн [3].

Чу-Сарысуйский газоносный бассейн административно располагается на территории Южно-Казахстанской и Жамбылской областей и включает в себя единственную в республике чисто газоносную область средне-верхнепалеозойского газонакопления. Одно из первых газовых месторождений Ушарал-Кемпыртобе в Чу-Сарысуйском газоносном бассейне было разработано в 1962 году. В дальнейшие годы были разработаны месторождения: Северный Ушарал (1970 г.), Айрақты (1971 г.), Придорожное (1972 г.), Амангельды (1975 г.), Орталык (1976 г.), Малдыбай (1977 г.), Анабай (1979 г.), Западный Опак (1980 г.) и другие.

Газовое месторождение Анабай расположено в Мойынкумском районе Жамбылской области, в 175 км. к северу от г. Жамбыл; энергообеспечение месторождения осуществляется от конденсационной электростанцией (КЭС) Жамбылской ГРЭС.

КЭС является энергетическим комплексом, состоящим из восьми основных систем: котельная установка; паротурбинная установка; топливное хозяйство; система золоудаления, очистки дымовых газов; электрическая часть; техническое водоснабжение (для отвода избыточного тепла); система химической очистки и подготовки воды [1]. Структурная схема электрической части Жамбылской ГРЭС приведена на рисунке 1.

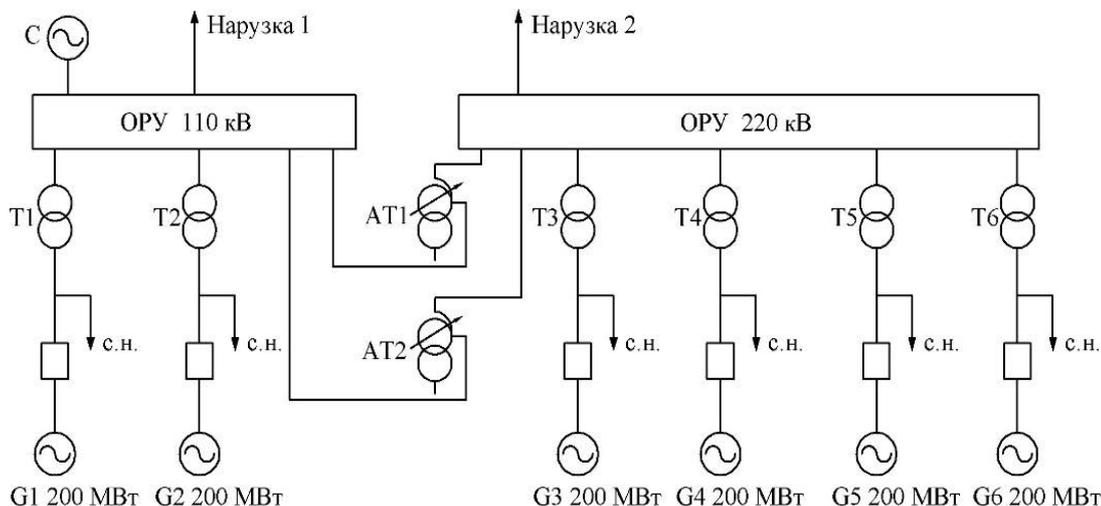


Рис.1 Структурная схема Жамбылской ГРЭС

На электростанции установлено шесть турбогенераторов G1, G2, G3, G4, G5, G6. типа ТГВ-200.

В турбогенераторах создается трёхфазный, электрический ток напряжением 15,75 кВ.

Номинальная мощность каждого турбогенератора 200000 кВт, номинальный ток ротора 1786 А, номинальный ток статора 8630 А [2]. Генератор ТГВ-200 имеет непосредственное водородное охлаждение обмоток статора и ротора. Давление водорода в корпусе поддерживается 0,2-0,4 Мпа.

Турбогенераторы ТГВ-200 имеют тиристорную систему возбуждения. Данная система является системой самовозбуждения, основные ее элементы - это две группы полупроводниковых преобразователей: неуправляемые и управляемые вентили, трансформатор силового компаундирования и выпрямительный трансформатор. Неуправляемые вентили получают питание от силового трансформатора компаундирования, вторичные токи которого пропорциональны току статора генератора, управляемые вентили получают питание от выпрямительного трансформатора, вторичное напряжение которого зависит от напряжения генератора.

Неуправляемые вентили, ток которых зависит от тока статора генератора, обеспечивают возбуждение машины при нагрузке и форсировку возбуждения при коротких замыканиях. Мощность управляемых вентилях рассчитывают так, чтобы она была достаточна для возбуждения генераторов на холостом ходу и для регулирования возбуждения в нормальном режиме. В номинальном режиме неуправляемые вентили обеспечивают 70 – 80% тока возбуждения генератора.

На электростанции имеются два распределительных устройства с напряжениями 110 кВ и 220 кВ. Распределительное устройство (РУ) - электроустановка, которая предназначена для приёма и распределения электрической энергии на один класса напряжения. Открытые распределительные устройства (ОРУ) - распределительные устройства, у которых силовые проводники являются открытыми, без защиты от воздействия окружающей среды.

Электростанция имеет блочную структуру: все генераторы работают в блоке с силовыми трансформаторами.

Генераторы первого и второго блоков соединены с РУ 110 кВ через силовые трансформаторы типа ТДЦ-250000/110, станционная маркировка на структурной схеме: Т1, Т2. Номинальная мощность трансформаторов представленного типа 250000 кВ·А, по обмотке высшего напряжения 121 кВ протекает номинальный ток 1193 А, по обмотке низшего напряжения 15,75 кВ протекает номинальный ток 9164,5 А. Группа соединения обмоток трансформаторов: звезда с нулем / треугольник (Y_0/Δ) [2].

Генераторы третьего – шестого блоков соединены с РУ 220 кВ через силовые трансформаторы типа ТДЦ-250000/220, станционная маркировка на структурной схеме: Т3, Т4, Т5, Т6. Номинальная мощность трансформаторов представленного типа 250000 кВ·А, по обмотке высшего напряжения 242 кВ протекает номинальный ток 596,5 А, по обмотке низшего напряжения 15,75 кВ протекает номинальный ток 9164,5 А. Группа соединения обмоток трансформаторов: звезда с нулем / треугольник (Y_0/Δ) [2].

Распределительные устройства 110 и 220 кВ соединены через два автотрансформатора связи ТДЦТГА-240000/220, станционная маркировка на структурной схеме: АТ1, АТ2. Номинальная мощность автотрансформаторов представленного типа 240000 кВ·А, по обмотке высшего напряжения 242 кВ протекает номинальный ток, по обмотке низшего напряжения 15,75 кВ протекает номинальный ток 4400 А [2].

Все силовые трансформаторы и автотрансформаторы имеют масляную систему охлаждения. Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла с помощью воздушных охладителей (ДЦ). Охладители – это системы тонких ребристых трубок, которые обдуваются вентилятором наружной установки. Маслопроводы, оснащённые электронасосами, осуществляют непрерывное принудительное движение масла через радиаторы. Из-за большой скорости движения масла, обширной поверхности охлаждения и интенсивному дутью, охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Использование такой системы охлаждения позволяет уменьшить габаритные и весовые характеристики трансформаторов. Охладители могут устанавливаться как совместно с трансформатором, так и на отдельных фундаментах рядом с масляным баком трансформатора.

Часть электрической энергии расходуется на собственные нужды электростанции, обеспечивающих технологических процесс производства электроэнергии на ГРЭС. На рисунке 1 этому соответствует ответвления на выводах турбогенераторов, обозначенные как с.н.

Для ОРУ 110-220 кВ с большим числом присоединений применяется схема с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на цепь. На рисунке 6 приведен пример схемы распределительного устройства с линейными и трансформаторными присоединениями.

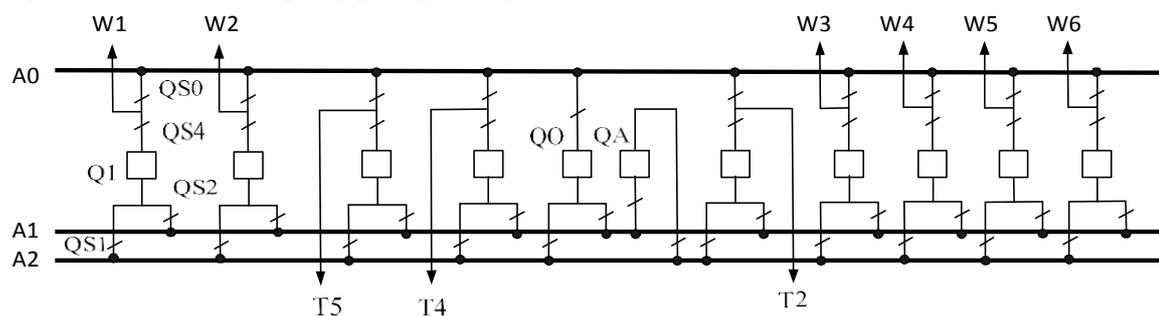


Рис.6 Схема электрических соединений распределительного устройства, выполненное по схеме две рабочие системы сборных шин с обходной системой сборных шин

Обычно, обе системы сборных шин находятся в работе при фиксированном распределении всех присоединений, это повышает надежность схемы, так как при коротких замыканиях на шинах, отключается шиносоединительный выключатель QA и только половина присоединений, вторая половина шин остается в работе. Если повреждение на шинах устойчиво, то отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин. Перерыв электроснабжения половины присоединений определяется длительностью переключений. [2].

Литература

1. Официальный сайт Жамбылской ГРЭС им Т.И. Батурова URL: <http://zhgres.kz/>, (дата обращения 02.02.16).
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 4-е изд., стер.- Екатеринбург: АТП, 2015. – 648 с.: ил..
3. Справочник: Месторождения нефти и газа Казахстана, Алматы, 2007; –304 с.

ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

А.А. Мильке

Научный руководитель доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ причин отказов и аварий нефтегазовых сооружений свидетельствует о преобладающем влиянии коррозионного фактора. Так, в нефтегазовой промышленности при эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов до 95 % отказов происходит по причине коррозионных повреждений [2] (таблица).

Таблица

Статистика отказов оборудования нефтегазовых систем

Система	Вид отказа				
	Коррозия, %	Брак строительного-монтажных работ, %	Брак материалов, %	Механические повреждения, %	Нарушение режима эксплуатации, %
Нефтепроводы	70	15	2	10	3
Газопроводы	36,7	10	13,3	13,9	26,1
Внутрипромысловые трубопроводы	95	2,8	0,8	0,6	0,8

В современных экономических условиях нефтяные компании эксплуатируют оборудование и трубопроводы до их полного выхода из строя, поэтому знание причин отказов, а именно – причин коррозии, и методов предотвращения отказов и их своевременного мониторинга является неотъемлемой частью экономической политики нефтяных компаний [4].

Несмотря на появление на рынке нефтепромысловых услуг России трубопроводов из неметаллических материалов и труб с внутренним покрытием, основной объем строительства трубопроводов выполняется из стальных труб. Стальные трубы, обладая комплексом полезных свойств, имеют один существенный недостаток – они подвержены коррозии, что приводит к нарушению целостности трубопроводов в процессе их эксплуатации [3].

Для того чтобы затормозить коррозионный процесс, необходимо повлиять либо на свойства металла, либо на свойства среды, транспортируемой по трубопроводу. Методы, которые основанные на изменении защитных свойств металла являются наиболее эффективными методами. Несмотря на это, нередко предпочтительнее изменить свойства коррозионной среды или же применить комбинированные способы защиты с экономической точки зрения [1].

На данный момент для защиты промысловых трубопроводов от коррозии используются трубопроводы с внутренним покрытием и ингибиторная защита. Оба эти метода достаточно затратные и нефтедобывающими предприятиями ведется постоянный поиск путей оптимизации защиты трубопроводов от коррозии. Один из вариантов – использование протекторной защиты (рисунок).

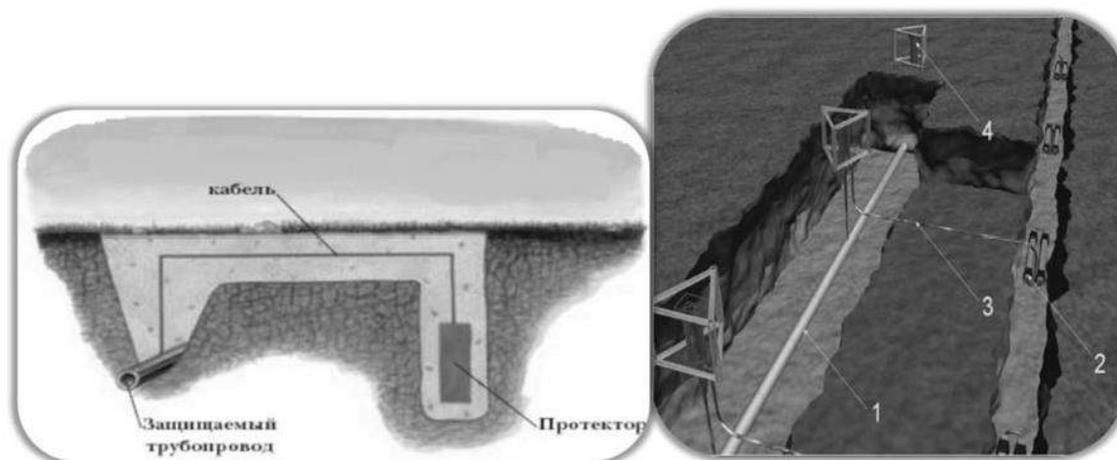


Рис. Схема протекторной защиты: 1 – трубопровод; 2 – протекторная установка; 3 – кабель; 4 – КИП[5]

Протекторная защита трубопроводов от коррозии заключается в присоединении защищаемого трубопровода к металлу, имеющему более отрицательный потенциал. При использовании протекторов коррозией разрушается не защищаемый трубопровод, а протектор-донор, изготовленный из электрохимически более активных металлов.

Цель проекта – анализ применения протекторной защиты как метода борьбы с коррозией трубопроводов.

Преимущества применения данного метода:

- относительно малые как капитальные, так и операционные затраты;
- простота в использовании;
- возможность защиты отдельных элементов;
- возможность защиты выкидных линий скважин;
- возможность комбинирования с другими видами защиты.

В работе была рассчитана экономическая эффективность (приблизительно 500 000 руб./год на 1 км трубопровода) применения протекторной защиты нефтепромысловых трубопроводов на примере Западно-Крапивинского месторождения.

Литература

1. Кац Н.Г., Стариков В.П., Парфенова С.Н. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии – Москва: Машиностроение, 2011. – 211 с.
2. Кирсанов В.В., Мингазетдинов И.Х., Глебов А.Н., Фролов Д.В. Промышленная безопасность трубопроводных систем // НефтьГазПромышленность. – 2006. – №6. – С. 17 – 28.
3. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
4. Мамулова Н.С. Все о коррозии: справочник. – Санкт-Петербург: Химиздат, 2000. – 517 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕРМООБРАБОТКИ НА ТЕМПЕРАТУРУ ЗАСТЫВАНИЯ И РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

И.В. Мурачев

Научные руководители заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева¹,
научный сотрудник Е.В. Мальцева²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия,

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Подвижность нефти при низких температурах имеет огромное значение в процессах перекачки и перевозки ее в зимних условиях. Одним из распространенных способов снижения гидравлических потерь при сборе и транспортировке аномальных нефтей является их тепловая обработка с целью понижения температуры застывания. Принято считать, что в результате любого прогрева нефти величина температуры застывания обязательно уменьшается, а условия обработки влияют лишь на степень этого уменьшения. Кроме этого отмечается, что для тяжелых топлив и нефтяных остатков характерна «положительная» аномалия вязкости – после термообработки повторно определяемая вязкость при той же температуре оказывается ниже начальной [4]. Основной причиной снижения температуры застывания считают влияние термообработки на свойства содержащихся в нефти парафинов. По существующим представлениям, нагрев нефти приводит к «плавлению» имеющегося парафина, а при повторном охлаждении либо возникают более мелкие кристаллы парафина, либо образуется меньшее число центров кристаллизации [1]. Однако исследования показали, что термообработка не всегда приводит к снижению ее температуры застывания (T_3). Авторами [2, 3] были зафиксированы интервалы температур термообработки, при которых характеристики застывания начинали резко ухудшаться. Кроме этого, в этой же температурной области происходило резкое ухудшение реологических параметров нефтей.

Целью данной работы является исследование возможности появления подобных аномальных температурных эффектов после термической обработки и анализ реологические свойства высокопарафинистой нефти. Физико-химические характеристики этой нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства исследуемой нефти

Содержание, масс.доли, %	Парафины	Смолы силикагелевые	Асфальтены
Значение показателей	10,14	6,93	0,64

Исследование проводилось с образцом нефти, хранящимся при комнатной температуре. Для термообработки при заданной температуре и определения соответствующего изменения T_3 каждый раз использовали новую порцию нефти. Термообработку проводили в течение часа, после чего нефть охлаждали до 20 °С в термостате. Температуру застывания определяли с помощью прибора ИНПН SX-800. Результаты влияния термообработки на температуру застывания представлены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2

Полученные данные температур застывания нефти после ее термической обработки

Температура обработки образца, °С	0	30	35	40	45	50	60
Температура застывания, °С	-9.2	-3.3	-2.95	-3.1	-3.5	-7.4	-13.25



Рис.1 График зависимости температуры застывания от термообработки

Из полученных результатов следует, что для исследуемой нефти существует температурный диапазон термообработки (от 30 °С до 45 °С), при котором температуры застывания существенно выше остальных. Причем интервал изменения температур застывания в этих пределах небольшой, от минус 2,95 °С до минус 3,5 °С. При последующем увеличении термообработки, температура застывания образца нефти значительно понижается.

Одновременно с исследованием низкотемпературных характеристик данной нефти были изучены реологических свойств образца после термообработки. Измерения проводили на ротационном вискозиметре НТИВ при скорости вращения 2400 об/мин в интервале от 20 до -25 °С. Зависимости динамической вязкости от температуры для образцов с температурами обработки 0 °С, 40 °С и 60 °С представлены на рисунке 2.

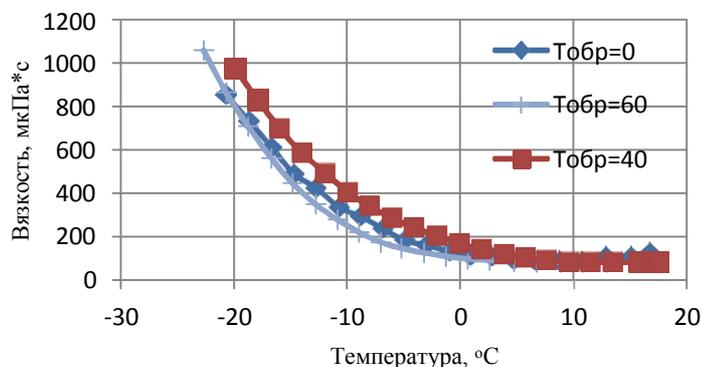


Рис.2 Графики зависимости динамической вязкости от температуры обработки нефти

Анализируя полученные зависимости можно наблюдать некоторое отличие графика с температурой обработки 40 °С в сторону увеличения значений вязкости относительно графиков с температурами обработки при 0 °С и 60 °С. Разница сохраняется в диапазоне температур от минус 20 °С до примерно 5 °С. При дальнейшем повышении температуры отличия вязкости становятся несущественными.

Полученные результаты имеют непосредственное прикладное значение. На примере данной высокопарафинистой нефти нами была выявлена аномальная область значений температур застывания после термообработки. Исследуя полученные закономерности, можно видеть, что термообработка сначала ухудшает реологические свойства и температуру застывания исследуемого образца, но при дальнейшем увеличении температуры обработки наблюдается положительный эффект.

Таким образом, установлено, что минимальная температура застывания и наилучшие реологические свойства исследованной парафинистой нефти будут наблюдаться после ее термообработки при 60 °С.

Литература

1. Аллахвердиева Д.Т. Влияние термообработки на температуру застывания нефти // Наука и технология углеводородов. – 2002. – №1. – С. 50 – 53.
2. Смольянинов С.И. Влияние различных факторов на температуру застывания томских нефтей // Известия Томского ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени политехнического института им. С.М. Кирова. – 1976. – Том 253.
3. Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю., Елисеев Н.Ю. Отрицательная аномалия вязкости жидких нефтепродуктов после термообработки // Химия и технология топлив и масел. – 2002. – № 3. – 26 – 29 с.
4. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1984. – с.14.

**ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН
ДЛЯ РАЗРЕШЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ КОЛЛЕКТОРА**

И.Р. Набокин

Научный руководитель главный инженер Н.М. Дадакин
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В настоящее время выработанность запасов легкоизвлекаемой нефти увеличивается, количество доступных месторождений с таким качеством нефти уменьшается, и вследствие этого в нашем распоряжении остаются залежи с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченные к неоднородным коллекторам. Для успешной разработки и наиболее полного извлечения нефти из недр в условиях трудноизвлекаемой залежи необходимо детальное изучение ее строения. Для этой цели одним из наиболее информативных инструментов являются гидродинамические испытания скважин.

Гидродинамические исследования подразделяются на исследования при неустановившихся и установившихся режимах течения. Более эффективным и информативным для определения фильтрационно-емкостных свойств, начального давления, а также мониторинга пластового давления является исследование восстановления давления, которое производится при неустановившемся режиме течения. Данный вид исследований также производится для исследования границ залежи и наличия каких-либо литологических нарушений.

В данной статье автор преследовал цель определения и изучения эффективности применения гидродинамических испытаний на практическом примере. Для проведения исследования автором было выбрано месторождение X, расположенное в Восточной Сибири. Запасы залежи нефти и газа приурочены к терригенным отложениям. На сегодняшний день месторождение находится на стадии разработки. В данном случае рассматривается произведенное гидродинамическое исследование скважины X-001 при неустановившемся режиме течения, исследование кривой восстановления давления. На протяжении произведенного исследования было записано 118,8 часов работы скважины на режиме и 241,1 часов восстановления давления.

После получения данных, записанных скважинным прибором, спущенным на забой, автором производилась их интерпретация, в процессе которой был построен график описывающий работу скважины (рис.1 а), график зависимости забойного давления ($P_{заб}$) от времени Хорнера (t_h) в полулогарифмических координатах (рис. 1 б) для определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора и начального пластового давления, а также график зависимости производной давления (P') от времени в бигарифмических координатах (рис. 2) для определения характера фильтрации и границ залежи. По графику, представленному на рис. 1 рассчитаны значения проницаемости, скин-фактора и начального пластового давления.

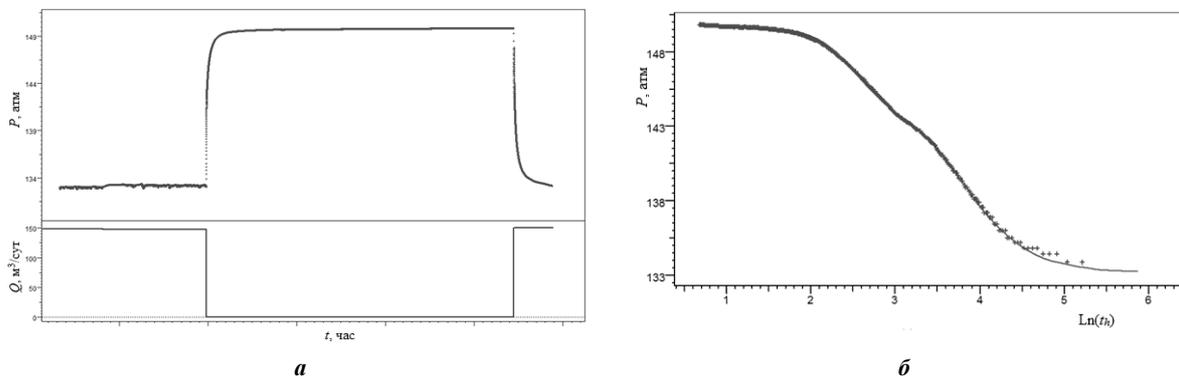


Рис.3 Зависимость забойного давления и дебита (Q) от времени (а); зависимость забойного давления от времени Хорнера (б)

При интерпретации автором данных наклонно-направленной скважины X-001 и расчете фильтрационно-емкостных свойств пласта был обнаружен anomalously высокий скин-фактор (16 единиц), не характерный для скважин данного пласта. Хотя, с другой стороны, результаты гидродинамических исследований в других скважинах не выявили никаких зон с аномальным строением коллектора, и скважины характеризуются низким значением скин-фактора (3–6 единиц), преимущественно за счет загрязнения призабойной зоны. Так как

все скважины данного куста месторождения X осваивались одним и тем же способом, бурились условно на одном и том же буровом растворе, то возникает вопрос: «за счет чего такое большое значение скин-фактора?»

Для установления причины возникновения такого скин-эффекта автором произведен расчет вклада каждого явления в совокупный скин-фактор:

$$S = \frac{S_{tr}}{b} + S_p + S_{swp},$$

где S – совокупный скин-фактор, вычисленный при интерпретации данных гидродинамических исследований,

S_{tr} – скин-фактор, образующийся за счет загрязнения призабойной зоны пласта,

S_p – скин-фактор, образующийся за счет частичного вскрытия пласта,

S_{swp} – скин-фактор, образующийся за счет отклонения скважины от вертикального направления,

b – коэффициент вскрытия пласта.

Скин-фактор, образующийся за счет частичного вскрытия пласта определяется с помощью корреляции Бронса и Мартинга по значению коэффициента вскрытия пласта и расчетной величины h_D :

$$h_D = \frac{h_S}{r_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_v}},$$

где h_S – высота элемента симметрии перфорации,

r_w – радиус скважины,

k_r – горизонтальная проницаемость,

k_v – вертикальная проницаемость.

Скин-фактор, образующийся за счет отклонения скважины от вертикального направления, определяется с помощью корреляции Синко и Миллера в зависимости от угла отклонения и отношения мощности пласта и радиуса скважины. Так как скважина имеет практически вертикальный профиль, угол отклонения от вертикали равен 10° , то данный вид скин-фактора вносит незначительный вклад в общую картину [1].

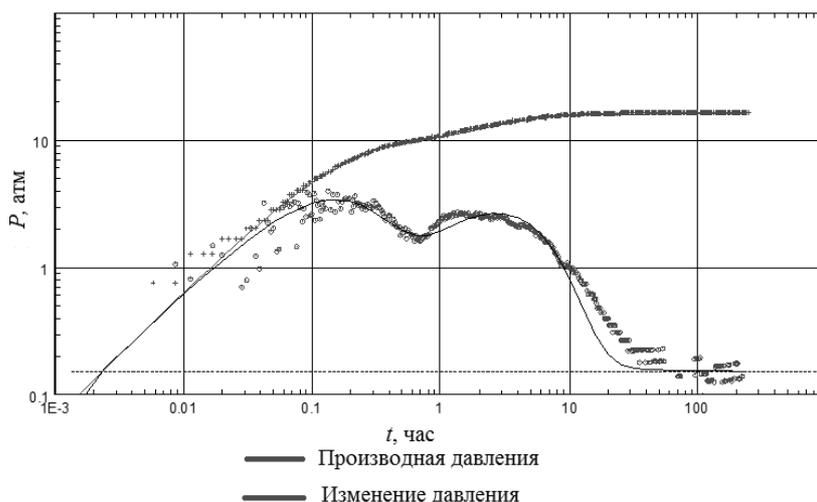


Рис.4 Диагностический график

В ходе интерпретации данных гидродинамических исследований скважин были получены следующие результаты:

- рассчитаны фильтрационно-емкостные свойства коллектора: эффективная и относительная проницаемость, скин-фактор (653,6 мД и 33,9 мД соответственно);
- определено начальное пластовое давление (145,1 атм);
- определен вклад каждого явления в совокупный скин-фактор ($S_{tr} = 5$ единиц, $S_p = 12$ единиц, $S_{swp} = -1$ единица).

В итоге проделанной работы автор пришел к следующим заключениям:

- скин-фактор скважины X-001 имеет аномально высокое значение ввиду неправильного вскрытия продуктивного пласта (не полная перфорация скважины);
- гидродинамические исследования скважин являются одним из наиболее простых и точных инструментов определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора, начального пластового давления и границ залежи;
- на практическом примере доказана необходимость проведения таких исследований для детального изучения строения коллектора и дальнейшее усовершенствование технологии их проведения.

Литература

1. G. Stewart, M. Jamlolahmady. Reservoir Engineering — Well test analysis. — Edinburg: Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, 2013. — 648 p.
2. РД 153-39.0-109-01. Методические указания. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. — Москва, 2002. — 76 с.

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ СТАЦИОНАРНЫХ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ МЕТОДА АДАПТИВНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ**

Нгуен Тхак Хоай Фьонг

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача определения пластового давления и коэффициентов фильтрационных сопротивлений по результатам стационарных газодинамических исследований скважин в условиях априорной неопределенности о виде модели индикаторной кривой, и предлагается метод ее решения с использованием технологии адаптивной идентификации с учетом априорной информации о пластовом давлении. Приводятся примеры интерпретации результатов стационарных исследований скважин по индикаторной кривой.

Введение. В настоящее время при интерпретации результатов стационарных газодинамических исследований скважин (ГДИС) используется преимущественно классическая «базовая» методика определения параметров закона фильтрации Форхгеймера методом наименьших квадратов [1, 2]. Однако в реальных промысловых условиях неопределенности закона фильтрации возникает проблема структурной идентификации, которая заключается в выборе вида модели индикаторной кривой при малом объеме экспериментальных данных дебита и забойных давлений на разных режимах фильтрации.

В работе [3] предложена методика интерпретации индикаторной кривой, где закон фильтрации газа применяется не ко всей совокупности данных дебита и забойного давления, а только к результату двух последовательных испытаний скважины. Идея эта не нова и основана на том, что практически любой нелинейный закон фильтрации может быть аппроксимирован «кусочно – линейным» законом, что упрощает решение задачи структурно идентификации. Однако использования приведенной выше методики в промысловых условиях при наличии погрешностей и ошибок в определении дебитов и забойных давлений, погрешностей «кусочной» аппроксимации приводит к неустойчивости решений, большим ошибкам в оценках пластового давления, коэффициентов фильтрационных сопротивлений и параметрах пласта.

В данной работе предлагается и исследуется метод адаптивной интерпретации ГДИС по индикаторной кривой с переменными параметрами, зависящими от номера режима исследований, с учетом дополнительной априорной информации о пластовом давлении.

Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации индикаторной кривой. Основой метода адаптивной интерпретации является интегрированная система моделей индикаторной кривой Форхгеймера с переменными параметрами, зависящими от номера режима испытаний скважины, с учетом экспертных оценок пластового давления:

$$\begin{cases} y_n^* = p_{n,n}^2 - a_n q_n - b_n q_n^2 + \xi_n, \\ p_{n,(n-1)}^2 = p_{n,n}^2 + \eta_n, \quad n = 1, 2, 3, \dots, n, \end{cases} \quad (1)$$

где $y_n^* = p_{n,n}^2 - a_n q_n - b_n q_n^2 + \xi_n$ – значения квадрата забойного давления и дебита, полученные на режиме испытания скважины с номером n ; $p_{n,(n-1)}^2$ – экспертная оценка квадрата пластового давления; n_k – число режимов испытания скважины; ξ_n, η_n – случайные величины, представляющие погрешности измерений дебита и забойных давлений скважины, ошибки экспертной оценки пластового давления и неточность модели фильтрации. Определение оптимальных значений квадрата пластового давления и коэффициентов фильтрационных сопротивлений a, b модели (1) представленной для удобства в матричном виде

$$\begin{cases} Y_n^* = F_n \alpha_n + \xi_n, \\ \alpha_{1,(n-1)} = F_{a,n} \alpha_n + \eta_n, \end{cases} \quad (2)$$

при использовании показателя качества

$$\Phi(\alpha_n, \beta_n) = \|Y_n^* - F_n \alpha_n\|_W^2 + \beta_n \|k_n \bar{\alpha}_{1,(n-1)} - F_{a,n} \alpha_n\|^2 \quad (3)$$

сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений вида (СЛАУ) [4,5]

$$(F_n^T W F_n + \beta_n F_{a,n}^T F_{a,n}) \alpha_n = (F_n^T W Y_n^* + \beta_n F_{a,n} \bar{\alpha}_{1,(n-1)}), \quad (4)$$

где запись $\|X\|_W^2$ означает квадратичную норму вектора $X^T W X$; $F_n = (x_{n,j}, n = \overline{1, n}, j = \overline{1, 3})$ – матрица значений дебита скважины на разных режимах ее работы, в которой $x_{n,1} = 1, x_{n,2} = -q_n, x_{n,3} = -q_n^2$; $F_{a,n} = (1, 0, 0)$ – вектор;

$\alpha_n = (\alpha_{1,n} = p_{n,n}^2, \alpha_{2,n} = a_n, \alpha_{3,n} = b_n)$ - вектор неизвестных значений параметров моделей (1),(2); W - диагональная матрица весовых функции $W = \text{diag}(w((n-i)/h), i = \overline{1, n-1})$ для организации процесса адаптивной идентификации и интерпретации; $\omega_n = \beta_n k_n$.

Результаты интерпретации ИК скважин газоконденсатного месторождения. Результаты интерпретации стационарных газодинамических исследований по индикаторной кривой приведены на рис. 1,2.

На рисунке 1 приведены исходные данные индикаторной кривой на пяти режимах исследований [6, стр.75, 88]. Размноженные значения индикаторной кривой определялись методом интерполяции с использованием параболической модели зависимости квадрата забойного давления от дебита скважины. На рис. 2 приведены оценки пластового давления и фильтрационных сопротивлений полученные методами адаптивной интерпретации (АИ) путем решения СЛАУ (3) при $k_n = 1/\beta_n$, наименьших квадратов (НК) при $\beta_n = 0$ (3) и регуляризованного метода наименьших квадратов (РНМ) при $k_n = 0$ (3). Оценки β_n управляющих параметров β_n (4) при $k_n = 1$ определялись путем решения оптимизационной задачи

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta} \|Y_n^* - F_n \alpha_n(\beta)\|_W^2 \quad (5)$$

методом дихотомии [7], где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$.

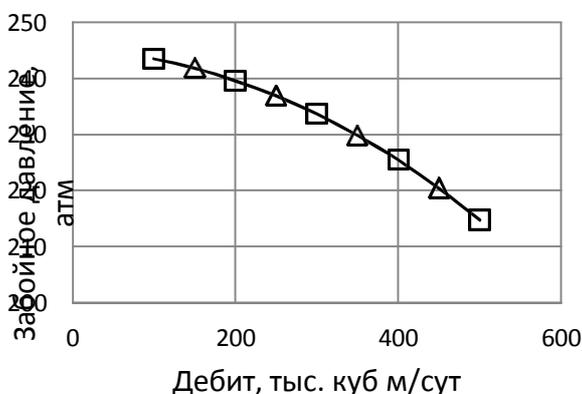


Рис. 1 Исходные и размноженные (Δ) значения индикаторной кривой

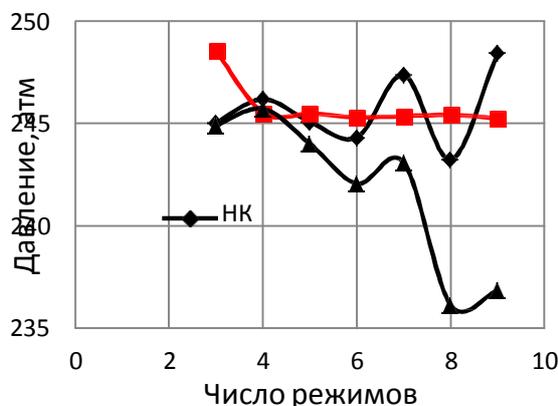


Рис. 2 Оценки пластового давления

Корректировка экспертных оценок пластового давления $\bar{\alpha}_{1,n-1}$ (2) проводилась с использованием метода экспоненциального сглаживания $\bar{\alpha}_{1,n} = \bar{\alpha}_{1,n-1} - \delta(\alpha_{1,n}^*(\beta_n^*) - \bar{\alpha}_{1,n-1}), n = \overline{1,9}$ при $\delta = 0,8$ и начальном значении экспертной оценок пластового давления $\sqrt{\bar{\alpha}_{1,(n-1)}}$ равной 255 атм. Для организации процесса адаптивной идентификации в (3), (4) использовалась единичная весовая функция вида $w((n-i)/h) = 1$ при $(n-i) \leq 3$, $w((n-i)/h) = 0$ при $(n-i) > 3$. Из рис.2 видно, что предложенный метод адаптивной интерпретации (1)-(4) с учетом априорной информации позволяет более точно определять пластовое давление по сравнению с методом наименьших квадратов на меньшем объеме промысловых данных.

Выводы. Для решения задачи интерпретации стационарных газодинамических исследований скважины в условиях априорной неопределенности о виде модели индикаторной кривой предложен метод адаптивной идентификации позволяющий учитывать дополнительную априорную информацию о пластовом давлении. Показано, что метод адаптивной идентификации позволяет получить более точные и устойчивые оценки пластового давления на меньшем объеме промысловых данных по сравнению с использованием «кусочно - параболической» модели индикаторной кривой и метода наименьших квадратов.

Литература

1. Алиев З.С., Гриценко А.И. и др. Руководство по исследованию скважин. - М.: Наука, 1995. - 523 с.
2. Алиев З.С., Зотова Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. - М.: Недр, 1980. - 301 с.
3. Ахмедов К.С., Гасумов Р.А., Толпаев В.А. Методика обработки данных гидродинамических исследований скважин // Нефтепромысловое дело, 2011. - №3. - С. 8 - 11.
4. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. - Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. - 198 с.
5. Нгуен Тхак Хоай Фьонг, Сергеев В.Л. Метод идентификации индикаторной кривой при интерпретации результатов газодинамических исследований скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2005. Т.326. № -12. - С. 54 - 59.

6. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин часть I. Москва, 2011. – 234 с.
7. Летова Т.А., Пантелеев А.В. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

**КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ СОСТАВОМ
И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»**
Нгуен Бао Тоан

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время более половины добывающего фонда скважин месторождения «Белый Тигр» (Вьетнам) составляют малодобитные скважины с низкой продуктивностью, эксплуатация которых осуществляется технологией периодического газлифта. Одним из основных факторов, осложняющих эксплуатацию скважин, является отложение асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ) на поверхности внутрискважинного оборудования, что приводит к снижению межремонтного периода работы, эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин.

Изменение термодинамических условий пластов, зависящее от применения методов повышения нефтеотдачи (ГРП, закачка газа, закачка реагентов) – это основная причина снижения устойчивости структурных образований нефти – парафинов и асфальтенов [1]. Поэтому изучение состава и свойств извлекаемой нефти, которые представляются как факторы образования АСПО, являются важной исследовательской задачей. Кроме этого, определение свойств и состава нефти играет большую роль при выборе технологий систем сбора и подготовки.

Цель работы: обработка данных по свойствам нефти статистическим методом для выявления взаимосвязей между физико-химическими свойствами нефти.

Объектами исследования были нефти месторождения «Белый Тигр». Исходные данные были приняты из работы Бадикова и др. [2].

Таблица 1

Свойства нефти месторождения «Белый Тигр»

Номер скважины	700	193	42	605	816	809	76	1102	1003	708
Плотность, г/см ³	0,830	0,834	0,866	0,825	0,865	0,835	0,852	0,827	0,829	0,826
Содержание солей NaCl, мг/л	566,3	549,5	470	-	40,3	6,4	9,0	0	63,3	-
Содержание мех. примесей, % мас.	0,028	0,050	0,040	0,040	0,020	0,020	0,030	0,030	0,011	0,019
Вязкость (50 ⁰ С), сСт	5,28	5,96	11,67	4,07	11,86	6,34	9,13	4,81	5,42	4,82
Содержание серы, % мас.	0,022	0,022	0,088	-	-	0,024	0,026	-	0,025	0,032
Содержание парафина, % мас.	22,05	25,01	18,90	-	18,47	24,84	28,65	23,54	23,69	20,80
Сумма смол и асфальтенов, % мас.	2,32	2,10	12,96	-	10,15	1,73	1,54	1,13	1,33	2,40
Содержание кокса, % мас.	0,69	0,63	2,84	0,63	2,70	0,50	0,66	0,29	0,35	0,69
Температура начала кипения, ⁰ С	80	104	73	100	88	102	110	70	92	77

Таблица 2

Коэффициенты парной корреляции состава и свойства нефтей

Показатель	1	2	3	4	5	6	7	8
1. Плотность, г/см ³	1							
2. Содержание солей NaCl, мг/л	0,00	1						
3. Содержание мех. примесей, % мас.	0,10	0,67	1					
4. Вязкость (50 ⁰ С), сСт	1,00	-0,04	0,04	1				
5. Содержание серы, % мас.	0,79	0,29	0,32	0,81	1			
6. Содержание парафина, % мас.	-0,35	-0,27	0,12	-0,38	-0,65	1		
7. Сумма смол и асфальтенов, % мас.	0,86	0,23	0,20	0,86	0,99	-0,75	1	
8. Содержание кокса, % мас.	0,88	0,19	0,12	0,88	0,98	-0,73	0,99	1

По физическим свойствам нефти являются легкими, маловязкими, высокопарафинистыми и малосернистыми.

С помощью *Анализа данных* (Excel), рассчитываем коэффициенты парной корреляции, через которые можно определить тесноту связи между свойствами нефти [3]. Результаты показаны в таблице 2.

Согласно данным статистического анализа, плотность добываемой нефти месторождения «Белый Тигр» сильно зависит от содержания серы ($R=0,79$), содержания смол и асфальтенов ($R=0,86$): с ростом содержания этих компонентов плотность нефти увеличивается. Очевидно, что существует тесная корреляция между такими свойствами нефти, как плотность и вязкость ($R=1$).

Корреляционная зависимость между суммой смол и асфальтенов и выходом кокса (в процессах переработки) очень сильная ($R=0,99$). Это можно объяснить тем, что асфальтены подвергают окислению до кислот, превращают в кокс и гудрон или, другими словами, асфальтены вносят основной вклад в образование кокса.

Далее используем Excel для расчета и построения эмпирической зависимости между параметрами, для которых имеется хорошая корреляционная связь.

Таблица 3

Эмпирические зависимости параметров состава и свойств нефти

Эмпирическая зависимость	Значения R^2
$\mu = -0,0161x_{асф+смол}^2 + 0,7865x_{асф+смол} + 4,6677$	0,7482
$\mu = 2061x_{серы}^2 - 145,49x_{серы} + 8,4934$	0,6817
$\mu = 0,0055\rho + 0,8004$	0,9943
$\rho = 0,0032x_{асф+смол} + 0,8278$	0,7316
$\rho = 14,726x_{серы}^2 - 1,1676x_{серы} + 0,8541$	0,6639
$x_{парафин} = 25,779x_{асф+смол}^{-0,132}$	0,6649

Из таблицы 3 видно, что наибольшей величиной достоверности аппроксимации характеризуется степенная функция, описывающая зависимость плотности нефти от вязкости. Меньшей достоверностью обладают зависимости вязкости и плотности от содержания смолисто-асфальтенов в нефти. Наименее достоверными являются зависимости вязкости и плотности от содержания серы и зависимость содержания парафина от содержания смолистоасфальтеновых веществ в нефти (рисунок).

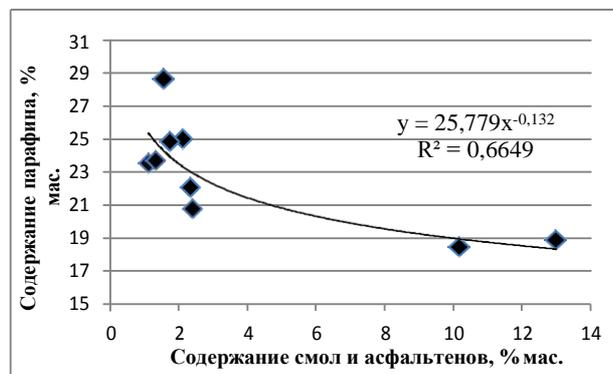


Рис.1 Зависимость содержания парафина от содержания смол и асфальтенов в нефти

Экспериментальные результаты, представленные на рисунке 1, показывают, что с увеличением количества смол и асфальтенов в нефти содержание парафинов уменьшается, что будет влиять на компонентный состав отложений в разных скважинах. Известно, что присутствие смол делает отложения более плотными и прочно удерживающимися на металлической поверхности. Это повлияет, в свою очередь, на процесс очистки скважины от отложений.

Выявленные взаимосвязи в совокупности с данными по свойствам и составу отложений необходимо учитывать при выборе способов предотвращения и удаления АСПО, чтобы оптимизировать процесс эксплуатации скважин.

Литература

1. Устойчивость нефтей к выпадению асфальтенов / Н.А. Аббакумова, Д.Н. Борисов, Л.М. Петрова и др. // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 9. – С. 580 – 583.
2. Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах / Ф.И. Бадиков, В.П. Выговской, Н.Ч.

Нгаи, Ю.В. Савиных // Химия нефти и газа: Материалы IV международной конференции – Томск: СТТ, 2000. – Т.1. – С. 576 – 580.

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»**

О.В. Новгородов, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ООО «РН-Юганскнефтегаз» – крупнейшее нефтедобывающее предприятие НК «Роснефть». Основная часть доказанных запасов Юганскнефтегаза (84%) сосредоточена на Приобском, Мамонтовском, Малобалькском и Приразломном месторождениях. Приобское и Приразломное месторождения являются сравнительно новыми. Они отличаются низкой степенью выработанности запасов, и их разработка осуществляется с использованием наиболее современных и эффективных методов [3].

Электроснабжение объектов месторождения осуществляется от подстанции Шубинской, структурная схема которой представлена на рисунке 1.

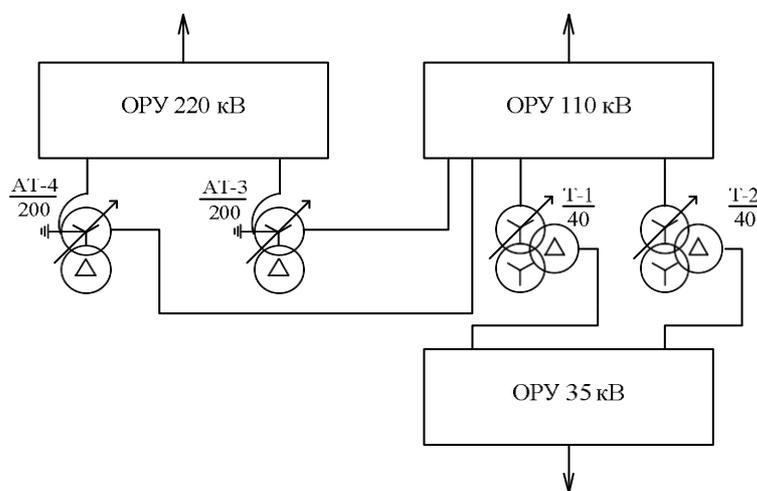


Рис. 1 Структурная схема подстанции

В состав подстанции входят следующие элементы:

- открытые распределительные устройства: ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ;
- силовые автотрансформаторы: АТ-3 и АТ-4;
- силовые трансформаторы: Т-1 и Т-2.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы предназначены для преобразования одной системы переменного напряжения и тока в другую систему переменного напряжения и тока посредством электромагнитной индукции.

На подстанции установлены автотрансформаторы типа АТДЦТН-200000/220; в обозначении типа автотрансформатора: А - автотрансформатор; Т – трехфазный; ДЦ - охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла; Т – трехобмоточный; Н – регулирование напряжения под нагрузкой; 200000 – номинальная мощность, киловольт-ампер (кВ*А); 220 – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ.

Известные следующие режимы работы автотрансформаторов: трансформаторные, автотрансформаторные, комбинированные. Для подстанции Шубинской электроэнергия передается со стороны высшего напряжения автотрансформатора на сторону среднего напряжения – в этом случае оборудование работает в автотрансформаторном режиме [2].

Связь между ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ осуществляется с помощью двух силовых трансформаторов типа ТДТН – 40000/110, где в типе оборудования: Т – трехфазный; Д – масляный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха; Т – трехобмоточный; Н – регулирование напряжения под нагрузкой; 40000 – номинальная мощность, киловольт-ампер (кВ*А); 110 – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ [2].

Распределительное устройство – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электроэнергии на одном классе напряжения. Состав оборудования распределительных устройств: электрические аппараты и соединяющие их гибкие или жесткие токоведущие части – шины. Основные электрические аппараты подстанции Шубинская: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Выключатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения

электрической цепи без тока или с незначительным током, которым для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Измерительный трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Все перечисленное электрооборудование подстанции должно выполнять свои функции в продолжительных режимах, при этом значения параметров оборудования не выходят за допустимые пределы в соответствии с нормируемыми величинами [4].

Для подстанции Шубинская возможны следующие продолжительные режимы: нормальные, ремонтные и послеаварийные. В соответствии с графиком нагрузки нормальные режимы подразделяются на режим максимальной нагрузки и режим минимальной нагрузки ОРУ-110 кВ и ОРУ – 220 кВ. Ремонтные и послеаварийные режимы относятся к утяжеленным. Ремонтные режимы характеризуются плановым отключением оборудования. Для подстанции Шубинской возможно три ремонтных режима: отключение одного из автотрансформаторов связи ОРУ -220 кВ и ОРУ – 110 кВ; отключение одного из трансформаторов связи ОРУ - 110 кВ и ОРУ – 35 кВ или их совмещение. К послеаварийным режимам относятся такие режимы, когда часть оборудования выведена из работы вследствие аварийного отключения. Характеристики нормальных режимов используются при выборе электрооборудования [2].

Аварийные режимы связаны в основном с короткими замыканиями. Характерными особенностями режима являются значительное увеличение тока и снижение напряжения. Ток возрастает до значений, в несколько раз превышающих номинальный, что может привести к разрушению электрооборудования. Электрические аппараты и токоведущие части подстанции должны выдерживать термическое и электродинамическое действия токов коротких замыканий, а выключатели должны быть способны отключать токи аварийных режимов.

На подстанции Шубинская возможны следующие виды коротких замыканий (КЗ): однофазные на землю, двухфазные, двухфазные на землю, трехфазные, трехфазные на землю. Возможные места коротких замыканий: шины ОРУ 220, 110 и 35 кВ; короткие замыкания в обмотках силовых трансформаторов, короткие замыкания на выводах силовых трансформаторов. Для защиты электрооборудования от разрушительного действия КЗ применяется релейная защита.

Рассмотрим релейную защиту автотрансформаторов, установленных на подстанции Шубинская.

На автотрансформатор установлены следующие виды защит: дифференциальная, газовая, дистанционная, токовая защита от коротких замыканий на землю (токовая защита нулевой последовательности), защита от тепловой перегрузки.

Принцип действия дифференциальной защиты основан на сравнении токов по входам защищаемого автотрансформатора. С каждой стороны автотрансформатора устанавливаются трансформаторы тока, выбираемые так, чтобы их вторичные токи были приблизительно равны. Вторичные обмотки трансформаторов тока и реле соединяются между собой так, чтобы в реле протекала сумма всех этих токов. В нормальном режиме или при внешнем коротком замыкании сумма токов практически равна нулю и реле не работает. При КЗ в автотрансформаторе или на его выводах сумма токов дает ненулевое значение и реле срабатывает, после чего подается команда на отключение автотрансформатора [1].

Принцип работы газовой защиты: при повреждении обмоток автотрансформатора происходит разложение трансформаторного масла и выделение газа за счет разогрева масла выделяющимся теплом. Газ улавливается специальным газовым реле, установленным внутри корпуса автотрансформатора [1].

Принцип работы дистанционной защиты основан на контроле сопротивления. При КЗ увеличивается ток и снижается напряжение, а следовательно, по закону Ома сопротивление, измеряемое специальным реле сопротивления, снижается [1].

Измерительным органом защиты нулевой последовательности является одно максимальное реле тока, включенное через трансформатор тока в заземленную нейтраль. В нормальном режиме работы трансформатора ток в нейтрали автотрансформатора теоретически равен нулю. При однофазном КЗ на землю на шинах или в сети низшего напряжения через заземленную нейтраль проходит ток, вызывающий срабатывание защиты нулевой последовательности [1]. Защита от тепловой перегрузки автотрансформаторов служит для защиты обмоток от недопустимого перегрева в результате протекания сверхтоков.

Литература

1. Копьев, В. Н. Релейная защита: учебное пособие / В. Н. Копьев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 160 с.: ил. – ISBN 978-5-98298-980-2.
2. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 3-е изд., перераб. – Москва: Энергия, 1987. – 648 с.: ил.
3. Роснефть - Юганскнефтегаз [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rosneft.ru/Upstream/ProductionAndDevelopment/western_siberia/yuganskneftegaz, свободный. - Загл. с экрана (дата обращения: 3.09.2015)

4. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: с последними изменениями. – Москва; Ростов-на-Дону: МарТ, 2006. – 269 с. – Утверждены приказом Минэнерго РФ от 13 января 2003 г. № 6. – Зарегистрировано в Минюсте РФ 22 января 2003 г. Регистрационный № 4145. – ISBN 5-241-00688-5

ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПЕРИОД ПОСТОЯННОЙ ДОБЫЧИ

А.В. Нурмакин

Научный руководитель профессор А.Н. Лапердин
ПАО «Сибнефтегаз» г. Новый Уренгой, Россия

Газодинамические исследования скважин включают в себя комплекс взаимосвязанных методов, отличающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения. По данным этих исследований определяют следующие параметры: коллекторские и фильтрационные свойства пласта, их изменение по площади и разрезу пласта, а также стволу газовой скважины; гидродинамические и термодинамические условия в стволе скважины в процессе эксплуатации; изменение фазовых состояний при движении природного газа в пласте, стволе скважины и наземных сооружениях в процессе разработки месторождения (залежи); условия скопления и выноса жидкости и твердых примесей с забоя скважины, эффективность мероприятий по их удалению [1].

В целом газодинамические исследования скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях подразделяются на: первичные, текущие, специальные. Первичные исследования проводятся во всех эксплуатационных скважинах, вышедших из бурения, и составляют начальную гидродинамическую основу для проектирования разработки. Они проводятся для определения параметров пласта и их продуктивной характеристики, оценки добывных возможностей скважин и обоснования выбора технологического режима работы скважины.

Текущие исследования скважин проводятся в процессе разработки месторождения (залежи, эксплуатационного объекта) в добывающих скважинах. После ввода в промышленную разработку, подсчета запасов газа, изучения продуктивной характеристики в целом по площади месторождения. Для проведения исследований скважины с близкими параметрами могут быть объединены в группы. В обязательном порядке проводятся исследования до и после проведения в скважине работ по интенсификации притока газа или капитального ремонта. По газоконденсатным месторождениям текущие исследования проводятся для контроля за изменением газоконденсатной характеристики.

Специальные исследования проводятся для определения параметров, обусловленных конкретными условиями месторождения [2].

В период постоянной добычи на газовых скважинах с целью контроля за разработкой месторождения, необходимо проводить текущие газодинамические исследования.

Периодичность и количество текущих газодинамических исследований скважин устанавливается в соответствии с проектным документом по разработке и должны охватывать 100 % эксплуатационного фонда не менее одного раза в год. При обосновании периодичности учитываются величина запасов газа, геологические особенности и характеристика эксплуатационного объекта, уровни годовой добычи и темпы отбора газа [5].

В силу разных причин в реальных условиях на предприятиях газодинамическими исследованиями охватывают не весь эксплуатационный фонд, в результате чего геологические службы не могут получить полноценной картины о гидродинамическом состоянии залежи [3].

Для получения дополнительной информации о пласте в данной статье авторами предлагается способ прогнозирования динамики результатов газодинамических исследований по данным замера пластового давления. Для применения данного способа должно соблюдаться несколько условий.

1. Месторождение находится на стадии постоянной добычи.
2. Продуктивные характеристики скважины в последние годы менялись незначительно.
3. Скважина имеет хорошую продуктивность, а также стабилизация режима происходит достаточно быстро.

По результатам газодинамических исследований, проведенных на скважине в последние два года, оцениваем, как меняется депрессия (таблица 1). Выбираем скважину, в которой депрессия по исследованиям за последние два года оставалась постоянной.

Таблица 1

Результаты замеров пластового и забойного давлений и депрессии на режимах в процессе исследований

2013 год				2014 год			
№ реж.	$P_{заб}$, ата	ΔP , ата	$P_{пл}$, ата	№ реж.	$P_{заб}$, ата	ΔP , ата	$P_{пл}$, ата
1	104,54	0,09	104,63	1	100,17	0,09	100,26
2	104,49	0,14	104,63	2	100,12	0,14	100,26
3	104,43	0,2	104,63	3	100,06	0,2	100,26
4	104,36	0,27	104,63	4	99,99	0,27	100,26
5	104,28	0,35	104,63	5	99,91	0,35	100,26
6	104,42	0,21	104,63	6	100,05	0,21	100,26

Как видно из таблицы 1, при исследовании скважины на установившихся режимах фильтрации, величина депрессии, полученная, по результатам исследований в 2014 году осталась равной значениям, полученным в 2013 году.

Из формулы по определению депрессии (1) получаем формулу определения забойного давления (2), по формуле (2) определяем величину $P_{заб}$.

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб} \quad (1)$$

$$P_{заб} = P_{пл} - \Delta P \quad (2)$$

Принимая во внимание тот факт, что депрессия в скважине остается постоянной, а величина забойного давления снижается на величину падения пластового давления, можно следующим образом смоделировать результаты газодинамических исследований.

В выбранной скважине (не охваченной ГДИ) замеряем пластовое давление, и по полученному значению пластового давления, рассчитываем забойное давление по формуле (2), ведь если скважина работала в режиме постепенного истощения, то темп падения забойного давления будет равен темпу падения пластового давления (таблица 1). По имеющимся значениям забойного и пластового давления строим индикаторную линию в координатах $\Delta P^2/Q$ и определяем коэффициенты фильтрационных сопротивлений (рисунок).

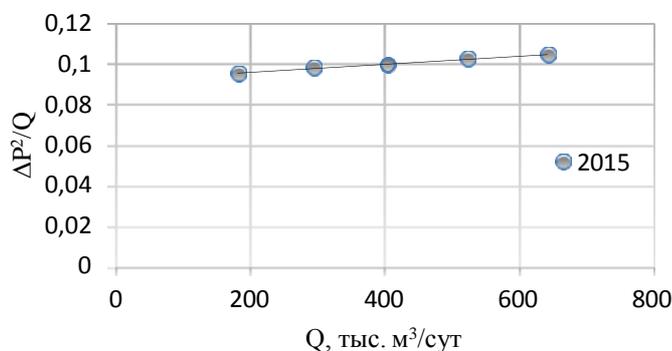


Рис. Индикаторная линия, полученная по результатам прогнозирования забойных давлений

Значения фильтрационных сопротивлений a и b , а так же забойного давления представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты газодинамических исследований в 2015 году (прогноз)

2015					
№ реж.	$P_{заб}$, ата	ΔP , ата	$P_{пл}$, ата	a	b
1	96,27	0,09	96,36	0,09177	0,0000199
2	96,21	0,15	96,36		
3	96,15	0,21	96,36		
4	96,08	0,28	96,36		
5	96,01	0,35	96,36		
6	96,15	0,21	96,36		

В современных условиях возрастающих потребностей газа многие газодобывающие компании, сокращают количество газодинамических исследований до минимально возможных, что приводит к сокращению информации об изменении продуктивности скважин.

Применение вышеописанной методики, позволит в условиях недостаточности количества исследований приближённо оценивать продуктивность скважин без дополнительных затрат на дорогостоящие ГДИ. Данная методика может применяться только на месторождениях, находящихся на стадии постоянной добычи и имеющих хорошие коллекторские свойства.

Продуктивные характеристики, полученные по результатам прогнозирования, незначительно отличаются от результатов, полученных при стандартных газодинамических исследованиях. Проанализировав большое количество исследований ГДИ, авторы пришли к выводу, что в период постоянной добычи в скважинах, имеющих хорошие продуктивные характеристики, возможен метод прогнозирования изменения забойных давлений [4].

Литература

1. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов. – М.: «Наука», 1995. – 523 с.

2. Зотов Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г.А. Зотов, З.С. Алиев. – М.: «Недра», 1980. – 380 с.
3. Карнаухов М.Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин / М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова. – М.: «Инфра-Инженерия», 2010. – 432 с.
4. Ланчаков Г.А. Газогидродинамические исследования коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами / Ланчаков Г.А., Бердин Т.Г., Ли Г.С. – М.: «ИРЦ Газпром», 2001. – 46 с.
5. Р Газпром 086-2010: Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть I. / ООО «Газпром экспло». – Москва, 2011. – 234 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТОНКОРАСПЫЛЕННОЙ ВОДЫ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Г.С. Няшина

Научный руководитель инженер-исследователь Д.О. Глушков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяной комплекс Российской Федерации является одним из наиболее важных элементов экономики страны. В его состав входят нефтедобывающие предприятия, нефтеперерабатывающие заводы и предприятия по транспортировке, сбыту нефти и нефтепродуктов. В отрасли функционируют около 28 крупномасштабных нефтеперерабатывающих заводов (мощность от 1 млн. т/год), мини-НПЗ и заводы по изготовлению масел. На территории страны пролегает около 50 тыс. км магистральных нефтепроводов и 19,3 тыс. км нефтепродуктопроводов [1].

Предприятия нефтяного комплекса характеризуются присутствием пожаро-взрывоопасных продуктов и горючих жидкостей, что в совокупности с высокой степенью использования средств автоматизации, создают реальную опасность возникновения крупных техногенных аварий и катастроф. Как правило, они сопровождаются пожарами и взрывами [4].

Создание эффективной системы пожарной безопасности на производственных объектах нефтяной промышленности является необходимым условием функционирования подобных структур. Технологии в этой области постоянно совершенствуются, что позволяет отраслевым подразделениям обеспечить более надежный подход к эксплуатации оборудования, резко уменьшить количество аварий, вызванных глобальными пожарами или локальными возгораниями, и, самое главное, защитить персонал от несчастных случаев, влияющих не только на здоровье, но и их жизнь.

Для тушения пожаров на объектах промышленности, технологических установках и цехах по переработке горючих материалов и жидкостей, широко применяются системы пенного пожаротушения. Однако, исходя из методики получения рабочего раствора пенообразователя из пеноконцентрата, состоящей в строгом выдерживании процентного соотношения воды и соответствующего пеноконцентрата при их перемешивании, вытекает главный недостаток таких систем. Он заключается в том, что готовый водный раствор пенообразователя в резервуарах и в сети трубопроводов должен перемешиваться не реже одного раза в три месяца, что приводит к необходимости приобретения специального перемешивающего оборудования и возникновению дополнительных затрат электроэнергии. Также к недостаткам пенного пожаротушения можно отнести то, что в зависимости от химического состава пены, она не всегда бывает безвредной, и слив такой пены в канализацию невозможен. Необходима утилизация отходов после пожара, что затрудняет ее широкое распространение и повсеместное использование.

Наряду с пеной в настоящее время популярным средством пожаротушения стали современные системы, использующие тонкораспыленную воду [3]. Уникальные особенности таких систем сделали их почти идеальными для тушения пожаров. Самое главное достоинство установок пожаротушения тонкораспыленной водой – высокая огнетушащая эффективность при минимальных последствиях их применения для помещений и находящегося в них имущества. Тонкораспыленную воду можно назвать водяным туманом, который за 10–60 секунд обладает способностью ликвидировать очаги возгорания. Под влиянием высокой температуры открытого огня тонкораспыленная вода вскипает и облако водяного пара надежно перекрывает доступ кислорода к очагу возгорания. Благодаря высокой удельной теплоте парообразования 2256 кДж/кг – при кипении воды идет эффективный отбор тепла из зоны горения, что может привести к полному прекращению реакции горения. Кислородное изолирование за несколько секунд уменьшает силу огня, прекращает реакцию горения [7]. Практика и опыт тушения пожаров показывают, что пламенное горение большинства горючих материалов прекращается при снижении концентрации кислорода в воздухе помещения до 14–16%. После ликвидации пожара и отключении системы пожаротушения водяной туман облаком висит в помещении около 15 минут, предотвращая повторное возгорание. Температура опасной зоны уменьшается, так как кипение множества мельчайших водных частиц эффективно забирает тепло. В зоне пожара капли тонкораспыленной воды поглощают часть твердых частиц дыма. Это снижает опасность критичного задымления помещения [6].

Для определения условий применимости тонкораспыленных водных потоков для тушения пожаров с типичными нефтепродуктами необходимы экспериментальные данные о макроскопических закономерностях испарения. Цель данной работы заключается в экспериментальном исследовании фазовых превращений капель распыленной воды при их движении в высокотемпературных продуктах сгорания нескольких наиболее распространенных жидких нефтепродуктов с использованием современных оптических методов цифровой «трассерной» визуализации и высокоскоростной видеорегистрации.

При проведении исследований использовался экспериментальный стенд, изображенный на рисунке 1. Цикл опытов включал в себя две серии. В первой серии экспериментов фиксировались видеокadres распыленной рабочей воды на входе в цилиндрические каналы с пламенами. Во второй серии регистрировались изображения капель после прохождения ими пламенной зоны горения. Процесс движения распыленной рабочей жидкости в высокотемпературной газовой среде регистрировался высокоскоростными видеокамерами с форматом изображения – 1024×1024 пикселей и частотой более 1000 кадров в секунду, а также кросскорреляционными камерами с форматом изображения – 2048×2048 пикселей, минимальной задержкой между двумя последовательными кадрами – не более 5 мкс. Видеозаписи передавались на рабочую станцию, где выполнялась их обработка при помощи программного комплекса «Тема Automotive».

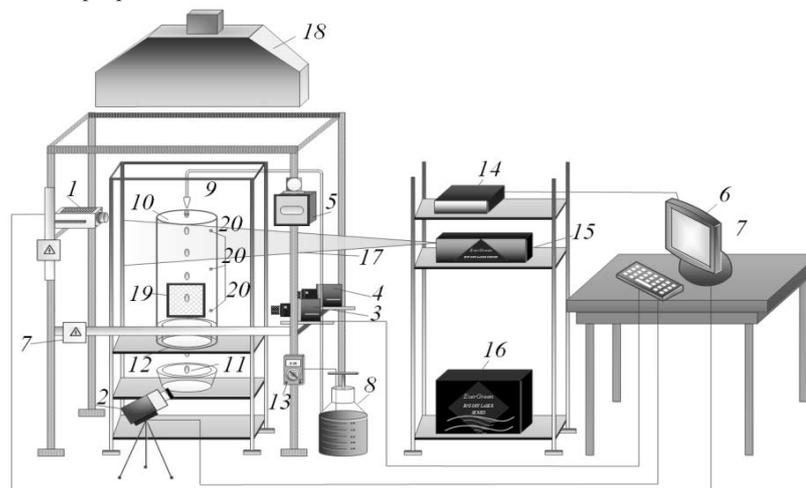


Рис.1 Схема экспериментального стенда: 1, 2 – высокоскоростные видеокамеры; 3, 4 – кросскорреляционные видеокамеры; 5 – осветительный прожектор; 6 – персональный компьютер; 7 – моторизированное координатное устройство; 8 – ёмкость с водой; 9 – дозатор; 10 – цилиндр; 11 – уловитель капель; 12 – полый цилиндр с горячей жидкостью; 13 – мультиметр; 14 – синхронизатор; 15 – лазер; 16 – генератор лазерного излучения; 17 – световой нож; 18 – нагнетательная система; 19 – диффузионный экран; 20 – термометры

В качестве горючих жидкостей в экспериментах с распыленными водяными потоками использовались следующие наиболее широко распространенные жидкие нефтепродукты: бензин (АИ-92), керосин (ТС-1), технический ацетон (ГОСТ 2768-84), технический спирт (ГОСТ Р 52574-2006), а также нефть различных марок.

Для измерения размеров капель тонкораспыленной воды использовались методы IPI и SP. Метод IPI основан на измерении диаметра капли по расстоянию между полосами на интерференционной картине, формируемой отраженным и однократно преломленным каплей светом. Метод SP основан на регистрации теневой фотографии объекта, имеющего коэффициент преломления, отличный от окружающей его среды. Для измерения скоростей движения капель использовались методы PIV, Stereo PIV, PTV. Данные методы базируются на определении перемещений специальных частиц – «трассеров» за фиксированный временной интервал (время между вспышками лазера). В качестве «трассирующих» частиц в воду непосредственно перед проведением экспериментов добавлялись специальные полиамидные люминесцентные частицы (размер частиц – 1–5 мкм). Применение методов PIV и Stereo PIV позволяло получать осредненные двух- и трехкомпонентные поля скоростей капельного и газового потоков [5,8].

В результате исследований был получен ряд зависимостей. На рисунке 2 представлена зависимость параметра, характеризующего изменение размеров капель воды при движении через высокотемпературную газовую среду ΔR от начальной температуры жидкости. Посредством варьирования начальной температуры T_w капель распыленной воды установлено, что в независимости от типа продуктов сгорания увеличение начальной температуры воды даже в пределах 10 К способно до двух раз увеличить интенсивность процесса испарения капель. Установлено, что с ростом начальных размеров R_m капель распыленной воды от 0,05 мм до 0,35 мм выявленный эффект незначительно ослабевает.

Ниже приведена зависимость параметра ΔR от начальных размеров капель. В этом случае можно сделать вывод, что тонкораспыленная вода за счет сокращения времени испарения, увеличения коэффициента теплопередачи и абсорбционной способности с уменьшением диаметра капли более пригодна для тушения, чем грубораспыленная вода.

Помимо начальных температур и размеров на интенсивность испарения также оказывает влияния тип горючего вещества. Как видно из рисунков, в продуктах сгорания бензина капли испаряются намного интенсивнее, чем в случае сжигания технического спирта. Данное явление можно объяснить тем, что наибольшая температура продуктов сгорания принадлежит бензину, максимум температур для которого достигает 1906 К. Ацетон и керосин горят с несколько меньшей интенсивностью, их температуры не превышают

1744 К и 1738 К, соответственно, что на 150–200 градусов меньше температур продуктов сгорания бензина. Спирт обладает наименьшей температурой продуктов сгорания, которая не превышает 1150 К [2].

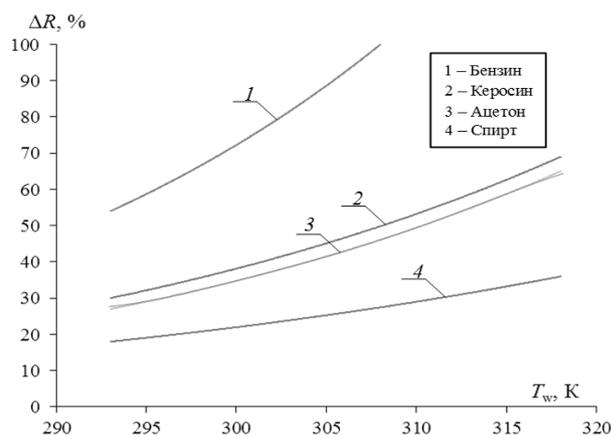


Рис.2 Зависимость параметра ΔR от начальной температуры T_w капль распыленной воды при прохождении продуктов сгорания типичных нефтепродуктов при $U_m \approx 2$ м/с, $R_m = 0,25$ мм

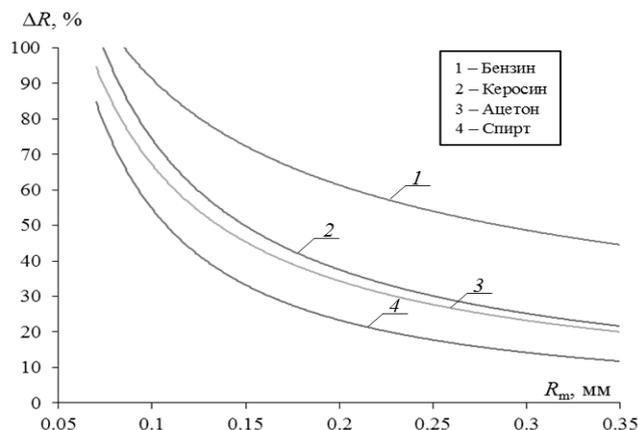


Рис.3 Зависимость параметра ΔR от начального размера R_m капль распыленной воды при прохождении продуктов сгорания типичных нефтепродуктов при $U_m \approx 2$ м/с, $T_m = 293$ К

Выполненные экспериментальные исследования позволяют получить довольно хорошую корреляцию зависимостей интегрального параметра ΔR для капль воды от определяющих факторов для продуктов сгорания большой группы типичных жидких горючих веществ. Проведенные исследования показали возможность использования установок пожаротушения на основе тонкораспыленной воды для нескольких типичных горючих жидкостей.

Исследования выполнены за счет средств гранта РНФ 14-39-00003.

Литература

1. Баширов М.Г., Юмагузин У.Ф., Талаев В.Л. Оценка технического состояния оборудования предприятий нефтегазовой отрасли на основе применения техноценологического метода // Нефтегазовое дело. – 2012. – №5. – С. 293 – 302.
2. Волков Р.С., Жданова А.О., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальное исследование основных характеристик «циклов деформации» водяных капль в процессе их движения через газовую среду // Известия вузов. Физика. – Томск, 2014. – № 8/2. – С. 35 – 39.
3. Корольченко Д.А. Условие тушения горючих жидкостей распыленной водой // Пожаровзрывобезопасность. – 2012. – Т. 21. – № 6. – С. 74 – 76.
4. Хасан М.А., Самсонова В.А., Хуснияров М.Х. Определение факторов оценки соответствия предприятий нефтепродуктообеспечения требованиям промышленной безопасности // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 214 – 220.
5. Hadad T., Gurka R. Effects of particle size, concentration and surface coating on turbulent flow properties obtained using PIV/PTV // Experimental Thermal and Fluid Science. – 2013. – Vol. 45. – P. 203 – 212.
6. Meenakshi Gupta, R. Rajora, S. Sahai, R. Shankar, Anjan Ray, S.R. Kale, Experimental evaluation of fire suppression characteristics of twin fluid water mist system // Fire Safety Journal. – 2012. – V. 54. – P. 130 – 142.

7. Xiangyang Zhou, Stephen P. D'Aniello, Hong-Zeng Yu., Spray characterization measurements of a pendent fire sprinkler // Fire Safety Journal. – 2012. – V. 54. – P. 36–48.
8. Young C.N., Johnson D.A., Weckman E.J. A Model-Based Validation Framework for PIV and PTV // Experiments in Fluids. – 2004. – Vol. 36. – № 1. – P. 23–35.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

А.В. Саранча, В.А. Огай, А.И. Подшивалов

Научный руководитель доцент А.В. Саранча

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Промышленная добыча сеноманского газа началась в 1972 году с ввода в разработку Медвежьего месторождения. В 1992 году добыча газа из сеноманских залежей достигла своего исторического максимума и составила 511 млрд. м³. В последующие годы в эксплуатацию были введены еще 10 крупных месторождений. Однако в результате истощения пластовой энергии годовые отборы снизились до 431 млрд. м³ в 2010 году, что составляет около 80 % от суммарной добычи на территории России [6]. На сегодняшний день наиболее крупные и уникальные сеноманские газовые залежи находятся на стадии разработки, характеризуемой падением добычи газа и активным внедрением пластовой воды в скважины. К геолого-техническим мероприятиям по поддержанию режима работы самозадавливающихся скважин относятся: капитальный ремонт скважин с креплением призабойной зоны пласта и водоизоляционные работы, периодическая продувка скважин с выпуском газа в атмосферу, обработка забоя скважин твердыми и жидкими поверхностно-активными веществами, замена насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра, применение плунжерного лифта и концентрического лифта, циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство, применение модульных компрессорных установок [2].

Наиболее перспективным решением по эксплуатации скважин на завершающем этапе разработки сеноманских залежей является ввод в узловые точки системы сбора газа мобильных компрессорных установок (МКУ), которые обеспечат сжатие газа до необходимых значений давления входа в ДКС. МКУ базируется на общей стальной раме с внешними блочными устройствами. Работа установки происходит без присутствия обслуживающего персонала. МКУ способны продлить эксплуатацию скважин до устьевого давления 0,1 МПа, что позволит продолжить рентабельную добычу газа и достичь максимальной газоотдачи залежи. В 2011 году на Вынгапуровском месторождении был запущен пилотный проект по вводу МКУ в рамках опытно-промышленной эксплуатации. В марте 2015 года ООО «Газпром добыча Ноябрьск» подписало договор о приобретении семи установок. Это позволит продлить эксплуатацию промысла до конца 2021 г. По последним данным, публикуемым специалистами ПАО «Газпром», вносятся корректировки в проектно-технические документы по разработке месторождения с учётом внедрения МКУ, что позволит увеличить значение накопленного отбора газа из сеноманской залежи Ямбургского месторождения на 8 % [4].

На Вынгапуровском газовом промысле эксплуатируются МКУ-450 производства Siemens Nederland N.V. Важно отметить, что отечественные машиностроительные предприятия обладают опытом изготовления МКУ [4]. В связи с принятым высшим руководством России экономическим курсом импортозамещения, многие отечественные нефтегазовые компании переходят на технологии и оборудование отечественных производителей. Учитывая вышеупомянутые факторы предлагается внедрение отечественных МКУ ТАКАТ 64.09 М4 УХЛ1, продукта ОАО «Казанькомпрессормаш», на кусту скважин Вынгапуровского месторождения. Данная установка по технологическим и эксплуатационным параметрам идентична МКУ-450 Siemens Nederland N.V., но при этом имеет более низкую закупочную стоимость, чем зарубежный аналог. Компрессорные установки серии ТАКАТ эффективно эксплуатируют на своих месторождениях ОАО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «Сургутнефтегаз». Рассмотрено гипотетическое внедрение МКУ ТАКАТ в газосборную систему пяти скважин Вынгапуровского месторождения, по аналогии с уже имеющимся опытом внедрения МКУ на этом месторождении. Газ с устьев скважин № 207, 179, 208, 117, 167 предварительно будет подвергаться компримированию в МКУ (рисунок 1).

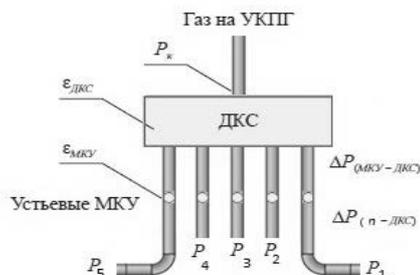


Рис.1 Предполагаемое теоретическое размещение МКУ на приеме газа со скважин № 207, 179, 208, 117, 167.

P_k – давление компримированного газа (8 МПа); $\Delta P_{(МКУ-ДКС)}$ – перепад давлений между МКУ и ДКС;
 P_1, P_2, \dots – давление на устьях скважин; $\Delta P_{(п-ДКС)}$ – перепад давлений между устьем и ДКС; $\varepsilon_{ДКС}$, $\varepsilon_{МКУ}$ – отношение давлений компрессорного оборудования МКУ и ДКС соответственно

Для оценки экономической эффективности была сопоставлена экономика двух вариантов: с внедрением МКУ и без внедрения за расчётный период 16 лет, равный сроку эксплуатации ТАКАТ (таблица). Расчёты были проведены с учётом технологических показателей МКУ ТАКАТ, винтовой ДКС № 92, параметров шлейфов и учёта их реконструкции под внедрение МКУ. Расчёты выполнены в соответствии с общепринятыми в международной практике подходами на основе действующих документов [1, 3].

Таблица

Экономический эффект внедрения отечественной мобильной компрессорной установки

Показатели	С внедрением МКУ	Без внедрения МКУ
Расход топливного газа по устьевым МКУ, тыс.м.куб./сут.	14,41	-
Расход топливного газа по ДКС, тыс.м.куб./сут.	1002,58	1236,39
Средняя производительность ДКС, млн. м.куб./сут.	61,3	31
Капитальные вложения (с НДС) за расчётный период, млн.руб.	300	-
Амортизация за расчётный период, млн. руб.	225	-
Эксплуатационные затраты за расчётный период, млн. руб.	210	310
Налог на добычу газа, млн. руб.	5200	307
Доход от реализации газа за расчётный период, млн. руб.	3690	510,5
Чистый доход, млн.руб.	568,5	-78,8
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	82	-82,4
Срок окупаемости, лет	8	-

Положительные экономические показатели при внедрении МКУ, достигаются за счёт увеличения добычи газа и газового конденсата, снижения энергетической составляющей за счёт более эффективной загрузки ДКС. Отрицательные экономические показатели за расчётный период 16 лет в проекте без внедрения МКУ характеризуются невозможностью экономически рентабельной добычи остаточных запасов низконапорного газа на завершающем этапе разработки месторождения без использования эффективных технологий. Также были проведены расчёты и выведены зависимости энергоэффективности применения распределённого компримирования. В качестве показателя энергоэффективности использовалось отношение суммарных рабочих мощностей работы по схеме распределённого компримирования с МКУ и винтовой ДКС к отношению суммарных мощностей ДКС без технологии распределённого компримирования. На показатель этого отношения влияют величина компримирования газа в МКУ (в зависимости от выбранного режима) и общая величина компримирования газа $g_i = R_k/R_u$ на участке устье – выход с ДКС. По расчётам энергоэффективность применения МКУ достигает до 8 % в зависимости от режимов работы, которые учитываются при проектировании газосборной системы. Положительная энергоэффективность достигается за счёт рациональной загрузки ДКС по затратам на топливные ресурсы (рисунок 2).

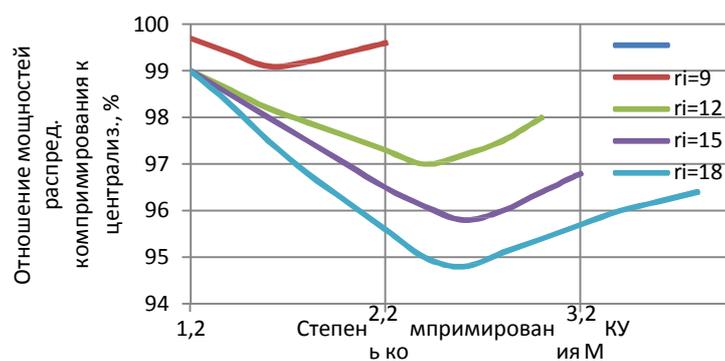


Рис.2 Энергоэффективность внедрения отечественной мобильной компрессорной установки

Литература

1. Косов В.В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / В.В. Косов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров (утв. 09.09.2009 г. № 01/07-99).
2. Ли Джеймс, Никенс Генро, Уэллс Майкл Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.
3. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений (утв. и.о. Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым от 09.09.2009 г. № 01/07-99)
4. Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Арно О.Б., Меркулов А.В., Кирсанов С.А., Красовский А.В., Свентский С.Ю., Кононов А.В. Применение мобильных компрессорных установок на завершающей стадии разработки газовых залежей // Газовая промышленность. – 2015. – № 1. – С. 15 – 17.

5. Паранин Ю.А. Винтовые компрессорные установки нового поколения / Ю.А. Паранин, М.Д. Садыков, Р.Р. Якупов и др. // Труды XV Междунар. науч.-техн. конф. по компрессорной технике. – Т.1. – Казань: Слово, 2011. – С. 112 – 117.
6. Саранча А.В., Саранча И.С. Низконапорный газ сеноманских залежей ЯНАО // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т.10. – № 3 (52). – С. 146 – 147.

АЛГОРИТМИЗАЦИЯ РАСЧЕТА МИНИМАЛЬНОГО ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ФОНТАНИРОВАНИИ

О.Н. Павельева

Научный руководитель доцент Д.Е. Колев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Данная научная работа направлена на изучение фонтанной эксплуатации скважин. Известно, что фонтанирование скважин осуществляется либо за счёт гидростатического напора пласта, либо за счёт газа, выделяющегося из нефти, либо за счёт повышения давления на забое при осуществлении поддержания пластового давления закачкой воды или газа. Эксплуатация скважин сейчас осуществляется при различных технологических условиях. Нередко фонтанные скважины эксплуатируются при забойном давлении, большем давления насыщения. В этих случаях, а также при проектировании способов эксплуатации скважин необходимо рассчитывать минимальное забойное давление фонтанирования, которое зависит от коэффициента извлечения нефти (КИН). При снижении забойного давления в одном из условий: ниже давления насыщения, приводит к уменьшению КИН. Оценим уменьшение конечного КИН при различных степенях снижения забойного давления в различных геолого-физических условиях. Эта тема является актуальной в настоящее время. При разработке нефтяных месторождений практикуется эксплуатация скважин при забойных, а иногда и пластовых давлениях ниже давления насыщения, что приводит к переходу режимов пластов на режим растворённого газа. Широко распространённая в нашей стране разработка нефтяных месторождений с применением обводнённости месторождений часто сопровождается эксплуатацией добывающих скважин с необоснованными снижениями забойных давлений ниже давления насыщения.

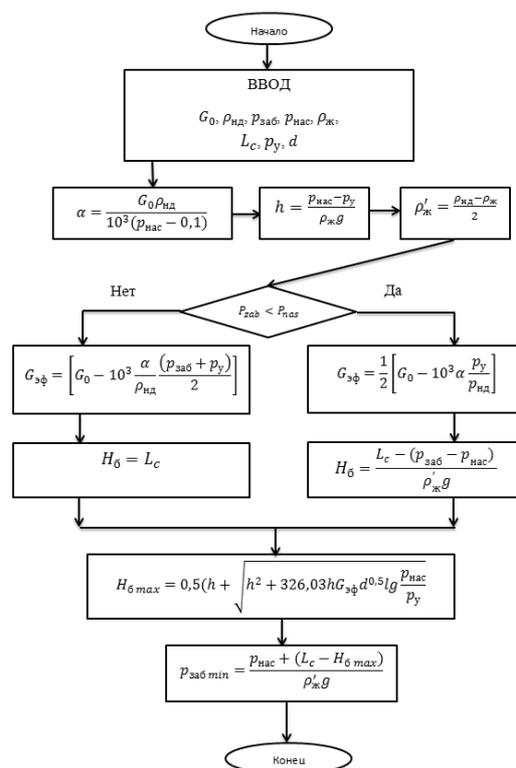


Рис.1 Блок-схема алгоритма расчета минимального забойного давления фонтанирования

Для изучения влияния степени снижения забойного давления в добывающих скважинах ниже давления насыщения на степень выработки запасов (конечный коэффициент извлечения нефти) определим основные понятия. Пластовое давление – это давление, при котором находится пластовая жидкость, Рпл, МПа. Забойное давление – это давление в стволе скважины на глубине ее забоя (или на глубине расположения перфорационных отверстий), Рзаб, МПа. Давление, при котором весь газ растворяется в жидкости, называется давлением насыщения нефти газом. Если пластовое давление меньше давления насыщения, то часть газа находится в

свободном состоянии, залежь имеет «газовую» шапку. Если пластовое давление больше давления насыщения, то говорят, что нефть «недонасыщена» газом и весь газ растворён в нефти. Давление насыщения может соответствовать пластовому давлению, при этом нефть будет полностью насыщена газом. Начальное пластовое давление выше давления насыщения. Газ в свободной фазе на начальный момент времени отсутствует, т.е. забойные давления выше давления насыщения.

Процесс фонтанирования за счет растворенного газа, выделяющегося из нефти, возможен только при определенном соотношении удельного объема свободного газа в подъемнике, названного эффективно действующим газовым фактором $G_{эф}$, и удельного объема газа, потребного для работы подъемника на оптимальном режиме. Методика расчета минимального забойного давления фонтанирования, описанная в трудах А.П. Мищенко [1, 2], была алгоритмизирована для последующего расчета на ЭВМ. Блок-схема алгоритма представлена на рисунке 1.

По составленному алгоритму был разработан программный продукт, главное окно которого показано на рисунке 2.

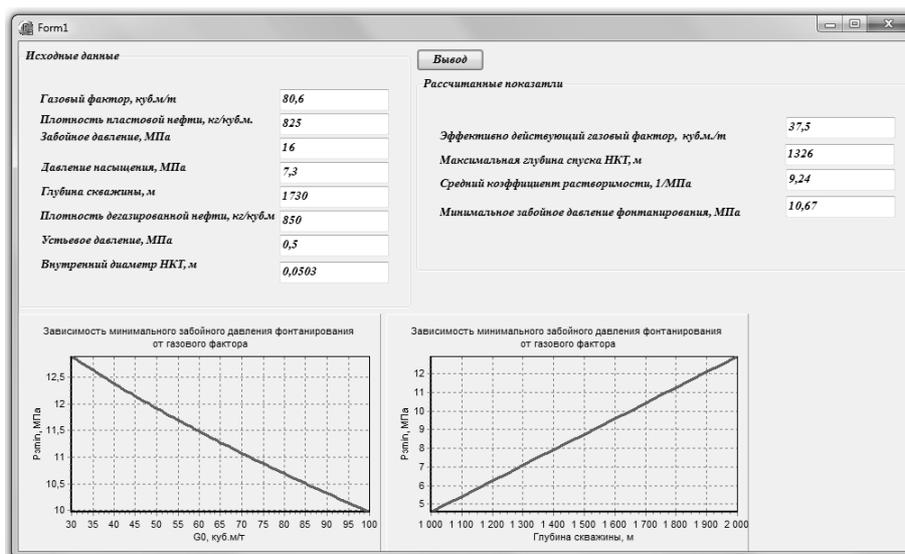


Рис.2 Главное окно программного продукта

С помощью составленной вычислительной программы был проведен вычислительный эксперимент с целью: установить влияние геометрических характеристик скважины и состава газонефтяной смеси на давление фонтанирования.

Из построенных графических зависимостей (рис. 2) видно, что на величину забойного давления, необходимого для фонтанирования скважины, оказывает влияние содержание газа в нефти. При увеличении объема газа с 30 до 100 м³ на тонну нефти, минимальное давление, которого необходимо достичь на забое скважины для фонтанирования, уменьшится на 3 МПа. Это объясняется тем, что, чем больше газа выделилось из нефти, тем легче газонефтяная смесь, а, следовательно, и создается меньшее давление на забой. В тоже время увеличение глубины скважины с 1300 до 1900 м увеличивает минимальное забойное давление фонтанирования на 5 МПа. Поэтому при эксплуатации глубоких скважин фонтанным способом следует учитывать тот факт, что минимальное забойное давление фонтанирования должно быть значительно больше, чем для скважины со схожими параметрами и небольшой глубиной.

В итоге можно сказать, что снижение забойных давлений ниже давления насыщения не приводит к увеличению дебита, так как эти скважины находятся в зонах с пониженным по сравнению со средним пластовым давлением. По этой причине снижение забойного давления ниже давления насыщения не приводит даже к кратковременному эффекту.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
2. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М.: Изд-во "Нефть и газ", РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

М.Н. Павлов, Ле Тхи Тху Тхуи

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин периодически приходится проводить геофизические исследования скважин. Исследования могут проводиться разными способами. В случае если добывающая скважина оборудована установкой штангового скважинного насоса, то спуск приборов может осуществляться по межтрубному затрубному пространству. При этом скважина останавливается и спускается прибор диаметром до 32 мм (СО13А-3/28 и др.). Такие исследования можно проводить также и при свабировании скважины, при перерывах в работе с колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) в скважине (предварительно извлекая насос и спустив НКТ со свабоограничителем). Эта технология позволяет решить ряд исследовательских работ в скважине: определить техническое состояние обсадных колонн, определить температуру и др.

Однако недостатком таких технологий является необходимость остановки оборудования при выполнении исследований и стоимость конструкций. Скважины имеют значительную искривленность, что не позволяет гарантировать исключения застревания прибора в межтрубном пространстве.

Наиболее безопасной технологией исследования в работающих скважинах является спуск приборов через НКТ. Качество исследований объясняется их информативностью, что обеспечивается работой испытательного оборудования в условиях открытой скважины ниже уровня насосно-компрессорных труб. Одним из таких решений является устройство для исследования нефтяных и газовых скважин (патент РФ 158 880 E21B 47/01) [1, 2]. Устройство для исследования нефтяных и газовых скважин максимально упрощено и состоит из муфты 1 и диска-ограничителя 2 (рисунок).

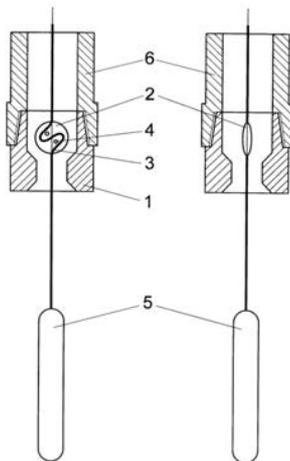


Рис. Патент 158 880 E21B 47/01

Перечисленные выше конструктивные элементы выполнены следующим образом: муфта 1 имеет резьбу под НКТ 6 и сужающееся сквозное отверстие для прохождения исследовательского оборудования 5; диск-ограничитель 2 может быть выполнен из двух равных частей (полусфер) обтекаемой формы, на которых проведены проточки 3 под каротажный кабель. Полусферы диска соединяются с помощью болтов 4, при этом осуществляется также закрепление проложенного кабеля. Диск-ограничитель изготавливается из прочного материала, например, из алюминия или прочных видов пластика, композиционных материалов.

Устройство работает следующим образом. НКТ спускается в скважину с уже навинченной муфтой. Исследовательское оборудование, например, глубинный манометр, и диск-ограничитель закрепляются на кабеле и спускаются через НКТ под действием собственного веса. Весь процесс исследования не занимает много времени и при этом не требуется проведение дополнительных манипуляций таких, как зацепление и расцепление устройств замыкания электрической цепи измерительного канала и т.д.

Простота конструкции устройства способствует безопасности исследовательских работ. В процессе исследования скважин могут возникать аварийные ситуации, связанные с обрывом каротажного кабеля. В случае обрыва каротажного кабеля оборудование удерживается с помощью диска-ограничителя, и его можно будет поднять вместе с НКТ.

Полезная модель позволяет производить исследование нефтяных и газовых скважин без остановки работы скважин, экономить время на спуск и подъем НКТ и оборудования, оптимизировать процессы исследования скважин.

Литература

1. Интернетный ресурс: <http://www.findpatent.ru/patent/228/2280158.html>.

2. Патент 158 880 РФ. ЕВ 21В 47/ 01. Устройство для исследования нефтяных и газовых скважин./ Ушатов Д.В., Павлов М.Н., Гоголев А.В., Данилов И.Е., Алексеев Д.Д.

ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПЛАЗМЕННО-ИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОВОДИМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

Н.М. Паклинов, А.В. Стрекалов, А.А. Барышников, А.М. Ведменский
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г.Тюмень, Россия

На сегодняшний день, большинство крупных нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки. Используя современные методы разработки месторождений, 50% первоначальных запасов нет возможности извлечь из недр.

Для увеличения добычи нефти повышают объемы применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов, в основном используется физико-химические. В воду, закачиваемую в пласт, идет добавление различных химических соединений:

- поверхностно-активные вещества (ПАВ);
- биологические полимеры;
- щелочи;
- синтетические полимеры.

На данный момент месторождения имеют определенные сложности при их разработке. К осложненным физико-геологическим условиям можно отнести:

- месторождения твердых природных битумов;
- парафинистой и высоковязкой нефти;
- нефтяных сланцев
- изокерита;
- газогидратов.

На месторождениях с такими данными снижается фильтрация за счет отложения асфальто-смоло-парафинистых отложений в призабойной зоне пласта, малой подвижностью и высокой вязкостью флюида.

Инновационные и традиционные методы добычи углеводородов не позволяют достичь 100% нефтеотдачи из продуктивных пластов. Применение данных методов приводит к необратимым последствиям, вследствие чего исключается возможность извлечения более перспективными методами оставшейся нефти, которые с большой вероятностью появятся в будущем.

Учитывая проводимые в СССР эксперименты, хоть они и не получили широкого внедрения из-за большой доли запасов, которые можно отнести к «легкоизвлекаемым», следует полагать, что эффективным методом повышения нефтеотдачи является воздействие на продуктивные пласты физическими полями [1].

Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) – экспериментальный метод интенсификации добычи нефти, в основе которого используется резонансные свойства пласта. Данная технология была разработана в девяностых годах при участии Горного Университета (Санкт-Петербург) и ФГУП "НИИЭФА им. Д.В. Ефремова". По эффективности является прямым конкурентом гидроразрыву пласта, но имеет ограничение по рабочей температуре, что делает невозможным её применение на сверхглубоких скважинах (более 5 км) [2].

В основе технологии лежит гидравлический удар, за счет образования плазменного канала с образованием высокой температуры, плотности и давления, представляя собой ударную волну, которая распространяется со сверхзвуковой скоростью. Мгновенное расширение плазмы создает ударную волну и последующее охлаждение плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия, что на начальном этапе скважины способствует выносу кольматирующих веществ в ствол скважины [1].

В лаборатории ТюмГНГУ проводятся исследования на экспериментальной научно-исследовательской установке (рис. 1) по влиянию плазменно-импульсного воздействия на нефтесодержащие пласты. Данная установка имеет возможность использовать, как металлический проводник, так и метод Юткина. Установка состоит из высоковольтных конденсаторов, высоковольтных трансформаторов, высоковольтных резисторов, лабораторного автотрансформатора (ЛАТР). Принцип ее работы следующий. Источник питания переменного тока подается на повышающий трансформатор, при этом его напряжение регулируется ЛАТРом и далее на трансформатор. После трансформатора ток идет на высоковольтный выпрямитель и далее на заряд конденсаторов. Накопленная энергия в конденсаторах идет на разряд в капсулу с образцом.

В исследованиях участвуют различные образцы горной породы. В процессе исследования участвует как полноразмерный керн, так и стандартный.



Рис.1 Схема установки плазменно-импульсного воздействия

В результате исследований наблюдаются следующие процессы: разогрев в зоне воздействия; ускорение гравитационной агрегации нефти, частичное разрушение образца (рис. 2а), повышение пористости и проницаемости увеличиваются (рис. 2б, 2в).

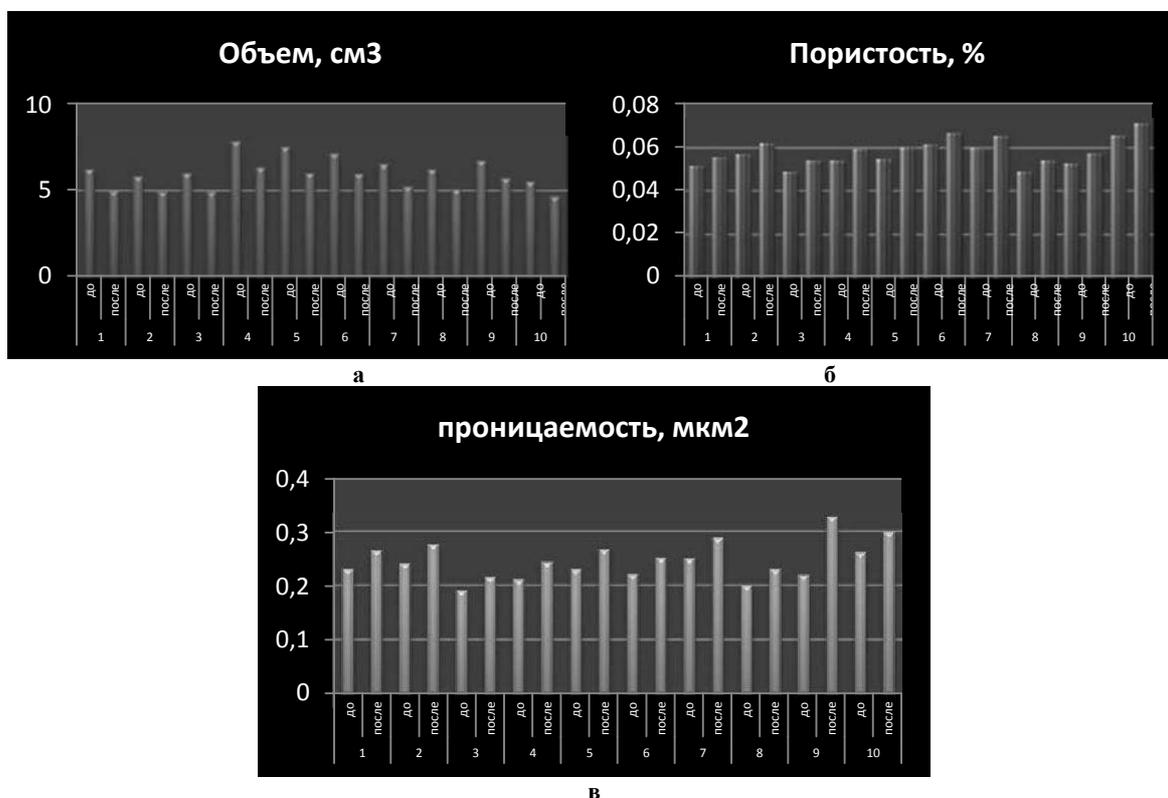


Рис.2 Графики показателей проведенных испытаний, а- объем, б – пористость, в – проницаемость

Литература

1. Ащепков М. Ю. Дилатационно-волновое воздействие на нефтяные пласты: Дис. д-ра техн. наук: 25.00.17. Уфа, 2003, – 140 с.
2. Дыбленко В.П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Обзор и классификация. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 80 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ КОМПОЗИЦИИ ГАЛКА-НТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА СОСТАВ НЕФТИ

А.В. Переседова, К.А. Степанцова

Научные руководители ассистент М.А. Дучко^{1,2}, ведущий инженер Д.И. Чуйкина²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской Академии наук, г. Томск, Россия

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли в России, а также в других нефтедобывающих странах мира, в настоящее время являются запасы тяжелых, высоковязких нефтей. В течение последних лет качественное состояние сырьевой базы углеводородов России ухудшалось в результате выработки высокопродуктивных нефтяных месторождений и увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, высоковязким нефтям и др.

Наиболее действенным способом добычи высоковязкой нефти остается метод паротеплового воздействия на залежь. Однако при закачке пара возникает проблема низкого охвата пласта паром, из-за чего эффективность такого воздействия на поздней стадии разработки снижается. Повысить эффективность паротеплового воздействия можно путем его сочетания с физико-химическими методами, основанными на использовании гелеобразующих и нефтевытесняющих композиций [1].

Для увеличения нефтеотдачи залежей с трудноизвлекаемыми запасами, в частности, юрских отложений Западной Сибири и пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, в Институте химии нефти СО РАН предложена комплексная технология с применением гелеобразующих и

нефтевытесняющих композиций, обеспечивающая увеличение охвата заводнением и паротепловым воздействием наряду с увеличением коэффициента вытеснения и интенсификацией разработки.

В основе действия гелеобразующей композиции ГАЛКА-НТ лежит способность системы «соль алюминия-карбамид-вода» непосредственно в пласте генерировать неорганический гель (золь) и углекислый газ. При этом возрастает охват пласта при закачке воды или пара в области температур 30 – 320 °С [1,6,7]. В пласте за счет его тепловой энергии или энергии закачиваемого теплоносителя карбамид гидролизуетсся с образованием аммиака и углекислого газа, что приводит к постепенному повышению рН раствора. Когда рН достигает значения 3,8 – 4,2, происходит гидролиз ионов алюминия, после чего во всем объеме раствора практически мгновенно образуется гель гидроксида алюминия [2].

Применение методов увеличения нефтеотдачи может приводить к изменению состава и свойств пластовых нефтей за счет химического превращения компонентов добываемой нефти (воздействие высоких температур, химических реагентов, окисление минерализованной водой, воздействие микроорганизмов), а также за счет процесса доотмыва нефти и вовлечения остаточных нефтей низкопроницаемых коллекторов пласта [5].

Нефти Усинского месторождения отличаются повышенным содержанием ванадилловых комплексов порфиринов (VO-P), максимальные концентрации которых зафиксированы в нефтях на северо-западе месторождения. Нефти с высоким содержанием ванадия используются для его промышленного получения, что связано, в первую очередь, с его наибольшей по сравнению с другими металлами распространённостью в нефтях. Ванадий относится к числу наиболее важных стратегических материалов, что, в основном, обусловлено его применением в производстве сталей и цветных сплавов, где он является незаменимым легирующим элементом.

Устойчивость порфиринового макроцикла обеспечила сохранность тетрапиррольных пигментов в различных геологических условиях. Различная реакционная способность периферических групп хлорофиллов и геминов позволяет установить основные факторы, под воздействием которых происходила трансформация органического материала, и определяет возможность использования данных о составе тетрапиррольных пигментов в качестве индикаторов условий накопления органического вещества и путей формирования месторождений каустобиолитов. В частности, данные о составе и особенностях строения нефтяных порфиринов могут способствовать повышению эффективности нефтеразведочных работ, а также решению проблем, связанных с происхождением нефти. Большое внимание исследователей к этим соединениям объясняется тем, что, будучи составными структурами биохимически важных соединений, они служат свидетелями геохимической истории той или иной осадочной породы, а также генезиса горючих полезных ископаемых [4]. В связи с этим представляет интерес исследование влияния физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на содержание порфиринов в нефти.



Рис. Молекулярно-массовое распределение n-алканов в исследованной нефти

В качестве объектов исследования были выбраны образцы тяжелой высоковязкой нефти Усинского месторождения (скважина 31) до (дата отбора 01.08.2014 г.) и после (дата отбора 30.04.2015 г.) внесения гелеобразующей композиции ГАЛКА-НТ для повышения нефтеотдачи. Методом жидкостно-адсорбционной хроматографии нефть была разделена на неполярную и две полярные фракции, в качестве элюентов использовали последовательно гексан, четыреххлористый углерод и смесь бензола с хлороформом в соотношении 1:1. Методом газовой хроматографии-масс-спектрометрии в неполярной гексановой фракции исследовали молекулярно-массовое распределение n-алканов (масс-спектрометр высокого разрешения DFS, TermoElectron Finnigan DFS, Германия предоставлен центром коллективного пользования ТомЦКП СО РАН). Содержание функциональных групп в нефти до и после внесения композиции определяли методом ИК-спектроскопии на приборе ИК-Фурье спектрометре NICOLET 5700 (разрешение 4 см⁻¹, число сканов пробы – 64) в диапазоне 4000–430 см⁻¹. Фракции, полученные элюированием четыреххлористым углеродом, были

проанализированы на содержание никельпорфиринов, а бензол-хлороформенные фракции – на содержание ванадилпорфиринов методом УФ-спектроскопии на спектрофотометре с автоматической регистрацией спектра типа Spereord UV–Vis. Для ванадиловых и никелевых порфиринов максимальному поглощению на фоновой кривой области поглощения соответствуют длины волн 570 нм и 550 нм.

После внесения композиции содержание порфиринов в нефти увеличилось: во фракции, полученной элюированием четыреххлористым углеродом, содержание никельпорфиринов возросло в 2,1 раз, а в бензол-хлороформенной фракции содержание ванадилпорфиринов увеличилось в 1,6 раза.

На рисунке представлено молекулярно-массовое распределение n-алканов в нефти до и после внесения композиции ГАЛКА-НТ.

После внесения композиции для повышения нефтеотдачи характер молекулярно-массового распределения n-алканов практически не изменился. Небольшое увеличение доли низкомолекулярных гомологов C₁₂ и C₁₆ свидетельствует о вовлечении в разработку ранее не дренируемой нефти, содержащей более легкие углеводороды.

Общий вид ИК-спектров полярных фракций после внесения композиции также практически не изменился. При этом в бензол-хлороформенной фракции повысилась интенсивность полос в области 3240–3270 см⁻¹, характерных для хлористых солей аминокислот, и 1607 см⁻¹, отвечающей за деформационные колебания первичных аминов [3]. Повышение содержания аминов в нефти связано с высвобождением аммиака при гидролизе карбамида, входящего в состав композиции ГАЛКА-НТ.

Данные ИК-спектроскопии и газовой хроматографии-масс-спектрометрии указывают на то, что закачка в пласт гелеобразующей композиции ГАЛКА-НТ не влияет на состав органических соединений нефти. Содержание ванадил- и никельпорфиринов в нефти после внесения композиции возрастает за счет вовлечения в разработку нефтяных пропластков, которые ранее были изолированы от контакта с закачиваемой водой. Полученные данные свидетельствуют об эффективности применяемой композиции для повышения нефтеотдачи.

Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007. – Т.76. – № 10. – С. 1034 – 1052.
2. Алтунина Л.К. Термотропные гели, золи и композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 6. – С. 27 – 32.
3. Казицина Л.А., Куплетская Н.Б. Применение УФ-, ИК- и ЯМР-спектроскопии в органической химии. – М.: «Высшая школа», 1971. – 264 с.
4. Серебrenникова О.В. Эволюция тетрапиррольных пигментов в осадочных отложениях. – Новосибирск: Наука. Сиб. Отд-ние, 1988. – 141 с.
5. Шерстюк С.Н. Изменение состава и свойств высоковязких нефтей Усинского месторождения при использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи // Автореферат. Дис. ... канд. хим. наук – Томск, 2011.
6. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Improved oil recovery of high viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments // Oil & Gas Science and Technology. – 2008. – V. 63. – № 1. – P. 37 – 48.
7. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Thermotropic Inorganic Gels for Enhanced Oil Recovery // Oil & Gas Journal Russia. – 2008. – 5 (18). – № 1. – P. 64 – 72.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В УСЛОВИЯХ ВЕРХНЕУРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Н.С. Полякова

Научный руководитель доцент И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В последние годы в мировой практике для интенсификации выработки трудноизвлекаемых запасов нефти все большую актуальность приобретает относительно новая технология повышения нефтеотдачи пласта – водогазовое воздействие (ВГВ). Источником закачиваемого газа может стать попутный нефтяной газ. Чередующаяся закачка углеводородного газа под высоким давлением в сочетании с заводнением является перспективным методом увеличения нефтеотдачи пласта в условиях Западной Сибири, поскольку данный метод позволит совместить основное преимущество заводнения, заключающееся в близости вязкостных характеристик воды и нефти, достигаемом за счет этого значительном коэффициенте охвата, и главное достоинство закачки газа – высокие значения коэффициента вытеснения.

На основании обзора литературных источников по применению ВГВ стоит отметить, что нет четкого представления об объемах и времени закачиваемых вытесняющих агентов, а также выборе стадии разработки для проведения опытно-промышленных работ по ВГВ. Но главным недостатком проектов по ВГВ является не учет насыщенности пластовой системы, т.е. соотношения давления насыщения и пластового давления на момент применения ВГВ.

Для воспроизведения картины влияния модели пластовой системы на эффективность ВГВ использовался программный комплекс Tempest, в котором создана универсальная гидродинамическая модель. Основные геолого-физические характеристики залежи получены на основе усредненных средневзвешенных параметров верхнеурских отложений месторождений, приуроченных к Нижневартовскому своду: пористость 0,16 д.ед.; проницаемость – 0,025 мкм²; пластовая температура – 91 °С; начальное пластовое давление – 26 МПа.

Система разработки – обращенная пятиточечная, расстояние между скважинами – 500 м, размер модели – 100·100·17 ячеек.

Рассмотрено два варианта модели. Согласно первому – давление насыщения меньше пластового и равно 12 МПа, поэтому пластовая система является недонасыщенной растворенным газом. По второму варианту коллектор является насыщенным газом, давление насыщения равно пластовому и составляет 26 МПа. Все результаты расчета характеризуют центральный элемент.

На первом этапе на однородной модели были рассчитаны несколько вариантов с различным соотношением закачки воды и газа, как по времени, так и по объему (рисунок 1).

№	Вариант	Соотношение количества дней	Соотношение приемистости вода / газ	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Время работы
1	насыщенный пласт	60/60	400-200	29,60	9 месяцев
2	насыщенный пласт	60/60	400-100	24,99	1 год 1 мес.
3	насыщенный пласт	90/30	400-200	27,21	1 год 1 мес.
4	насыщенный пласт	90/30	400-100	29,30	2 года 10 мес.
5	насыщенный пласт	105/15	400-100	32,23	3 года 6 мес.
№	Вариант	Соотношение количества дней	Соотношение приемистости вода / газ	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Время работы
1	недонасыщенный пласт	60/60	400-200	55,39	2 года
2	недонасыщенный пласт	60/60	400-100	56,14	2 года
3	недонасыщенный пласт	90/30	400-200	63,99	4 года
4	недонасыщенный пласт	90/30	400-100	75,11	9 лет
5	недонасыщенный пласт	105/15	400-200	75,21	9 лет
6	недонасыщенный пласт	105/15	400-80	72,42	10 лет

Рис.1 Результаты расчета применения ВГВ для вариантов с разным соотношением количества дней и объемов закачки вытесняющих агентов

Для дальнейшего анализа ВГВ были выбраны оптимальные варианты со следующими параметрами: соотношение ограничений приемистости вода/газ – 400/100 м³/сут, соотношение времени закачки воды и газа – 90/30 дней. Все показатели накопленной добычи характеризуют центральный элемент.

Проведен анализ применения ВГВ на различных стадиях разработки месторождения после работы пласта, как на естественном режиме, так и после заводнения. Для недонасыщенного пласта получены следующие результаты по применению ВГВ (рисунок 2).

Применение ВГВ на различных стадиях разработки месторождения, после работы пласта на естественном режиме, оказалось эффективнее, чем заводнение. Это связано с тем, что при закачке газа, происходит его растворение в нефти, что уменьшает вязкость нефти и увеличивает ее объем.



Рис.2 Изменение накопленной добычи при применении ВГВ для недонасыщенного коллектора

Причем в зависимости от того с какого года начать применять ВГВ, превосходство ВГВ над заводнением в процентном соотношении различно. Так, например, накопленная добыча по нефти при ВГВ с 2017 года (76,72 тыс. м³) на 5,8 % превышает добычу при чистом заводнении с того же года. Получается, что с увеличением времени работы на естественном режиме конечная накопленная добыча нефти растет, как и при заводнении, так и при ВГВ, т.е. при недокомпенсации накопленная добыча увеличивается. Это происходит за счет увеличения коэффициента охвата. Когда пласт продолжительное количество времени работает на естественном режиме, перераспределение давления доходит и до зон, не участвующих в процессе дренирования ранее. И чем дольше пласт работает на истощении, тем больше переток из застойных зон, т.е. увеличивается коэффициент охвата.

Можно сделать вывод, что применение ВГВ является эффективным вторичным методом увеличения нефтеотдачи для верхнеюрских коллекторов с низким давлением насыщения.

Для насыщенного газом пласта заводнение эффективнее по сравнению с ВГВ. Так как нефть и так насыщена газом до предела, то при закачке оторочки газа не происходит его растворения, поэтому большее количество газа фильтруется в свободном виде, что приводит к ранним прорывам к добывающим скважинам и, как следствие, резкому увеличению газового фактора, выбытию добывающих скважин. Таким образом, на эффективность водогазового воздействия оказывает значительное влияние исходное состояние пластовой системы. По результатам многовариантного моделирования, рассчитан коэффициент эффективности применения ВГВ, который главным образом зависит от давления насыщения.

Для насыщенных растворенным газом коллекторов применение водогазового воздействия может оказаться неэффективным за счет быстрых прорывов газа. В то же время для недонасыщенных коллекторов, к которым относятся и большинство пластов верхнеюрских отложений Сургутского и Нижневартовского сводов, водогазовое воздействие может рассматриваться в качестве перспективного метода увеличения нефтеотдачи.

АНАЛИЗ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

А.И. Поспелов, В.А. Таланова, Э.А. Сафиулина

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморov

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

После того как была пробурена скважина и прежде, чем она может быть запущена в производство, она должна быть надлежащим образом завершена. Комплекс соответствующих технологий развивается в настоящее время по всему миру, которые направлены на изучение, улучшение и изобретение методов и оборудования, разработанных для заканчивания скважины.

Процесс завершения скважины, применяемый за рубежом, выходит далеко за рамки общего стандартного российского представления об установке скважинных труб и оборудования для заканчивания.

Под заканчиванием скважины в первую очередь подразумевается процесс [1]. Процесс заканчивания скважины включает установку и цементирование обсадной колонны, обсадную колонну или хвостовик, а также протоколирование, перфорацию и тестирование. Все это является частью процесса завершения работы. Кроме того, сложные требования к организации обвязки устья, требования обработки или хранения нефти влияют на конструкцию и конфигурацию завершения скважины.

Есть три основных требования любого заканчивания скважин. Система завершения скважин должна обеспечивать:

- эффективность (соответствие производственным целям);
- безопасность (безопасность скважины и природного окружения);
- экономическую целесообразность (рациональное отношение стоимости процесса к планируемым доходам).

Настоящая экономическая ситуация требует пристального внимания к изучению процесса заканчивания скважины, так как изначальная миссия заканчивания – это экономия материальных ресурсов при проектировании скважин. Однако в нынешних реалиях функциональная нагрузка стала носить не только характер экономии, но и увеличения прибыли, посредством применения современных принципов обустройства подвески и всей системы заканчивания, и, как результат, увеличения срока службы скважины, и даже увеличения дебита.

Не оптимизированная система завершения может поставить под угрозу долгосрочные цели компании. Например, если цель компании заключается в максимизации извлечения запасов месторождения, бедный или ненадлежащий дизайн скважины может серьезно поставить под угрозу достижение цели.

Подводя итог, можно сказать, что заканчивание скважины – это техническая эффективность, которая рассматривается наряду с конкретными целями компании, которая, в конечном счете, определяет конфигурацию и оборудование.

Как описано в зарубежной статье [3], факторы, влияющие на производительность скважины, месторождения или пласта могут быть классифицированы:

- границы резервуара (должны быть оценены);
- свойства резервуара (должны быть измерены);
- заканчивание скважины (должно контролироваться).

Анализ корреляции всех трех факторов, указанных выше, позволяет сделать вывод о влиянии каждого из них по отдельности на объем добываемого флюида, что является основой рационального управления резервуаром.

В классификации заканчивания скважины необходимо учитывать профиль скважины. По виду профиля скважины можно выделить:

- вертикальные скважины;
- наклонные скважины;
- горизонтальные скважины.

Есть несколько классификаций или категоризаций типов заканчивания. Наиболее распространенные критерии классификации включают:

- ствол скважины (открытый ствол или обсаженная скважина);
- метод добычи (естественное фонтанирование под действием сильного пластового давления или механизированная эксплуатация);
- количество продуктивных зон (одинарный ствол или многоствольное заканчивание).

Стол скважины может быть выполнен двумя путями:

- открытый ствол (заканчивание открытым стволом или гравийным фильтром);
- обсаженный ствол (цементирование обсадной колонны или цементирование хвостовика).

Самым экономически малозатратным является открытый ствол. Однако он характеризуется отсутствием защиты от воздействия пласта и минимальным контролем производства, а также колонны труб подвергаются разрушению текучими средами.

Механизированная эксплуатация может достигаться тремя основными путями:

- штанговый глубинный насос;
- газлифт;
- электропогружной насос.

По количеству продуктивных зон, и, соответственно, дизайну хвостовика, можно выделить следующие составляющие:

- однорядная колонна – один пакер;
- однорядная колонна – несколько пакеров;
- многорядная колонна – несколько пакеров.

Одним из методов заканчивания скважин является технология гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра.

Данная технология по своей сути является стандартным гидравлическим разрывом пласта, но отличается тем, что на забое создается, так называемый, фильтр [2]. Расклинивающим агентом (проппантом) является гравий, который так же используется как материал для создания скважинного фильтра.

Процесс создания гравийного фильтра осуществляется после спуска, цементирования и перфорирования хвостовика. Для этого используется неперфорированная колонна с установленными в ней скважинными фильтрами (скринами) с отверстиями меньшими, чем размер гравия для гравийной набивки, для исключения выноса его в скважину потоком жидкости. Концентрично, во внутреннюю полость данной колонны помещается промывочная труба с установленным на ней кроссовером.

Главным элементом при проведении гидроразрыва пласта с гравийной намывкой является кроссовер. Кроссовер – это механическое устройство, предназначенное для направления жидкости в скважину и перекачивания жидкости в скважине в различных направлениях, сохраняя при этом изоляцию потоков друг от друга.

У данного устройства есть три режима работы:

1. Закачка под давлением (без обратного притока): жидкость (гидроразрыва, продавочная) закачивается в пласт под давлением и, проходя через кроссовер, направляется к интервалам перфорации, а затем в пласт, при этом возвращение потока на поверхность не происходит. Используя именно этот режим, осуществляется гидравлический разрыв пласта.

2. Режим циркуляции – режим обратного притока на поверхность. При переходе на данный режим в скважине может происходить циркуляция. Жидкость с поверхности по промывочной трубе поступает в кольцевое пространство между обсадной колонной и экраном и через перфорационные отверстия проникает в пласт, обратный поток жидкости проходит через экран без выноса песка или проппанта.

3. Режим реверса: направление потока по затрубному пространству над пакером в колонну, посредством чего осуществляется вывод жидкости на поверхность. Данный режим позволяет осуществить обратную промывку.

В процессе Frack&Pack на первой стадии происходит гидравлический разрыв пласта жидкостью гидроразрыва, на второй стадии начинается упаковка гравийного фильтра. Жидкостью-песконосителем в созданные гидроразрывом трещины закачивается и упаковывается расклинивающий агент – гравий, который является препятствием для проникновения песка в скважину.

Заканчивание скважин по данной технологии предотвращает вынос песка за счет гравийного фильтра и сохраняет низкий скин-фактор (за счет образования трещины). Данная технология хорошо зарекомендовала себя на месторождениях в Мексиканском заливе.

Литература

1. King G.E. et al. Sand Control Completion Reliability and Failure Rate Comparison With a Multi-Thousand Well Database // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2003.
2. McDonald B. et al. Completion Optimization in the Fayetteville Shale Utilizing Rate Transient Analysis for Candidate Selection // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2016.

3. Oliver G. et al. Advanced cuttings analysis provides improved completion design, efficiency and well production // First Break. – 2016. – Т.34. – №. 2. – С. 69 – 76.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.П. Прыткова

Научный руководитель старший преподаватель Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Майское нефтяное месторождение введено в промышленную разработку в 2007 году. Эксплуатационное разбуривание месторождения производилось до 2011 г. В настоящее время объекты практически полностью разбурены основным фондом скважин в соответствии с проектным документом. На 01.01.2015 г. в разработке находится два объекта Ю₁ и Ю₁₄₋₁₅. Согласно подсчету запасов 2014 года выделено четыре новых продуктивных пласта: Ю₁₁, Ю₁₂, Ю₁₃ тюменской и Ю₁ васюганской свит [1].

С начала разработки по месторождению отобрано 1991,6 тыс.т нефти и 4337,1 тыс.т жидкости, текущий КИН – 0,094, при утвержденном – 0,336. Отбор от НИЗ – 28,1 % при обводненности 85,7 %, накопленный водонефтяной фактор – 1,2. Основным разрабатываемым объектом является пласт Ю₁ (92 % накопленной добычи месторождения), он и определяет динамику основных показателей месторождения в целом.

За 2014 год в целом по месторождению добыто 110,2 тыс. т нефти и 772,5 тыс. т жидкости при среднегодовой обводненности 85,7 %. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе на 01.01.2015 г., составил 2,1 %. Дебит жидкости добывающих скважин в среднем составил 54,0 т/сут, нефти – 7,7 т/сут.

Закачка на месторождении осуществляется с 2008 г. В 2014 году всего закачано 969,8 тыс.м³ воды при средней приемистости нагнетательных скважин 113,2 м³/сут, текущая компенсация – 119,7 %. Накопленный объем закачки воды на 01.01.2015 г. составил 5443,4 тыс.м³, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой – 104,3 %.

Стадия растущей добычи на Майском месторождении продолжалась в течение 2007–2010 гг. с активным вводом новых скважин из бурения. Периода стабильных уровней не наблюдалось. Третья стадия разработки, характеризующаяся падением темпов добычи нефти и резким ростом обводненности, началась с 2011 г. и продолжается на данный момент: годовая добыча нефти снизилась с 604,6 тыс. т в 2010 г. до 110,2 тыс. т в 2014г., дебиты жидкости установились на уровне 50–60 т/сут, прирост доли воды в среднем составил 8–10 % в год [2].

В таблице представлено распределение скважин по дебитам и обводненности в целом по Майскому месторождению.

Таблица

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности Майского месторождения

Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут							Всего	%
	до 1	1 – 3	3 – 5	5 – 10	10 – 15	15 – 20	>20		
20 – 40		2		1				3	7,7
40 – 60			2				1	3	7,7
60 – 80	1	1	1	5		1	1	10	25,6
80 – 90		2	3	3	2	1		11	28,2
90 – 95		2		4	1			7	17,9
>95		4	1					5	12,8
Всего	1	11	7	13	3	2	2	39	
%	2,6	28,2	17,9	33,3	7,7	5,1	5,1		

Как видно из представленных данных, с обводненностью выше 80 % работает более половины всех скважин, с долей воды 60–80 % – четверть скважин, по 8 % скважин обводнены на 20–40 и 40–60% соответственно. Основная часть скважин работает с небольшими дебитами нефти от 3 до 10 т/сут (82 %), остальные семь скважин добывает от 10 до 25 т/сут (18 %).

Актуальность работ по применению потокоотклоняющих технологий обусловлена преждевременным обводнением добываемой жидкости и падением добычи нефти, недостижением добычного потенциала ряда скважин, а также низкой эффективностью работ по ВПП (выравниванию профиля притока), проведенных на месторождении в 2010–2012гг. Все это требует применения комплексных потокоотклоняющих, выравнивающих профиль приемистости, технологий, непосредственно адаптированных к геолого-физическим условиям Майского месторождения и направленных на увеличение охвата продуктивного пласта заводнением, ограничение попутно добываемой воды и увеличения нефтеотдачи пластов (МУН).

Работа по выравниванию профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин были начаты на месторождении Майское с 12 апреля 2010 г. Целью работ являлась необходимость повышения нефтеотдачи с использованием популярных в настоящее время методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Основная задача – отработка одной из технологий работ по ВПП, используемых ЗАО «Химекс ГАНГ» в области МУН.

Анализ эффективности работ по ВПП проводился как по оценке изменения профиля приемистости, так и по оценке технологической эффективности. Оценка технологической эффективности осуществлялась с помощью модуля «Анализ ГТМ» ПО «NGT – SMART» и на основании действующих отраслевых руководящих документов по расчету технологической эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ). Расчет осуществлялся с разделением эффекта на эффект за счет снижения обводненности и эффект за счет интенсификации добычи нефти [3].

1. В результате анализа базы имеющихся данных по объекту разработки Ю₁³⁻⁴ месторождения Майское выявлены следующие основные особенности геолого-физического строения, которые определяют характер выработки запасов и необходимость применения методов увеличения нефтеотдачи:

- поровый тип коллектора с низкими фильтрационно-емкостными свойствами при малых нефтенасыщенных толщинах продуктивных пластов (2–10 м), низкой средней нефтенасыщенности (0,5 д.ед.) и повышенной расчлененности (4,5) в сочетании с низким коэффициентом песчаности (0,14–0,74);

- широкие пределы коллекторских свойств (проницаемость от 0,00045 до 0,016 мкм² по керну) при неоднородности по проницаемости как по площади, так и по разрезу, что предопределяет снижение коэффициента охвата продуктивных пластов заводнением и показывает на необходимость применения методов увеличения нефтеотдачи;

- высокая пластовая температура (88 °С) продуктивных отложений, что ограничивает возможность применения высокомолекулярных органических полимеров в качестве основы водоизолирующих экранов;

- низкая вязкость нефти в пластовых условиях (1,00 мПа·с), что обуславливает сравнительно высокие коэффициенты вытеснения нефти водой (0,54 д.ед.);

- невысокая минерализация пластовых вод (34,7 г/л) с высоким содержанием ионов кальция, магния, хлора, натрия, калия, гидрокарбоната, стронция.

2. Текущее состояние разработки месторождения характеризуется опережающим темпом обводнения добываемой продукции от темпа отбора извлекаемых запасов нефти. Обводненность достигла 73,8 % мас. при отборе извлекаемых запасов 35,8 %, что указывает на актуальность применения как технологий выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, так и воздействия на отдаленные обводненные зоны продуктивного пласта.

3. Проведенными в 2010–2011 г.г. трассерными исследованиями выявлено, что в ряде случаев нагнетаемая вода фильтруется в добывающие скважины с аномально высокими скоростями, характерными для «суперколлекторов» и по законам, близким к линейной фильтрации. По сравнению с исследованиями 2010 г. трассерные исследования 2011 г. показали обширное развитие высокопроницаемых трубок тока, характерных техногенным трещинам, образующимся в результате автоГРП от агрессивной закачки. Для данных очаговых нагнетательных скважин является целесообразным применение комплексной технологии водоизоляции.

4. Проведенный анализ результатов работ по ВПП за 2010–2012 г. на Майском месторождении показал их низкую эффективность, как метода выравнивания профиля приемистости (эффективность составила 33 %) и почти полное отсутствие эффективности, как метода повышения нефтеотдачи пласта. Из всех технологий по ВПП, которые были использованы на Майском месторождении в период 2010–2012 г.г. единственно успешной, как метод увеличения нефтеотдачи, следует признать технологию комбинирования осадкообразующего состава (жидкое стекло) с термогелем «Галка»: получена дополнительная добыча в размере 6809 т нефти, из них 9903 т нефти за счет снижения темпа обводненности продукции, а потери добычи нефти за счет изменения темпа отбора жидкости составили 3094 т.

5. Сшитые полимерные системы (полиакриламид со сшивателем – ацетатом хрома) с добавками сухокислоты или термогеля, применяемые ЗАО «Химекс Ханг» в 2010 и 2012 г.г. соответственно, оказались неэффективны.

6. Существует острая необходимость разработки потокоотклоняющей технологии с учетом геолого-физических особенностей залежи, результатов трассерных исследований и отрицательного опыта примененных технологий [4].

Литература

1. Гладков Е.А., Ширибон А.А., Карпова Е.Г. Эффективность геолого-технологического контроля строительства скважин в Восточной Сибири // Горные ведомости. – 2015. – № 5(132). – С. 64 – 69
2. Методическое руководство по оценке технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов. Москва. Приложение № 1 к приказу Министерства Энергетики России № 722 от 23.11.2003. – 79 с.
3. Гаврилюк О.В., Глазков О.В., Кузнецов И.А., Терентьев А.А. Фильтрационные исследования потокоотклоняющих технологий на моделях терригенных пластов нефтяных месторождений Томской области // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №11. – С. 44 – 47.
4. Хлебников В.Н. Коллоидно-химические процессы в технологиях повышения нефтеотдачи: Дис. д-ра техн. наук: 02.00.11: Казань, 2005. – 277 с.

ВЛИЯНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ТРЕЩИНЕ ГИДРОРАЗРЫВА НА ВЕЛИЧИНУ РАСКРЫТИЯ И НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ В ЕЕ ВЕРШИНЕ

А.С. Романов

Научный руководитель профессор Ю.П. Стефанов

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Основной задачей метода гидроразрыва пласта является получение искусственной трещины необходимой конфигурации. Из-за дороговизны процедуры и вероятности нанесения ущерба экологии возникает необходимость тщательного исследования факторов влияющих на образование трещины ГРП. Известно, что на характер развития трещины гидроразрыва в значительной степени влияют технологические особенности проводимого процесса. В частности, выбор жидкости и скорость ее нагнетания влияют на распределение давления в трещине и на напряженно-деформированное состояние в ее вершине.

В общем случае давление жидкости в трещине зависит от множества факторов [1], например: вязкости жидкости, темпов закачки, длины трещины, величины ее раскрытия. Наиболее простой вариант соответствует равномерному распределению давления жидкости по всей длине трещины. Это возможно при низкой вязкости жидкости разрыва и при небольшой скорости закачки. При более высокой вязкости возможно неравномерное распределение давления жидкости по стенкам трещины, в частности, в литературе часто встречается параболическое распределение [3]. Учитывая, что скорость роста трещины и скорость закачки жидкости отличаются, возникает вероятность существования в вершине трещины участков, в которые жидкость не проникает. В данной работе рассмотрено влияние распределения давления нагнетаемой жидкости (с учетом лага) на развитие необратимой деформации, форму трещины и напряженное состояние в ее вершине.

Рассмотрим задачу о деформировании фрагмента среды, который находится под действием вертикальных и горизонтальных сжимающих напряжений и содержит вертикальную трещину. Давление в трещине $P_f(l,t)$ имитирует действие нагнетаемой жидкости. Размер рассматриваемой области составляет: по оси X – 36 метров, по оси Y – 32 метра, длина трещины $l=4$ метра. Пусть давление нагнетаемой жидкости в центре трещины превышает сжимающие напряжения среды σ_x на $\square P=10$ МПа.

Для моделирования процесса деформации горной породы численно решается система уравнений механики сплошных сред, которая включает в себя: уравнение движения, уравнение неразрывности. Замыкают систему уравнений определяющие соотношения, которые описывают упруго-хрупкопластическую модель среды (модифицированная модель Друкера-Прагера-Николаевского [2,4,5]). Отметим, что в работе не рассматривался рост трещины, т.е. разрушение породы не учитывается. Этот эффект достигался заданием высоких значений прочностных свойств породы. Задача решалась в двумерной постановке для условий плоской деформации. Для решения уравнений использовался явный конечно-разностный метод [6].

Расчеты проводились для трех вариантов распределения давления. В первом случае давление распределено равномерно по всей длине трещины. Во втором варианте распределение давления имеет параболическую форму. В третьем случае параболическое распределение с участками в вершинах трещины без избыточного давления (длина участков составляет 0,1–проф0,15 от длины первоначальной трещины). Очевидно, что во всех случаях наибольшее раскрытие имеет место при равномерном распределении давления жидкости. Отметим, что для всех вариантов функции давления жидкости форма трещины имеет правильную овальную форму (рис.1). Раскрытие трещины не превышает 8 мм.

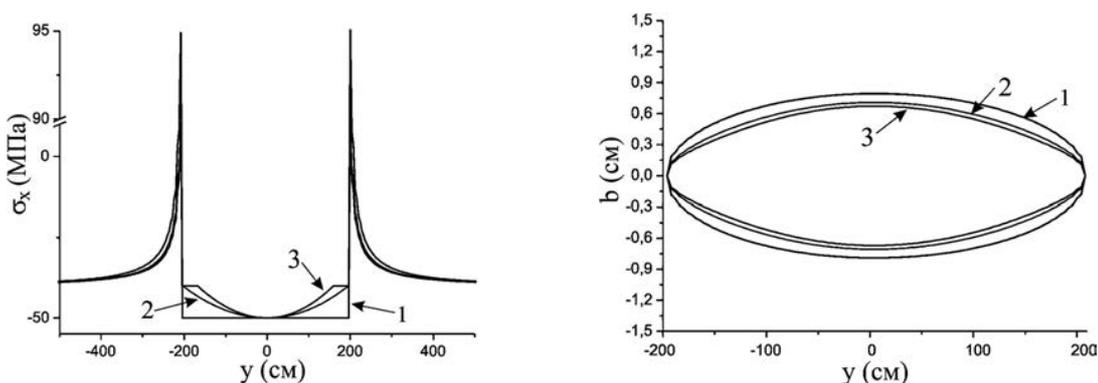


Рис. 1 Влияние распределения давления в трещине на напряжения вдоль оси трещины (слева) и форму трещины (справа) в упругой среде: 1 – равномерное; 2 – параболическое, 3 – параболическое с участками в вершинах без избыточного давления

В упругопластической среде (рис.2) происходит притупление формы трещины. В этом случае величина растягивающих напряжений в вершине также оказывается существенно меньше, чем в упругой среде.

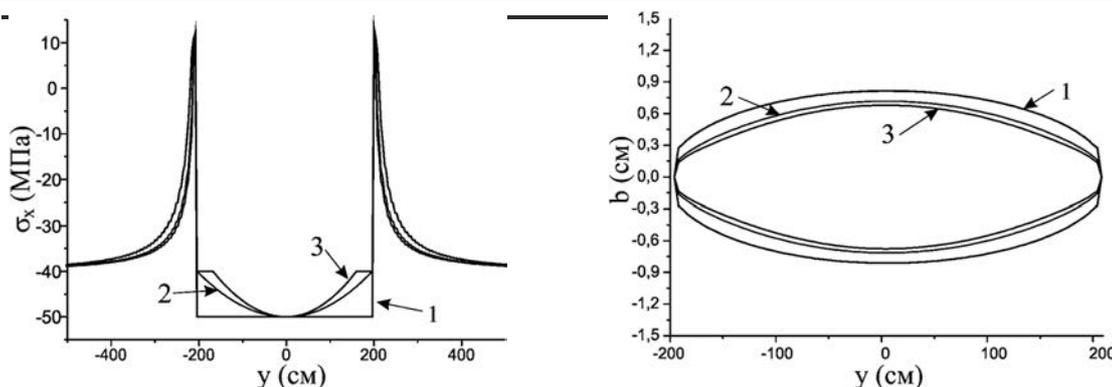


Рис. 2 Влияние распределения давления в трещине на напряжения вдоль оси трещины (слева) и форму трещины (справа) в упругопластической среде: 1 – равномерное; 2 – параболическое; 3 – параболическое с участками в вершинах без избыточного давления

Наиболее интересный случай, когда в вершине трещины имеется незаполненный участок, где отсутствует жидкость разрыва. Подобная ситуация может возникнуть в случае, если произошло объединение трещины гидроразрыва с имеющейся в среде трещиной меньшего размера.

Был проведен ряд расчетов при равномерном и параболическом распределении давления жидкости по длине трещины. Для большей наглядности расчеты проводились в двухслойной среде: нижний слой упругий, верхний – упругопластичный с низким пределом упругости. На рис. 3 хорошо видно существенную разницу между величиной раскрытия при равномерном и параболическом задании функции давления жидкости. В упругом слое происходит раскрытие незаполненного участка, что должно привести к его быстрому заполнению жидкостью разрыва. Причем, в вершине могут возникнуть растягивающие напряжения (рис.3), что может вызвать продвижение трещины и увеличение длины незаполненного отрезка. В пластичном слое картина деформирования существенно отличается. Раскрытию незаполненного участка препятствует пластическая деформация, которая может развиваться вдоль всего незаполненного участка. Растягивающие напряжения в вершине не возникают. Таким образом, незаполненный участок трещины может существовать в упругой среде. В упругопластической среде с низким пределом упругости (и сдвиговой прочностью) существование незаполненного участка практически невозможно.

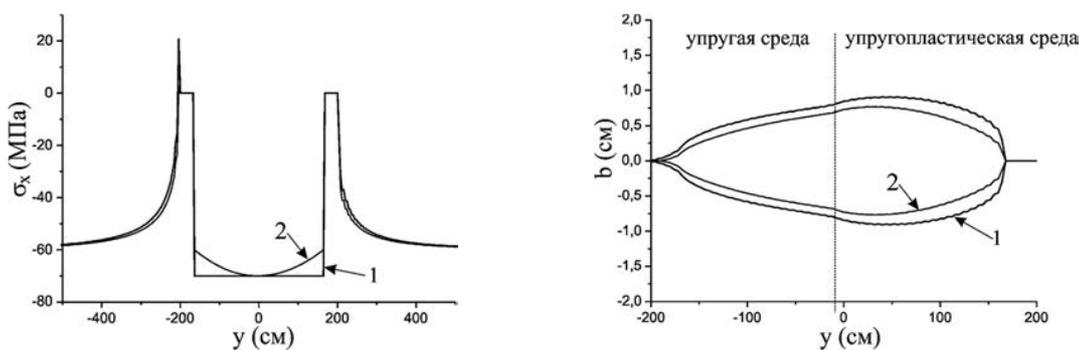


Рис. 3 Влияние распределения давления в трещине на напряжения вдоль оси трещины (слева), форму трещины (в центре) в упругопластической среде: 1 – равномерное и 2 – параболическое с незаполненными флюидом участками в вершинах

Литература

1. Economides M., Oligney R., Valkó P., Unified Fracture Design – Bridging the gap between theory and practice, Orsa Press, Alvin, Texas, 2002/
2. Друкер Д., Прагер В. Механика грунтов и пластический анализ или предельное проектирование // Механика. Новое в зарубежной науке. Определяющие законы механики грунтов. – М.: Мир, 1975. – Вып.2. – С. 166 – 177.
3. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. – М.: Недра, 1975. – 216 с.
4. Николаевский В.Н. Механические свойства грунтов и теория пластичности // Механика твердых деформируемых тел. Итоги науки и техники. – М.: ВИНТИ АН СССР, 1972. – Т.6. – С. 5 – 85.
5. Стефанов Ю.П. Локализация деформации и разрушение в геоматериалах. Численное моделирование // Физическая мезомеханика – 2002. – Т.5. – № 5. – С. 107 – 118.
6. Уилкинс М.Л. Расчет упругопластических течений // Вычислительные методы в гидродинамике. – М.: Мир, 1967. – С. 212 – 263.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ
УГЛЕКИСЛЫМ ГАЗОМ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ****М.Ю.Романова, И.А. Синцов**

Научный руководитель доцент И.А. Синцов

Тюменский Государственный Нефтегазовый Университет, г. Тюмень, Россия

Рост доли трудноизвлекаемых запасов в России заставляет искать новые решения по разработке нефтяных месторождений. Ключом к поддержанию уровней добычи является применение методов увеличения нефтеотдачи, которые нашли широкое распространение в мире, однако отечественных проектов очень мало. Большинство МУН, осуществляемых в России, относятся к тепловым методам.

Также принято считать, что в России широко применяются физико-химические методы, однако это не совсем так, поскольку применение физико-химических методов носит в большинстве случаев лишь локальный характер. Все больший интерес со стороны нефтяных компаний проявляется к газовым методам увеличения нефтеотдачи, которые заслужили признание на месторождения США, Канады, Венесуэлы и других. В восьмидесятых годах в СССР велись обширные промышленные эксперименты по применению газовых методов, однако последующие экономические и политические события привели к тому, что до двухтысячных годов никаких промышленных работ в этом направлении не велось, в то время как в остальном мире технология закачки газов разного состава была отработана, внедрены десятки проектов, доказана эффективность смешивающего вытеснения.

Среди всех внедренных проектов около 95% приходится на смешивающееся вытеснение и только 5% на несмешивающееся вытеснение.

Такое распределение вполне логично, поскольку при смешивающемся вытеснении достигается максимальная нефтеотдача, которая в лабораторных условиях может достигать до 100%. В качестве агентов воздействия могут использоваться углеводородный, дымовой, углекислый газы, азот, кислород, воздух, то есть те газы, которые могут быть доступны в больших количествах. При применении азота сложно добиться смешивающего вытеснения, поэтому его применяют достаточно редко для поддержания пластового давления там, где есть проблема использовать для закачки воду. Кислород и воздух достаточно хорошие агенты, однако характеризуются высокой взрывоопасностью, что делает их применение достаточно рискованным. Широко применение нашли только углеводородный и углекислый газы, при закачке которых можно добиться полной смешиваемости. Закачка углекислого газа считается более предпочтительной с точки зрения смешивающегося вытеснения [2].

При условии наличия требуемого физического состояния CO_2 легко смешивается с нефтью, выступая в большей степени в качестве растворителя. Однако газовое воздействие имеет свои недостатки, связанные с тем, что жидкий или сверхкритический углекислый газ имеет плотность, которая меньше, чем у нефти, как минимум, в два раза. Это приводит к снижению коэффициента охвата и, как следствие, меньшей нефтеотдаче. При водогазовом воздействии происходит замещение водой. Смешиваемость газа позволяет уменьшать значение остаточной нефтенасыщенности почти до нулевого показателя, в результате чего происходит значительное увеличение дебита нефти. Дальнейшая закачка воды позволяет сохранять равномерный фронт вытеснения. В некоторых случаях для смешивающегося вытеснения КИН может достигать 99 % [1].

Использование углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов широко распространено в мировой практике. Данный способ закачки нашел массовое применение в США, Канаде, Турции, Бразилии, Китае и странах Европы, а также был опробован в 80-е годы на отечественных месторождениях (Радаевском, Сергеевском, Ольховском, Козловском). В то время как эффективность закачки углекислого газа доказана, в России данный метод не нашел своего применения.

До сих пор в России не осуществлено ни одного полноценного проекта смешивающегося вытеснения с использованием углекислого газа. Одной из главных проблем является поиск источника CO_2 для закачки. Все источники можно разделить на две группы – естественные и антропогенные. К естественным относятся месторождения углекислого газа, которые на территории России практически не разведаны. Вопрос наличия или отсутствия этих источников остается открытым, специальные исследования на территории России не велись. С другой стороны, существуют антропогенные источники – предприятия химической промышленности, электростанции. В случае, если они располагаются вблизи месторождений, то могут служить источником дымовых газов, из которых можно извлечь CO_2 .

Также дымовой газ можно получить путем сжигания углеводородного газа, при этом из одного объема углеводородного газа получают шесть объемов дымового газа. Таким образом, наличие источников хоть и является проблемой, однако ее решение возможно при наличии заинтересованности нефтяных компаний и государства [3].

В нашей работе рассмотрена возможность применения водогазового воздействия с достижением эффекта смешивающегося вытеснения для месторождений Западной Сибири. Рассмотрена эффективность внедрения третичных методов на различных стадиях разработки, что связано с тем, что большинство крупных месторождений находятся на третьей и четвертой стадиях разработки.

Поскольку смешивающееся вытеснение направлено в первую очередь на вытеснение остаточной нефти, то рассмотрен случай закачки газа под водонефтяной контакт. Вытеснение нефти из обводненных залежей с закачкой газа как под, так и над водонефтяным контактом может повысить технологическую и экономическую эффективность проекта. Технологические расчеты смешивающегося вытеснения осуществлялись на примере

одного из месторождений Западной Сибири в программном комплексе TempestMogec использованием опции «SOLVENT». Также были проведены предварительные экономические расчеты, которые показали, что внедрение водогазового воздействия с применением CO₂ может быть экономически эффективно при определенных условиях, даже с учетом низких цен на нефть на момент расчета.

Литература

1. Дженнифер Пресли (спец. корреспондент). American Oil & Gas Reporter за июль 2012. Успешная практика использования углекислого газа на месторождении Солт Крик.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
3. Хисамутдинов Н.И. и др. Опыт повышения нефтеотдачи пластов чередующийся закачкой двуокиси углерода и воды. – М.: 1991. – Обзорная информация / ВНИИОЭНГ. Сер. «Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений»; вып. 6.

РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА МЕТОДОМ АНАЛИЗА ДОБЫЧИ

А.И. Русских

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективное управление разработкой месторождения подразумевает проведение гидродинамических исследований с периодичностью, достаточной для получения четкого представления о динамике фильтрационно-емкостных свойств пласта и энергетического состояния залежи. Однако проведение наиболее информативных гидродинамических исследований с записью кривых восстановления давления, сопровождается значительными финансовыми потерями вследствие вынужденного сокращения добычи нефти, вызванного остановками скважин, из затрат на инструментальные меры.

В данной статье были рассмотрены значения фильтрационных характеристик пласта, состояния призабойной зоны скважины и среднего пластового давления, оценённые по результатам исследований от 02.09.2014 г. на скважине N Верхнечёрского месторождения методом неустановившегося режима фильтрации (кривой восстановления давления), а также произведена новая оценка перечисленных выше параметров методом анализа добычи.

Анализ добычи является естественным дополнением к гидродинамическим исследованиям на неустановившихся режимах фильтрации, когда известны данные о давлении и дебите, и нужно произвести определенный анализ и интерпретацию. В этом случае используются результаты измерений стационарных глубинных манометров, содержащих подходящие для анализа данные.

Анализ добычи начали применять в 1920-е гг. на чисто эмпирической основе в качестве финансового инструмента. В 1940-х гг. была опубликована формулировка экспоненциала постоянного давления, гиперболической и частотной характеристик падения дебита (Арнс, 1945). В 1960-е гг. появились первые ряды палеточных кривых (палетки Фетковича). Появление производной Бурдэ и персональных компьютеров серьезным образом изменили анализ добычи в 1980-1990-е гг. Блэйсингейм и др. ввели палеточную кривую переменных дебитов и переменного давления в виде двойного логарифмического графика зависимости коэффициента продуктивности от времени материального баланса, дополненного эквивалентом производной Бурдэ. Таким образом, уже к концу 1980-х гг. в теории стали доступны современные средства, однако лишь недавно они нашли коммерческое применение, в частности, в программе Toraze, в которой и было произведено исследование данной скважины. Движение вперед в области анализа добычи ускорило на рубеже 1990-х и 2000-х годов, в частности благодаря разработке стационарных манометров.

В ходе последнего проведенного на скважине N исследования от 02.09.2014 г. на

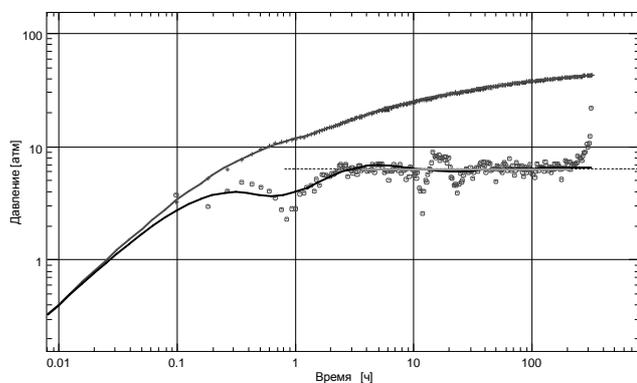


Рис. 1 Диагностический график математического моделирования кривой восстановления давления в билогарифмических координатах

—•—•— кривая изменения ΔP на глубину перфорации от логарифма времени;

— кривая производной давления;

—•— кривая изменения ΔP на глубину перфорации от логарифма времени, полученная путем математического моделирования;

—•— кривая производной давления, полученная путем математического моделирования.

на билогарифмическом графике (рис. 1) после периода влияния ствола скважины наблюдалась стабилизация производной давления, было решено, что она соответствует позднему радиальному режиму течения, по которому был определен параметр kh/μ , из которого выражена проницаемость пласта k [1].

Было отмечено, что в мае 2013 г. на скважине был проведен мини гидроразрыв пласта, однако, на диагностическом графике его влияния не фиксировалось и характерные для трещин режимы отсутствовали на графике. Возможно, они были скрыты периодом влияния ствола скважины. Поскольку характерные для трещины режимы течения не фиксировались, модель трещины конечной проводимости при интерпретации не использовалась.

Влиянием ствола скважины также были скрыты линейный и начальный радиальный режимы течения, по которым определяются такие параметры как эффективная длина горизонтального участка скважины, механический скин-фактор, отражающий загрязнение призабойной зоны, а также коэффициент анизотропии пласта, выражаемый отношением вертикальной проницаемости к горизонтальной k_v/k_h . Поэтому данные параметры имели оценочный характер [3, 4].

Расчет среднего пластового давления проводился по методу Миллера, Дайеса, Хетчинсона. Для определения граничных условий была построена карта текущих отборов на дату исследования скважины – 19.08.2014.

Выбор модели и определение её параметров методом анализа добычи происходит схожим образом. Для исследования использованы давления датчика телеметрической системы и промысловые замеры дебита (по данным «шахматки») [2].

На рис. 2 представлен диагностический график для проводимого анализа добычи, на котором диагностируется рост производной давления, соответствующий линейному режиму течения, характерному для горизонтальных скважин. После роста производной давления можно отметить период её условной стабилизации, соответствующий позднему радиальному режиму течения, по которому определяется параметр kh/μ , из которого, выражается проницаемость пласта – k . Спустя 1000 часов наблюдается выход на псевдоустановившийся режим течения. Поведение производной давления в конце исследования связано с влиянием скважин окружения, что отражается в виде не проницаемой границы.

Расчет среднего пластового давления проводился по методу Миллера, Дайеса, Хетчинсона. Для построения графика Миллера, Дайеса, Хетчинсона была использована тестовая модель кривой восстановления давления в ПО Saphir, на основе имеющихся исходных данных и параметров, полученных в ходе анализа добычи.

Результаты исследований методом кривой восстановления давления и анализа добычи представлены в таблице.

Таблица

Результаты интерпретации исследований методами кривой восстановления давления и анализа добычи

Дата проведения анализа		АД от 20.11.2015	КВД от 02.09.2014
kh	мД·м	754	966
Радиальная проницаемость	мД	52	66.6
Механический скин-фактор	-	0.32	0
Геометрический скин-фактор	-	-5.1	-4.12
Полный скин-фактор	-	-4.78	-4.12
Анизотропия (k_z/k_r)	-	0.15	0.095
Эффективная длина горизонтального ствола	м	158	112
Расстояние до непроницаемой границы	м	875	-
Длительность КВД	ч	-	324.52
Забойное давление на забое (до КВД)	атм	57.78	87.45
Среднее пластовое давление на забое	атм	124.26	136.33
Депрессия	атм	66.486	48.87
Дебит	м ³ /сут	136.18	145

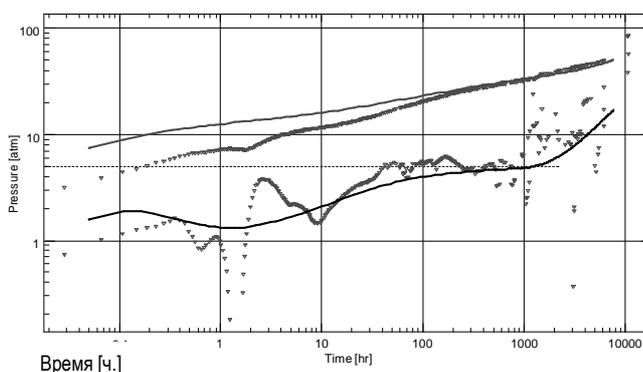


Рис. 2 Диагностический график АД

- - приведенное давление;
- - - - - приведенное давление, полученное при математическом моделировании;
- — — — — производная приведенного давления;
- + + + + + производная приведенного давления, полученная путем математического моделирования

Из таблицы видно, что полученное при анализе добычи значение проницаемости чуть меньше значений по предыдущему исследованию. Причиной уменьшения проницаемости может быть уменьшение фазовой проницаемости нефти в результате выделения газа в пласте в ходе разработки месторождения.

Можно отметить, уменьшение пластового давления в текущем исследовании относительно, проведенного в 2014 г.

Данное сравнение показывает, что метод анализа добычи, проводимый в процессе работы скважины, оборудованной телеметрической системой с разрешающей способностью не менее 0,01 атм. следует использовать как более дешёвую и не менее достоверную альтернативу традиционным исследованиям на неустановившихся режимах, когда высоки экономические потери и

запраты, вызванныенесобходимой остановкой скважины. Врассмотренном случае можнобылоизбежатьпотерь добычи в 1671,9 тонн нефти.

Литература

1. Котежеков В.В. Опыт применения анализа добычи в ПО Карра Торазе. – Инженерная практика. – 2013. – №9. – С. 17 – 20.
2. Мангазеев П.В. и др. Гидродинамические исследования скважин. Учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2004. – 340 с.
3. Olivier Houzé, Didier Viturat. The Dynamic Data Analysis (DDA) Book. v4.30 - © KAPPA, 2013. – 694 с.
4. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. Перевод с английского Юдин В.А., Ломакина О.В. под редакцией к. т. н. Вольпина В.Г. – Москва: ООО «Премиум Инжиниринг», .2011. – 687 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Э.А. Сафиулина, В.А. Таланова

Научный руководитель П.С. Дозморov

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Перспективы и стабильность развития нефтедобывающей промышленности определялись созданием эффективных методов для увеличения нефтеотдачи пластов. За последние три десятилетия происходит ухудшение качественного состояния сырьевой базы запасов нефти. Анализ поздних стадий разработки некоторых крупных месторождений Западной Сибири позволяет спрогнозировать сравнительно низкий коэффициент извлечения нефти (КИН). Одним из основных факторов, влияющих на это, является неоднородность коллекторских свойств и структурная сложность совместно залегающих низкопроницаемых коллекторов [5]. Поэтому традиционные технологии разработки нефтяных месторождений не позволяют достичь первоначально запланированных коэффициентов нефтеотдачи при добыче трудноизвлекаемых запасов. В данной статье рассматривается метод термогазового воздействия как один из самых перспективных методов увеличения КИН применительно к Баженовской свиты.

Согласно результатам экспериментальных исследований ядерного материала, при их нагреве до 250 – 350°C из микротрещиноватой породы извлекается легкая нефть, объем которой сопоставим и даже может превышать количество легкой нефти, содержащейся в макротрещиноватой породе [1].

Таким образом, результаты промысловых и лабораторных исследований диктуют необходимость интеграции теплового, газового и гидродинамического воздействия на породы баженовской свиты. Именно такое интегрированное воздействие может быть реализовано на основе развития отечественного термогазового способа разработки, реализуемого путем закачки в пласт водовоздушной смеси. При этом в условиях залегания баженовской свиты обеспечиваются самопроизвольные окислительные процессы кислорода, содержащегося в воздухе, с пластовыми углеводородами. В результате реакций формируется высокоэффективный вытесняющий газовый агент [3].

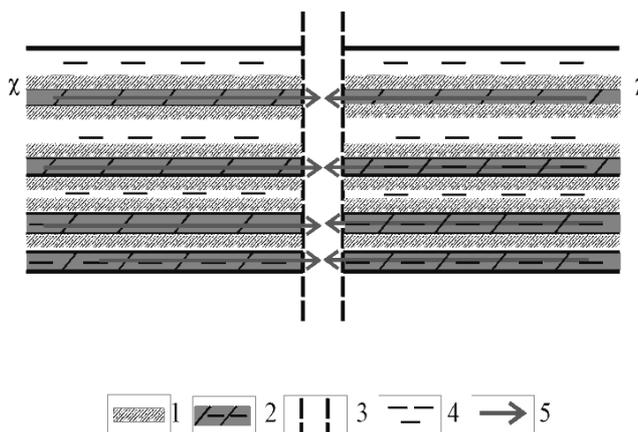


Рис.1 Принципиальная схема строения нижнетуллеймской подсвиты в пределах Галяновского и Средне-Назымского участков [3]: 1 – слой χ нефтематеринской породы; 2 – коллекторский прослой; 3 – перфорированный ствол скважины; 4 – битуминозные глины; 5 – пути миграции нефти в скважину

Термогазовые методы воздействия на пласт могут обеспечить эффективное вытеснение нефти и задействовать непосредственно соприкасающийся с ними слой нефтематеринской матрицы (на рис. 1, 2 обозначен через χ). При температуре выше 300–350 °C часть породы не коллектора приобретает фильтрационные свойства. В связи с этим оценку запасов нефти в дальнейшем, после получения по результатам специальных исследований соответствующих характеристик породы и параметров насыщающих флюидов, необходимо проводить по двум направлениям:

- оценка запасов в собственно выделенных коллекторах;
- оценка запасов, дренируемых в результате техногенного воздействия и находящихся в части нефтематеринской породы.

Использование трехмерного геологического моделирования для оценки запасов позволяет рассмотреть варианты с различными размерами зон техногенного дренирования нефтематеринской породы (зоны χ) и получить наиболее адекватную оценку активных запасов (доступных для извлечения при данной технологии разработки). Например, в случае подключения в разработку примыкающих к кровле и подошве каждого из коллекторских пропластков слоев нефтематеринской породы при пористости 8 % и мощности $\sim 0,2$ м на Галяновском и Средне-Назымском лицензионных участках увеличение геологических запасов составит 2–3 раза [2].

Рассмотрим функции термогазовой установки, представленной на рисунке 2. Забор воздуха происходит из атмосферы, откуда он поступает в компрессорный блок, где сжимается до необходимого давления. После этого сжатый воздух подается в скважину, в которую также поступает вода из артезианской скважины с помощью насосного блока.

Скважины опытного участка до начала воздействия работали на естественном режиме, дебиты скважин в 2007–2009 гг. резко снизились ориентировочно с 45 до 5 тонн в сутки, давление в залежи за тот же период снизилось в среднем с 300 до 160 атм.

Всего за период эксперимента в нагнетательную скважину №Х1 закачано около 6 млн м³ воздуха. При реализации термогазового воздействия наблюдается рост пластового давления по всем реагирующим скважинам опытного участка на 20 – 100 атм.

В ходе экспериментальных работ, опубликованных в [4], получены данные промысловых испытаний, подтверждающие теоретические положения о реализации термогазового воздействия, а именно:

- протекание активных внутрипластовых окислительных процессов (наблюдается значительное увеличение в добываемых газах доли азота до 45 %, углекислого газа до 16%, отсутствие кислорода);
- использование керогена в качестве основного топлива при внутрипластовых окислительных процессах: результат возможного пиролиза и крекинга керогена наблюдается в увеличении до двукратного объема добываемых углеводородных газов, увеличение доли углекислого газа;
- увеличения содержания легких фракций;
- существенное снижение плотности и вязкости нефти.

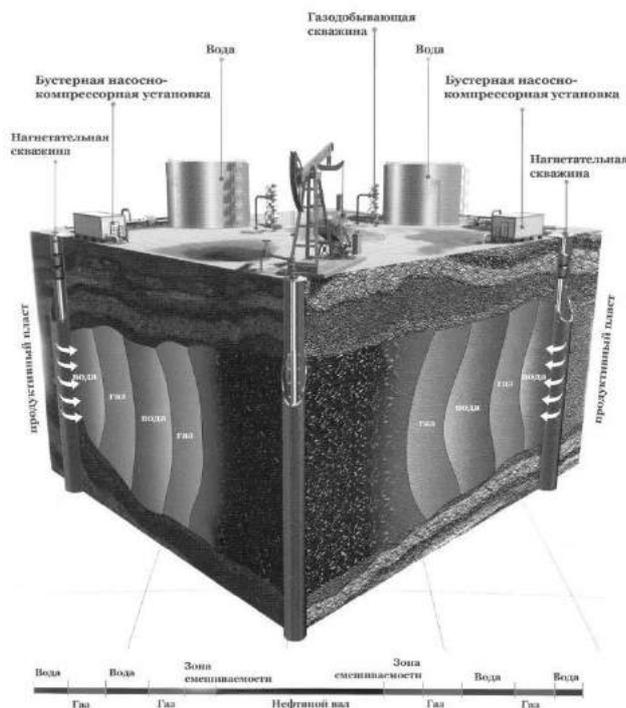


Рис.2 Комплексная установка термогазового воздействия [1]

В настоящее время с целью исследования технологии циклического термогазового воздействия для повышения охвата воздействием скважины опытного участка эксплуатируются периодически, закачка воздуха осуществляется циклами.

Литература

1. Боксерман А.А., Власов В.Н., Плынин В.В., Ушакова А.С., Фомкин А.В. Первичная оценка влияния водовоздушного отношения на эффективность разработки Баженовской свиты термогазовым методом // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2011. – № 2. – С. 12 – 15.
2. Кокорев В.И. Инновационный термогазовый метод разработки отложений керогена Баженовской свиты месторождений Западной Сибири// Нефтяное хозяйство. – Москва, 2009. – № 9. – С. 37 – 39.
3. Кокорев В.И. Газовые методы - новая технология увеличения нефтеотдачи пластов// Нефтепромысловое дело. – Москва, 2009. – № 11. – С. 24 – 26.
4. Кокорев В.И. и др. Исследование процесса термического воздействия на образцы пород Баженовской свиты/ Нефтепромысловое дело. – Москва, 2010. – № 3. – С. 12 – 19.
5. Кокорев В.И. Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти // автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Институт проблем нефти и газа Российской академии наук. – Москва, 2010.

**ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ
НЕФТИ И ГАЗА**

С.И. Силкин, Ф.Н. Глушаненко

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Последние десятилетия происходит рост доли трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) нефти и газа. Новые нефтяные месторождения приурочены, в основном, к ТриЗ, что обусловлено и физико-химическими свойствами пластовых флюидов, и геологическим строением залежей, и географией региона нефтедобычи (суша, море, северные территории, болота и т.д.).

По экспертным оценкам, мировые запасы: тяжелых нефтей (ТН) составляют более 800 млрд. тонн. Геологические запасы высоковязкой и тяжелой нефти (ВВН и ТН) в России превышают 6 млрд. т, однако их применение и извлечение требует использования специальных дорогостоящих технологий. Поэтому во всем мире идет поиск инновационных и эффективных методов и технологий освоения ТриЗ, в том числе ВВН и ТН. Запасы: тяжелых и битуминозных нефтей в 4 и более раз превышают признанную в мире величину остаточных извлекаемых запасов нефтей «нормальной» вязкости, и это показывает большие перспективы при их освоении.

Увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) из пластов в настоящее и в ближайшем будущем является одной из главных проблем обеспечения промышленности углеводородным сырьем и топливом в мире, в том числе в России. Эффективность известных методов извлечения нефти обеспечивает конечный КИН в пределах 0,25 – 0,45, что явно недостаточно для увеличения ресурсов нефти. То есть остаточные запасы или не извлекаемые промышленно освоенными и широко применяемыми методами разработки составляют примерно 55 – 75 % от геологических запасов нефти в недрах и представляют собой ощутимый резерв для прироста извлекаемых ресурсов с применением методов повышения нефтеотдачи пластов [4]. В связи с этим повышение степени извлечения нефти из пластов, разрабатываемых месторождений, за счет использования прогрессивных технологий воздействия на пласты является важной задачей для нефтяной отрасли.

Одновременно с уже традиционными тепловыми технологиями с использованием вертикальных скважин (закачка пара, горячая вода, внутрипластовое горение) уже применяют на месторождениях ряда стран, в том числе России, новые методы освоения запасов ВВН и ТН, основанные на использовании наклонных, горизонтальных и многоствольных скважин. Созданы технологии выработки запасов тяжелых и битуминозных нефтей, основанные на эффекте совместного гравитационного и теплового воздействия, в том числе и за счет электропрогрева [4].

Относительно новой технологией для добычи тяжелой нефти является метод SAGD (steam - assisted gravity drainage), т.е. метод, при котором два горизонтальных ствола параллельны и находятся в одной плоскости на расстоянии 7–10 м друг от друга. Верхняя скважина паронагнетательная, а из нижней ведут откачку нефти. SAGD успешно применяют на Ашальчинском месторождении в Татарстане [10]. Перспективным является процесс Vapex (Vapour extraction), при котором для уменьшения вязкости нефти в вышерасположенную горизонтальную скважину производят нагнетание нагретого газообразного углеводородного растворителя [1].

Внедряются и другие новые методы, такие как внутрипластовое горение (ВГ) с использованием горизонтальных скважин, метод CP (Cold production), применение забойных катализаторов и растворителей.

Технологию ТНАИ («ТОЕ - ТО - HEEL» AIR INJECTION) зарубежные специалисты предлагают как новый технологический процесс добычи тяжелой и битуминозной нефти. Процесс объединяет преимущества известных термических технологий (ВГ, закачка пара) в сочетании с применением горизонтальных скважин [8]. Возможность достижения КИН равного 0,85 от начальных балансовых запасов нефти с вязкостью от 0,05 до 100 Па·с подтверждена лабораторными экспериментами. Процесс ТНАИ можно осуществить и при первичной добыче, так и на следующих этапах нефтеизвлечения.

Термические методы имеют ряд ограничений и недостатков, которые описаны в открытой печати [12], поэтому логично ограничивать их применение в конкретных случаях и улучшать их комплексированием с другими технологиями.

Новой технологией в добыче нефти является волновое воздействие на пласт. Одним из таких методов является использование сейсмических импульсов. В последние годы зарубежными фирмами достигнуты значительные успехи в совершенствовании техники и технологии добычи высоковязкой нефти насосами различных типов. Этому способствовало создание такого оборудования, как длинноходовой привод установок ШГН, глубинных плунжерных насосов с увеличенными для прохождения вязкой жидкости проходными сечениями, винтовых насосов и центробежных

насосов с гидроприводом [2]. Применяется технология смешивания на забое скважин вязкой нефти с закачиваемой более лёгкой жидкостью.

Упругие свойства горных пород характеризуются модулем объёмной упругости и зависят от минералогического состава, структуры, глубины залегания коллектора, величины прилагаемой нагрузки. Залежь углеводородов, содержит газожидкостную двухфазную среду, находящуюся в упругом состоянии в термобарических условиях пласта, она слоиста, при этом каждый слой имеет свою частоту (нелинейная система). В залежи постоянно идут незатухающие колебания, поддерживаемые внешними источниками энергии (солнечно-лунные приливы, удаленные землетрясения и т. д.). Эти колебания происходят в нелинейной диссипативной (неравновесной) среде, вид и свойства которых определяются самой системой (автоколебательный режим). Совокупность направлений, в которых распространяется поле упругих колебаний, определяется направляющими свойствами коллектора, в частности, его расчлененностью, трещиноватостью, а затухание волнового поля определяется резонансными свойствами каждого слоя. Таким образом, продуктивная залежь является нелинейным осциллятором (совокупность колебаний) в неравновесной среде. В неравновесной среде даже незначительные возмущения вызывают непропорционально большие результаты. При совпадении амплитудно-частотных характеристик широкополосного источника возбуждения (импульс давления) с круговой частотой нелинейного осциллятора (продуктивная залежь) возникает эффект параметрического резонанса [7]. Исследование совместного применения термического и физического воздействия на высоковязкие нефти, показали улучшение реологических свойств нефти и перспективность таких методов [5].

Например, плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) – это метод интенсификации добычи нефти, базирующийся на резонансных свойствах пласта [6]. При использовании плазменно-импульсного воздействия увеличивается проницаемость призабойной зоны скважины, увеличивается гидродинамическая связь нефтяного пласта с забоем скважины за счет очистки старых и создания новых фильтрационных каналов, происходит очищение порового пространства и формирование новых микротрещин в призабойной зоне скважины и фильтрационных каналах пласта. Источник колебаний формирует ударную волну с избыточным давлением, многократно превышающим пластовое. Ударная волна распространяется направленно через перфорационные отверстия по профилю каналов. Создаются вынужденные периодические колебания в окружающей среде (продуктивная залежь) со значительной амплитудой [11]. Вызываемые в продуктивном пласте резонансные колебания позволяют очистить существующие и сформировать новые фильтрационные каналы на удалении до 1500 метров от очага воздействия. Исследования [6] показывают, что комплексирование воздействия ПАВ и ПИВ на месторождениях с ТриЗ может быть рекомендовано для увеличения нефтеотдачи.

Волновое поле, при определенных частотных и амплитудных характеристиках (для конкретных геолого-физических условий подбираются), будет инициировать приток флюидов из блоковой части коллектора в трещины, то есть будет происходить вовлечение в процесс движения нефти из неподвижных целиков в блоках [3], это соответственно увеличивает КИН. Другими словами кроме резонансных частот при волновом воздействии могут положительно действовать другие интервалы частот и увеличивать нефтеотдачу за счет вовлечения в движение флюида, насыщающего блоки коллектора.

Волновое воздействие при помощи гидравлического генератора на забое нагнетательной скважины, через которую ведется закачка горячей воды в продуктивный пласт на Солдатском месторождении в Татарстане, позволило увеличить приемистость в 2 раза [3]. Поэтому методы воздействия на продуктивные пласты, основанные на комплексировании тепловых, и химических методов с импульсным и волновым воздействиями широкого частотного диапазона, учитывающие резонансные и иные отклики пластовой системы, могут интенсифицировать положительные физико-химические процессы, увеличивающие коэффициенты вытеснения и охвата пласта процессом фильтрации.

Технически возможно использование целого спектра импульсных и волновых методов: акустический, вибросейсмический, виброволновой, электрогидравлический, мгновенных депрессий-репрессий, имплозионный, сейсмический, депрессионное. Каждый из методов в определенных геолого-технологических условиях может дать определенный положительный эффект. Таким образом, перспективными можно признать группу комплексных методов, соединяющих нестационарное (вариации различных волновых процессов) воздействие с химическим и (или) тепловым.

Литература

1. Андреев В.Е. и др. Анализ возможности применения методов увеличения нефтеотдачи на залежах высоковязкой нефти Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины/ Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Мияссаров А.Ш., Хузин Н.И., Хузин Р.Р.// НТЖ. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Изд. ГУП «ИПТЭР». – №1(91) 2013. – С. 22 – 30.
2. Андреев А.В. Геолого-технологическое обоснование низкочастотного воздействия на пласт с целью повышения коэффициента извлечения нефти // Современные наукоемкие технологии, 2004. – № 2. – С. 139-140.
3. Дубинский Г. С. Об отклике фрактальных структур флюидонасыщенных пород-коллекторов при волновом воздействии на них // The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences Ron Bee & Associates. – New York, 2015. – С.51 – 56. DOI:10.17809/06(2015)-06.
4. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 484с.
5. Максютин А.В. Комплексная технология плазменно-импульсного и физико-химического воздействия на продуктивный пласт для интенсификации добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Автореферат на соискание степени канд. техн. наук. Санкт-Петербург, 2009. – 20 с.
6. Материалы сайта компании Novas Energy Services. – URL: <http://www.novas-energy.ru/ru/technology/>.
7. Молчанов А. А. Интенсификация притока высоковязких нефтей с применением скважинного упругого воздействия на продуктивные пласты. – Казань: Изд-во «Фэн», 2012. – С. 417 – 420.

8. Рамазанов Р.Г. Анализ эффективности разработки небольших месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в Татарстане / Р. Г. Рамазанов, З. С. Идиятуллина // Нефтяное хозяйство. 2010. – №2. – С. 66 – 69.
9. Тянь Ю., Бао Я., Сиднев А.В. Вязкая нефть и термический метод ее добычи в России, Китае и США / Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Уфа: Изд-во «Монография», 2008. – Выпуск V. – С. 220 – 221.
10. Хисамов Р.С. и др. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей / Хисамов Р.С., Султанов А.С., Абдулмазитов Р.Г., Зарипов А.Т. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2010. – 335 с.
11. Хусаинов Р.Р. Обоснование комбинированной технологии повышения нефтеотдачи пластов с применением поверхностно-активных веществ и плазменно-импульсной технологии// Дис. на соиск. степени канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2014. – 146 с.
12. Шевченко А.К., Еременко М.М. Особенности термозаводнения нефтяных пластов осложненных зонами палеорусел // Научно - технический журнал «Геология нефти и газа», 1992. – №11, с.55– 59.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЛИНЗОВИДНЫМ КОЛЛЕКТОРОМ

А.В. Степико

Научный руководитель доцент Ш.Р. Садретдинов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время во всем мире идет активное вовлечение в разработку трудно извлекаемых запасов нефти и газа. Одним из таких объектов являются месторождения, представляющие собой невыдержанные по простиранию геологические тела с формой распространения от линзовидной до рукавообразной и полосовидной. Основная проблема при разработке таких месторождений связана в первую очередь с поддержанием пластового давления в виду очень сильной расчлененности коллектора [2].

Целью данной работы является исследование различных способов моделирования свойств пород для лучшего воспроизведения пластового давления в процессе разработки месторождений с высокой степенью расчлененности коллектора. В рамках данной работы была рассмотрена проблема проведения гидродинамических расчетов для коллекторов такого типа. Исследования проводились на модели месторождения Томской области. Сложность моделирования данных месторождений заключается в маленьком объеме линз коллектора и низкой связности таких линз друг с другом. На рисунке 1 представлена карта эффективных толщин и разрез куба литологии, несмотря на значительную эффективную толщину, коллектор в разрезе представляет собой несколько гидродинамически не связанных линз.

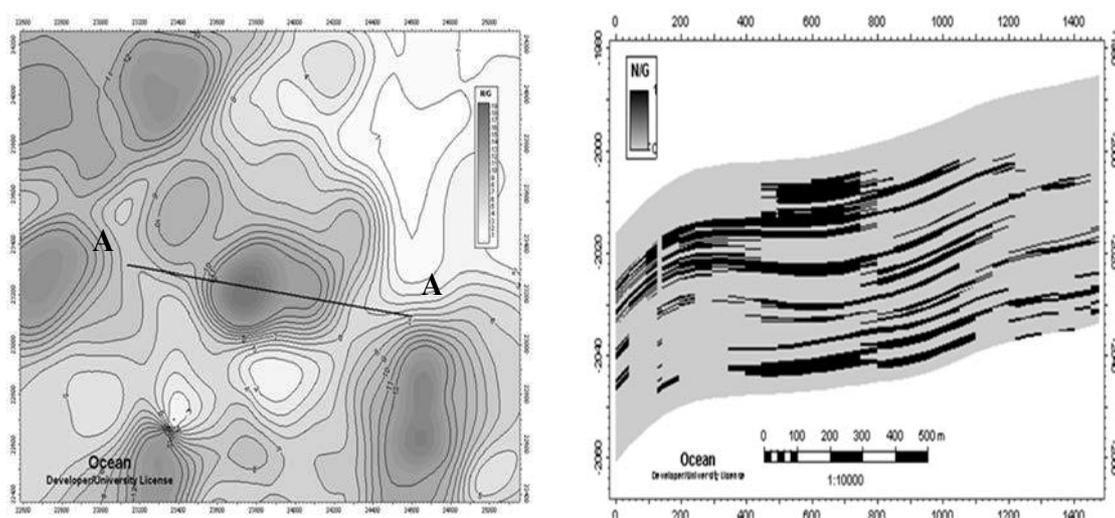


Рис.1 Карта эффективных толщин коллектора и разрез куба литологии по линии А–А

При моделировании выдержанных по песчаности коллекторов для задания граничных условий давления либо используются множители порового объема, либо задается аквифер. В условиях высокой расчлененности коллектора, данные методы не эффективны, так как не взаимодействуют со всеми линзами коллектора, а связаны только некоторыми из них или не связаны вообще.

В процессе адаптации на опробования и расчете прогнозных вариантов в модели происходит аномально быстрое снижение давления. Стандартным решением данной проблемы является увеличение поля проницаемости и применение множителей проводимости на скважину. Однако, при таком подходе есть вероятность получить завышенные стартовые дебиты для прогнозных скважин. Для того что бы сохранить исходные фильтрационно-емкостные свойства коллекторами, была предложена следующая методика основанная на том, что величина пластового давления связана с энергией деформированной породы. Обычно в цифровых моделях учитывается сжимаемость только породы-коллектора, это делается для того, чтобы сократить время расчета, но в условиях линзовидного и несвязанного коллектора для поддержания пластового давления имеет смысл также учитывать и энергию непроницаемых пород.

Методика исследования заключается в том, что для имеющейся сжимаемости коллекторов будет внесена поправка на учет окружающих непроницаемых пород. Возможность таких корректировок обоснована тем, что данные по сжимаемости пород исследуется на небольшом объеме отобранных образцов и определяются с низкой точностью, а также зачастую берутся с месторождений аналогов [1].

В практической части работы были проведены расчеты прогнозного варианта с коэффициентом сжимаемости, увеличенным в два, пять, десять, двадцать и сто раз. Полученные результаты были сравнены с расчетами модели с исходной проницаемостью и коэффициентом сжимаемости. Результаты исследований динамики пластового давления, измеренного по девяти точкам для скважины 1, представлены на рисунке 1.



Рис.2 Результаты сравнения расчетов с разной сжимаемостью

В ходе проведения расчетов было определено влияние изменения величины коэффициента сжимаемости на величину начальных запасов нефти. С увеличением сжимаемости, запасы увеличиваются. Это происходит, так как сжимаемость породы влияет на величину эффективной пористости.

Таблица

Увеличение коэффициента сжимаемости	Погрешность увеличения запасов, %
2	0,028
5	0,112
10	0,252
19	0,505
100	2,811

Основываясь на проведенные численные эксперименты можно утверждать, что увеличением коэффициента сжимаемости породы можно влиять на динамику изменения пластового давления, и использовать данную методику как инструмент адаптации к фактическим замерам пластового давления по результатам гидродинамических исследований скважин. При расчетах прогнозных вариантов разработки месторождений, не введенных в эксплуатацию, необходимо еще

ориентироваться на запускные дебиты, полученные при опробовании скважин. Так же следует помнить тот факт, что изменение сжимаемости порового пространства горной породы влияет на геологические запасы нефти, и в каждом отдельном случае необходимо следить за тем, чтобы величина запасов не выходила за пределы допустимой погрешности.

Литература

1. Практическое моделирование нефтегазовых пластов / Под ред. Майк Р. Карлсон. – Институт компьютерных исследований, 2012. – 944 с.
2. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Под ред. Ф. И. Котяхова. – М., «Недра», 1977. – 287 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН

М.Е. Сундетов

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На фоне падения экспортной стоимости нефти остро встает вопрос о снижении затрат на ее добычу. В немалой степени эта проблема дает знать о себе применительно к малодебитным скважинам, которые эксплуатируются на непрерывном режиме. Оптимизировать затраты на механизированную добычу нефти позволяет режим кратковременной эксплуатации установки электроцентробежного насоса, получивший массовое внедрение на территории нашей страны.

Целью проведенного исследования является анализ метода кратковременной эксплуатации скважин и формулировка рекомендаций по корректировке данного режима.

Ухудшение структуры запасов нефти, добываемой последние десятилетия, объективно приводит к осложнению условий эксплуатации добывающих нефтяных скважин. В связи с этим наблюдается массовый рост малодебитного фонда. Причина этого роста кроется в резком снижении дебита жидкости, как по старым, так и по новым скважинам.

Данная технология применяется на тех скважинах, где характеристики притока не обеспечивают надежную работу погружного оборудования (в рабочей зоне). Данный режим позволяет производить откачку жидкости из скважины в оптимальном рабочем диапазоне УЭЦН, снижая риск отказа погружного оборудования.

В режиме КЭС скважина оборудуется УЭЦН больших типоразмеров ($Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$), имеющих наилучшие технические и эксплуатационные характеристики в кратковременном режиме, когда объем откачиваемой жидкости соответствует номинальной подаче. Суть метода заключается в подборе длительности периода работы УЭЦН (5–20 минут), в течение которого рабочая точка насоса находится в зоне максимального КПД насоса, и продолжительности бездействия скважины, достаточного для накопления жидкости в скважине для следующей откачки (40–100 минут). Типоразмер оборудования и режим откачки и накопления подбирается на основе расчета температурного режима УЭЦН (при наличии соответствующего программного обеспечения), влияния разгазирования нефти на стабильность работы ЭЦН и максимальной депрессии на пласт. В целях повышения эффективности и поддержания максимальной депрессии на пласт для увеличения продуктивности, а также для снижения риска замерзания выкидной линии до АГЗУ некоторые скважины переводят в режим с периодом накопления, близким по периоду работы.

Расчёт режима КЭС производится с учетом следующих требований. Для обеспечения максимальной добычи необходимо, чтобы усредненное забойное давление было как можно ближе к целевому давлению на приеме. При значении времени цикла более 80 минут происходит значительное снижение добычи нефти в сравнении с постоянным режимом эксплуатации. Для снижения рисков преждевременных отказов снижают количество пусков установки, так как оно имеет экспоненциальную зависимость от времени цикла. Для снижения вероятности замерзания клапанов на высокообводненных скважинах в зимний период длительность цикла необходимо выбирать из расчета минимального времени накопления.

Максимальный дебит при периодической эксплуатации можно достичь при минимальном росте динамического уровня, которое реализуется при минимальном времени накопления. Но при этом число циклов значительно возрастает, что неизбежно приведет к риску отказа оборудования.

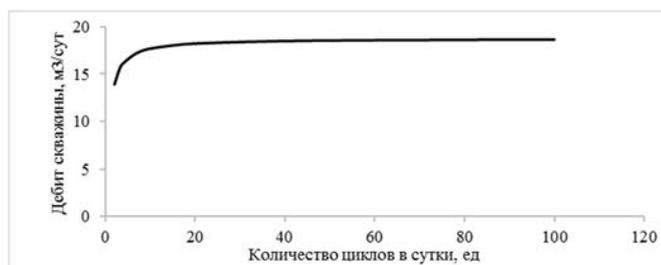


Рис.1 Зависимость дебита скважины от количества циклов

При увеличении количества циклов с нескольких десятков до сотни, дебит увеличивается незначительно. При этом увеличение числа запусков-остановок погружного оборудования снижает его надежность. Поэтому при расчете циклов КЭС необходимо руководствоваться показателями надежности оборудования и желательно, чтобы значение циклов в сутки находилось в диапазоне от 40 до 80 минут.

Температурный режим работы установки не менее важен при расчете периодической эксплуатации. Скорость потока жидкости охлаждающего электродвигатель зависит от динамического уровня, и как следствие от забойного давления. Таким образом, охлаждение двигателя зависит напрямую от динамического уровня в затрубном пространстве и скорости его накопления (чем быстрее поток жидкости, тем сильнее охлаждается установка). Скорость охлаждающего потока определяется дебитом скважины, а также габаритами установки.

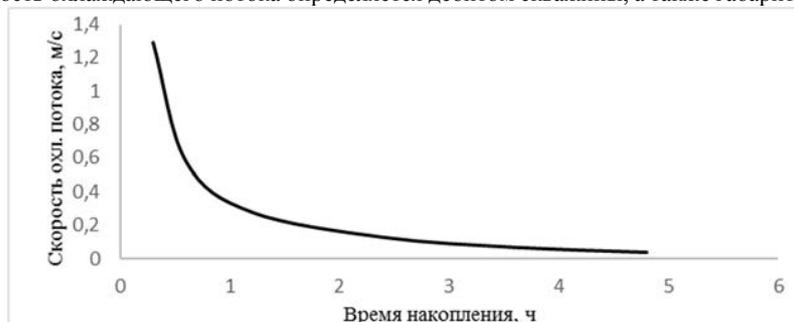


Рис. 2 Зависимость скорости охлаждающего потока от времени накопления

При работе в кратковременном режиме нагрев электродвигателя будет гораздо медленнее, чем при непрерывном. На рисунке видно, что скорость охлаждающего потока снижается с увеличением времени накопления. Исходя из данной закономерности, следует вывод, что скважину желательно эксплуатировать в левой части графика, так как работа двигателя при высоких скоростях охлаждающего потока понижает риск отказа погружного оборудования. Кроме того, при увеличении периода накопления возникает большая вероятность перегрева двигателя, так как в период «отдыха» скважинная жидкость не отводит тепло от погружного электродвигателя и масло, находящееся внутри остается при высоких температурах.

При эксплуатации УЭЦН на кратковременном режиме, увеличение динамического уровня свидетельствует о недостаточной откачке жидкости из скважины и как следствие недостаточном времени работы. Для устранения данной проблемы необходимо пошагово произвести уменьшение времени накопления до установления необходимого уровня. В случае, если динамический уровень имеет низкое значение, то это говорит о повышенном времени работы. Таким образом необходимо пошагово произвести уменьшение времени работы до установления необходимого значения. В обоих случаях необходимо увеличить мониторинг за скважиной.

Данный режим дает сокращение износа насосного оборудования, штанг, экономию электроэнергии, увеличение межремонтного периода, снижение удельного расхода газа на подъем одной тонны жидкости. При соответствующем подходе к подбору оборудования и технологического режима может быть сохранен и даже увеличен дебит скважины. К недостаткам КЭС следует отнести низкую надежность клапанов на скважинах с высоким КВЧ. Кроме того, при остановке скважины, эксплуатирующей совместно несколько пластов, различающихся высокой гидропроводностью, может возрасти обводненность. Для ее определения необходим метод «дробного» отбора проб, что является трудоемкой задачей.

Кратковременная эксплуатация скважин позволяет уменьшить скорость износа насоса, вызванного увеличением скорости вращения ротора УЭЦН. Также она позволяет увеличить межремонтный период благодаря изнашиванию насоса только в период добычи нефти, что составляет только 20 % от всего времени эксплуатации.

Значительное уменьшение износа электроцентробежного насоса можно достичь благодаря нескольким факторам. При высокой скорости вращения ротора насоса, производительность УЭЦН значительно выше дебита скважины, что в свою очередь ведет к увеличению межремонтного периода по износу насоса. Кратковременная эксплуатация скважин позволяет использовать насосы с подачей более 100 м³, которые менее подвержены воздействию механических примесей и солеотложений из-за более высоких каналов рабочих органов. По этой же причине отказы оборудования из-за воздействия пропанта происходят значительно реже. Благодаря наличию преобразователя частоты, при остановке оборудования при отложении механических примесей возможно «расклинивание» насоса без применения специальных мероприятий по ремонту оборудования. Также при кратковременной эксплуатации установка менее подвержена воздействию коррозионных процессов, так как насос, большее время находится в нерабочем состоянии, а перекачивает жидкость в течение нескольких десятков минут и не успевает нагреваться и, как следствие, провоцировать взаимодействие рабочих элементов с агрессивной средой.

Применение при кратковременной эксплуатации насосов высокой производительности позволяет значительно уменьшить расход электроэнергии, потребляемой насосами более чем в 1,5 раза по сравнению с установками, работающими на непрерывном режиме. В результате при кратковременной эксплуатации удельный расход электроэнергии может уменьшаться до 5–6 кВт·ч/м³·км. Более того, коэффициент полезного действия установок электроцентробежных насосов с учетом всех видов потерь может достигать 40–50 %.

Режим периодической эксплуатации, успешно применяемый на предприятиях, позволил вывести многие месторождения, признанные нерентабельными, в разряд передовых.

Литература

1. Кузьмичев Н.П., Гуреев В.М. «Кратковременная эксплуатация скважин – новая энергосберегающая технология добычи нефти». Ресурсоэффективность в Республике Татарстан. – 2006. – № 10. – С. 23 – 25.
2. Цынаев Е.В. «Кратковременно-периодический режим работы скважин на ЮЛТ Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» как способ эксплуатации малодобитного ЧРФ». – Инженерная практика. – 2012. – №1. – С. 76 – 82.

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ

В.П. Телков

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Разработка месторождений высоковязких нефтей и битумов представляет комплекс профессиональных инженерных мероприятий, эффективность которых зависит не только от технологии извлечения углеводородов, но и, безусловно, от экономических затрат ей сопутствующих. Одним из важнейших источников углеводородов, относимых к трудноизвлекаемым запасам, считаются пласты, содержащие высоковязкие, тяжелые нефти и битумы. Эти месторождения требуют наиболее тщательного планирования рациональных вариантов разработки новых объектов и адаптивного регулирования уже разрабатываемых, для сохранения и повышения эффективности процесса.



Рис.1 Распределение запасов тяжёлой нефти по странам (источник Schlumberger)

Несмотря на то, что такая нефть извлекается хуже, чем «традиционная», современная инженерия даёт нам значительный инструментарий технологических решений проблемы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. По оценкам экспертов крупнейшие резервы тяжелой, высоковязкой нефти находятся на территории Канады, Венесуэлы и, конечно, Российской Федерации, крупными запасами высоковязкой нефти обладают и многие другие страны мира, такие как Китай, США, Бразилия, Иран, Мексика (рис.1). Трудность эксплуатации таких запасов требует рациональной их разработки, для этого следует постоянно анализировать течение процесса разработки, информацию о свойствах пластов и флюидов, а также проводить адаптационный анализ новых технологических и технических особенностей разработки подобных месторождений в мире. Апробированные современные технологии могут быть перенесены на новые объекты разработки, при этом должен быть учтен как положительный, так и отрицательный промышленный опыт. Проведенный ранее обзор промыслового опыта разработки месторождений Канады, РФ, Венесуэлы, Казахстана и других стран [1–3], позволил внимательно рассмотреть основные преимущества и недостатки как тепловых, так и так называемых «холодных» технологий воздействия на пласты с высоковязкой нефтью. Были выделены области применения современных технологий, разобраны примеры их реализации. Семейство тепловых методов наряду с традиционными технологиями представлено такими современными технологиями как парогравитационное дренирование, попеременная закачка воды и пара, экстракция растворителем в паровой фазе, направленная закачка воздуха от «носка» к «подошве» горизонтальной скважины и другие. Нетепловые (холодные) методы воздействия представлены следующими методами: карьерная и шахтная добыча, разработка с помощью систем горизонтальных скважин, «холодная» добыча нефти с песком, нагнетание растворителя или газа, микробиологическое и виброрейсмическое воздействие.

Адаптационное регулирование разработки позволяет использовать современные и инновационные технологии для устранения текущих проблем. В качестве примера этого подхода можно рассмотреть применение технологии парогравитационного дренирования (SAGD), при использовании которой проблемы возникают уже при минимальной неоднородности коллектора (рис. 2), слоистости или значительной толщины пласта. Для решения этих задач используются особые агенты-растворители (VAPEX, SAP), дополнительные скважины для расширения области дренирования (Wedge Wells) (рис. 3) и другие технологические решения.

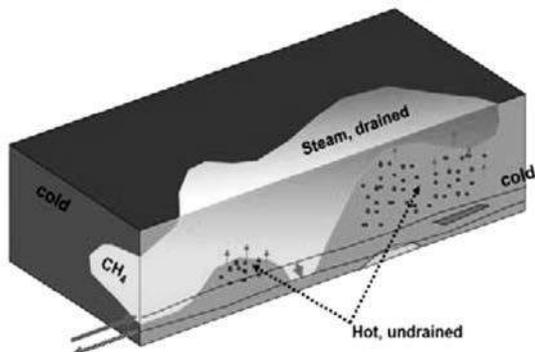
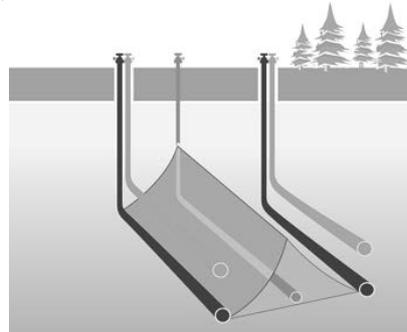


Рис.2 Влияние неоднородности коллектора на эффективность разработки участка месторождения тяжёлой, высоковязкой нефти (SAGD) [4]



■ 1 ■ 3
■ 2 ■ 4

Рис.3 Улучшение дренирования пласта при SAGD: 1. Дополнительная скважина; 2. Дополнительная область дренирования; 3. Нагнетательная скважина; 4. Добывающая скважина

Дополнительная скважина в этом случае размещается между парами горизонтальных скважин, для более эффективного дренирования застойной зоны, которая формируется между окружающими паровыми камерами. Данная скважина может использоваться как в качестве добывающей, так и в качестве нагнетательной, например, во время пароциклической обработки (CSS). При этом влияние неоднородности коллектора на охват пласта дренированием будет сохраняться, особенно при взаимовлиянии всех скважин. Оптимизировать работу скважин для улучшения охвата и предотвращения прорыва пара позволяет использование специальных устройств контроля притока и нагнетания (ICD) (рис. 4). Разбиение ствола той или иной скважины на отдельные элементы, оснащенные ICD, и рациональное распределение, за счет регулирования сопротивления, притока или нагнетания позволяет повысить эффективность всего процесса (рис. 5).

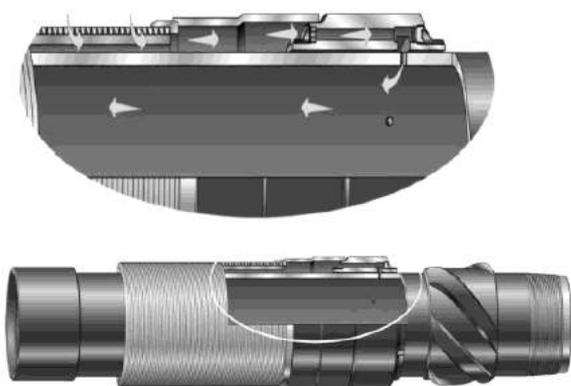


Рис.4 ICD устройство для контроля в скважине притока/нагнетания

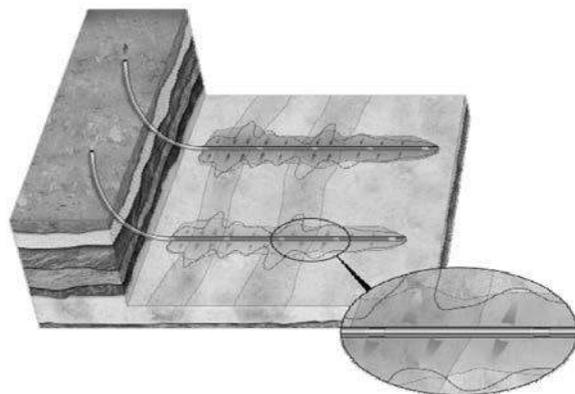


Рис.5 Использование ICD для балансирования фронта фильтрации

Литература

1. Телков В.П. Пути совершенствования и возможности адаптации современных технологий извлечения высоковязких нефтей и битумов в условиях разработки отдельных объектов // Материалы докладов XIII Международной конференции "Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр". – Москва-Тбилиси, 2014. – С. 166.
2. Telkov.V. Modern technologies to extract heavy oil and bitumen // Материалы докладов VI Международной конференции молодых ученых "Multidisciplinary approach to solving problems of geology and geophysics". – Вак, 2015. – Р. 169 – 170.
3. Телков В.П. Новые возможности использования современных технологий интенсификации добычи высоковязкой нефти: взгляд в масштабе всего объекта разработки и отдельной скважины // Материалы VIII

- Международной научно-практической конференции молодых ученых “Актуальные проблемы науки и техники - 2015”. – Уфа, Изд-во УГНТУ, 2015. – Т.1. – С. 85 – 87.
4. Edmunds, N. and Chhina, H. “Economic Optimum Operating Pressure for SAGD Projects in Alberta” // JCPT, Dec. 2001. – Vol. 40. – No.12.

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИИ – НЕФТЬ НА ЗАВТРА

А.С.Трушко, А.А. Клепцын

Научный руководитель П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

По оценкам экспертов, без ввода в эксплуатацию новых нефтяных месторождений или увеличения коэффициента извлечения на уже добываемых месторождениях, разведанных запасов компаниям хватит на 20 – 30 лет. Соответственно над тем, чем обеспечивать себя после израсходования этого запаса нужно думать уже сейчас. В связи с этим, освоение трудноизвлекаемых запасов становится вынужденной необходимостью [3]. В настоящее время Китай и Аргентина начинают активно инвестировать деньги в будущую разработку своих огромных трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Точные цифры по предполагаемым запасам назвать трудно, т.к. в Китае происходит постоянная их переоценка, и значения по данным разных экспертов отличаются в несколько и десятки раз. В России первые шаги по изучению трудноизвлекаемой нефти уже сделаны, и поскольку на нее приходится четверть всех мировых запасов такой нефти, этот потенциал необходимо учитывать в стратегических планах развития отрасли (рис.).



Рис. Мировые запасы углеводородов, млрд. тонн

Арктический шельф России можно охарактеризовать как «неудобную» территорию, и с точки зрения климата, и из-за отсутствия необходимой инфраструктуры. Именно поэтому браться за его разработку до сих пор не спешили. По современным представлениям геологов наибольшие запасы сосредоточены в Баренцевом и Карском морях. Но списывать со счетов остальную Арктику не стоит из-за большей удаленности она просто хуже изучена. Наличие значимых ресурсов предполагается на шельфе всех российских арктических морей. К очень перспективным районам Арктический нефтегазоносный бассейн был отнесен еще в середине 80-х годов прошлого века, благодаря выдающемуся советскому исследователю геологии Арктики и Северного Ледовитого океана Игорю Грамбергу. Академик Грамберг выдвинул концепцию, согласно которой существует четкая зависимость между молодостью океана и углеводородным богатством его шельфа. Причем зависимость обратная: чем моложе океан, тем масштабнее нефтегазоносные территории на его окраинах. Это связано с тем, что океаны в ранней стадии развития не только «выращивают» собственные осадочные бассейны, но еще и наследуют их от предыдущих этапов тектонического развития. Древние же океаны, наоборот, в силу своего возраста, успевают утратить осадочные бассейны предыдущих этапов формирования, а вновь образованные оказываются слишком молоды, чтобы содержать крупные ресурсы углеводородов. Начальные углеводородные ресурсы Северного Ледовитого океана, являющегося самым молодым, оцениваются в 90–250 млрд. т.н.э.. Для сравнения: вся добыча России в 2014 году составила 534 млн. т.н.э. [1].

Важное место в списке трудноизвлекаемых запасов занимают тяжелые нефти и нефтяные оторочки. Залежи тяжелой высоковязкой нефти находятся в группе Мессояхских месторождений, включающих в себя Восточно-Мессояхский и Западно-Мессояхский участки. Проведенные здесь в 2011 году опытно-промышленные разработки оказались вполне успешными: фактическая продуктивность пяти пробуренных горизонтальных эксплуатационных скважин в среднем на 17% превысила прогнозы – максимальный дебит нефти достигал 250 тонн в сутки. По предварительным расчетам, пик добычи из основного продуктивного пласта будет достигнут к 2022 – 2023 годам и составит 10 млн тонн нефти и 5 млрд кубометров газа. Что касается нефтяных оторочек нефтегазовых залежей, то наиболее привлекательными по объемам геологических запасов, состоянию оторочек, наличию инфраструктуры являются проекты разработки Заполярного, Оренбургского и Чаяндинского

месторождений. По предварительным оценкам, нефтяные оторочки активов только ОАО «Газпром» могут содержать порядка 1,7 млрд. тонн геологических запасов и около 350 млн. тонн извлекаемых.

Наиболее перспективной с точки зрения предполагаемых запасов для России должна стать разработка Баженовской свиты протяженного пласта сланцевых и других низкопроницаемых пород в Западной Сибири. Поиск новых источников нефти необязательно подразумевает расширение территорий. Американцы, столкнувшись с проблемой истощения запасов традиционной нефти, начали разработку сланцевых месторождений. Речь идет о так называемых нефтематеринских пластах. Их основные характеристики с точки зрения нефтедобычи низкие пористость и проницаемость коллекторов, неоднородных по своей структуре и оттого сложно определяемых. Совокупность всех этих факторов делает извлечение нефти из таких пород занятием технологически трудным и дорогостоящим. Говоря о стоимости добычи нетрадиционной нефти, сразу необходимо обозначить различие между российскими сланцами и американскими.

В общем случае нефтематеринские пласты, такие как Баженовская свита или формация Баккен, это плотные сланцевые породы, содержащие кероген, а также легкую нефть в трещинах и карбонатах. Основное достоинство Баккенской формации заключается в том, что данная пачка пород сложена тремя пластами: верхний и нижний из сланцев, а средний, который и является основным коллектором, преимущественно из песчаников и доломитов с приемлемой пористостью и хорошей проницаемостью. В баженовской свите такого однородного пласта нет, поэтому разработка на порядок сложнее. Тем не менее свита рассматривается как важный потенциальный источник углеводородов, залегающий на всей территории Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, а это около 1 млн кв. км. По расчетам экспертов, извлекаемые запасы Баженовской свиты могут составлять от 500 млн до 20 млрд тонн. Нефть здесь имеет очень высокое качество с низким содержанием серы и прочих примесей. В отличие от шельфовых проектов, относящихся к отдаленному будущему, поиск и вовлечение в разработку запасов Баженовской свиты является хорошей среднесрочной перспективой разработки [2].

Подводя итоги, важно отметить, что за возможность добычи трудноизвлекаемых запасов нефтяная промышленность вынуждена повышать риски и мириться с неопределенностями. Геология большинства трудноизвлекаемых запасов изучена не до конца, отсюда вытекает основной риск не подтверждение ожидаемых геологических параметров. Что касается основных трудностей, связанных с петрофизикой, то здесь следует выделить неоднородность строения подобных залежей по значениям проницаемости и характеру насыщения. Все эти риски влекут за собой появление дополнительных проблем при разработке месторождений. Инвестируя в извлечение трудноизвлекаемых запасов, необходимо учитывать высокую вероятность того, что достичь планируемых дебитов скважин не удастся, а темпы падения добычи нефти могут оказаться выше, чем прогнозировалось изначально. Также в процессе бурения может проявиться «неадекватное» поведение пласта, ухудшение его характеристик или, например, невозможность провести гидроразрыва пласта. Нельзя стопроцентно надеяться и на продуктивность многостадийного гидроразрыва пласта, так как его результативность в большой степени зависит от точности геологической модели. Отсюда вытекают неопределенности, связанные с эффективностью применяемых схем разработки ориентацией ствола скважины, количеством секций гидроразрыва пласта, длиной горизонтальной части ствола. Что касается вопросов экономики, то здесь к ключевым факторам негативного влияния на рентабельность проектов относят высокую стоимость строительства скважин, проведение работ по многостадийному гидроразрыву пласта. Также в настоящее время особо остро встает вопрос о рентабельности таких проектов, что связано с неблагоприятной динамикой цен на нефть. Тем не менее, инвестиции сегодня в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов являются необходимым условием для развития нефтегазового комплекса России в будущем.

Литература

1. Журнал «Сибирская нефть», приложение «Нефть. Просто о сложном.» // Газпром нефть.– 2015.– № 123 (июл.). – С. 20 – 23.
2. Журнал «Сибирская нефть» // Газпром нефть.– 2013.– № 113 (апр.). – С. 11 – 13.
3. Тер-Саркисов, Рудольф Михайлович. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов / Р. М. Тер-Саркисов. – Москва: Недра, 2005. – 407 с.

ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ СМАЧИВАНИЯ УГОЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

А.С. Усанина

Научный руководитель профессор В.А. Архипов

Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, г. Кемерово, Россия

Эффективность современных способов подготовки и переработки угля достигается применением новых энергетически и экологически выгодных технических и технологических решений, основанных на фундаментальных знаниях о явлениях и физико-химических процессах, происходящих на границах раздела фаз (жидкость – твердое тело – газ). В частности, при отделении минералов от пустых пород в процессе флотации при обогащении угля [1] одним из показателей, определяющих эффективность процесса, является смачиваемость (гидрофобность или гидрофильность) угля. При обогащении угля, необходимо обеспечить гидрофобную поверхность угольных частиц. Гидрофобные частицы угля захватываются воздушными пузырьками, которые образуются в нижней части флотационного резервуара, и, вследствие того, что силы поверхностного натяжения стремятся выровнять уровень жидкости, всплывают с ними на поверхность. Гидрофильные частицы, которыми являются пустая порода, не прилипают к пузырькам и оседают на дне.

В настоящей работе представлены результаты экспериментального исследования смачиваемости угольной поверхности, приготовленной тремя способами: прессованием, шлифованием и использованием скола монолита угля. Для экспериментов были отобраны пробы бурых и каменных углей месторождений Хакасии, Тувы, Монголии и Кузбасса различного вещественно-петрографического состава.

Первый способ основан на механическом измельчении угля до порошкообразного состояния с последующим прессованием в брикет цилиндрической формы диаметром 20 мм и высотой 5 мм. При этом максимальный диаметр частиц порошка не превышал 100 мкм, а давление прессования брикета составляло не менее 400 МПа [2, 3]. Модальный диаметр частиц составлял 22 мкм, а максимальный – не превышал 100 мкм.

Во втором способе плоскую поверхность угля получали тщательным шлифованием монолитного образца наждачной бумагой «0», а затем более мелкой «00». Третий способ приготовления образца состоит в получении плоского скола образца угля без какого-либо механического воздействия на рабочую поверхность. В последних двух способах перед началом эксперимента рабочая поверхность образца очищалась от угольной пыли напорной струей воздуха.

Определение смачиваемости угольной поверхности проводилось с использованием основной методики непосредственного измерения краевого угла смачивания твердой поверхности – метод сидящей капли [4]. Измерение краевого угла проводилось по равновесной форме капли, расположенной на поверхности, путем проведения касательной к контуру капли в точке трехфазного контакта при помощи программы для анализа и обработки видеоизображения ImageJ.

Во всех экспериментах использовали капли дистиллированной воды одинакового диаметра $D=3$ мм. С целью уменьшения времени установления равновесной формы (и, следовательно, равновесного краевого угла) капли после столкновения жидкости с поверхностью образца, скорость столкновения капли жидкости с угольной поверхностью не превышала 1 см/с. Диаметр капли определялся по видеокдрам исследуемого процесса с погрешностью не более 3 %.

Результаты измерений краевого угла смачивания для рассматриваемых образцов углей, приготовленных тремя способами, приведены в таблице 1. Сравнение данных, полученных путем прессования, с известными литературными источниками показало качественное совпадение результатов в пересекающемся диапазоне параметров. В частности, для образцов угля, содержащих углерод в диапазоне от 80% до 90%, с зольностью менее 15% масс. значения угла смачивания лежат в пределах $\theta \approx 75^\circ \div 90^\circ$, а в работе [5] для соответствующего диапазона изменения углерода в образце, величина краевого угла варьируется в диапазоне $\theta \approx 75^\circ \div 88^\circ$. Экспериментальных данных по исследованию монолитных образцов угля в литературе не найдено.

Таблица 1

Значения равновесного краевого угла θ (в градусах) для угольной поверхности

Образец	Способ приготовления угольной поверхности					
	прессование	, %	шлифование	, %	скол	, %
A1	90.1 ± 0.3	.3	89.0±0.5	.6	58±1	.7
A2	53 ± 10	8.9	57±10	7.5	–	–
A3	61 ± 7	1.4	57±6	0.5	–	–
A4	67 ± 3	.5	60.1±0.3	.5	–	–
A5	60 ± 3	.0	57±2	.5	–	–
A6	87 ± 2	.3	90±2	.2	58±2	.4
A7	91±7	.7	88±1	.1	60±8	3.3
A8	91±7	.7	86±6	.9	57±7	2.2
A9	80±2	.5	77±1	.3	65±1	.5

Из анализа результатов измерений θ на различных рабочих поверхностях, приведенных в таблице 1 следует, что значение краевого угла на прессованном брикете и шлифованном монолите совпадает. Значение θ , полученное для поверхности скола образца угля, существенно ниже. По-видимому, это объясняется отклонением реальной поверхности скола от плоской и неоднородностью минералогического состава угля.

Для прогнозирования смачиваемости различных образцов углей представляет интерес исследование зависимости этой характеристики от химического состава угля. Регрессионный анализ показал, что наилучшая сходимость результатов наблюдается для зависимости $\theta(\beta)$, где $\beta=O+N+S$ – массовая доля кислорода, азота и

серы в органической массе угля. На рис. 1 приведены зависимости краевого угла от суммы β . Сплошной линией на рис. 1 показана аппроксимационная кривая

$$\theta = a - b\beta,$$

полученная методом наименьших квадратов (a, b – константы аппроксимационной формулы). Коэффициенты корреляции R^2 для полученных регрессий приведены на рис. 1.

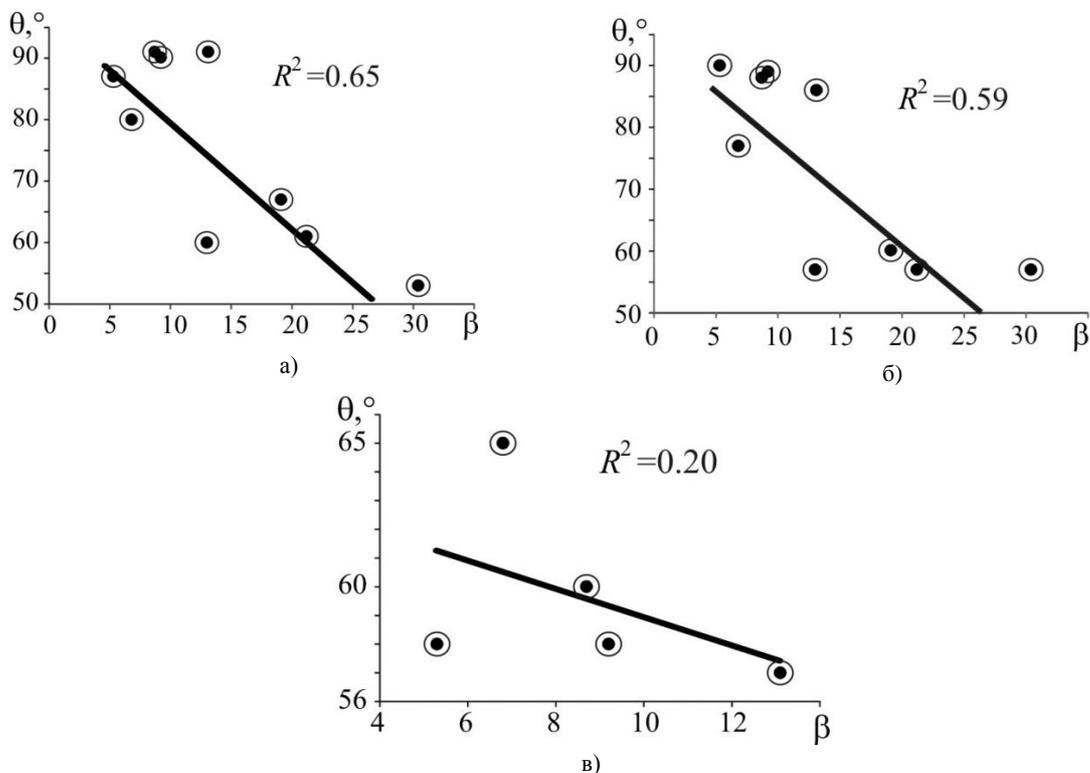


Рис. 1. Зависимость равновесного краевого угла смачивания от параметр β для разных технологий приготовления образцов: а – прессование ($a=96.9, b=1.5$); б – шлифование ($a=94.1, b=1.5$); в – плоский скол монолитного образца ($a=63.8, b=0.5$)

Из рисунка 1 следует, что качественная картина изменения краевого угла в зависимости от величины β одинаковая для трех способов приготовления поверхности. По мере увеличения β значение θ уменьшается. Однако количественное согласование результатов измерения θ наблюдается только для прессованных и шлифованных образцов.

Для определения смачиваемости поверхности угля рекомендуется применять методы приготовления рабочей поверхности, основанные на прессовании угольного порошка и шлифовании монолитного угля. Определение краевого угла на сколотом образце угля характеризуется большой погрешностью ввиду неоднородного минералогического состава угля.

Литература

1. Абрамов А.А. Флотационные методы обогащения. – М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2008. – 710 с.
2. Пат. 2457464 Россия МПК G 01 N 24/08. Способ определения смачиваемости порошковых материалов. Архипов В.А., Палеев Д.Ю., Трофимов В.Ф., Усанина А.С. Заявлено. 28.02.2011; Опубл. 27.07.2012, Бюл.№ 21. – 10 с.: ил. 4.
3. Архипов В.А., Палеев Д.Ю., Патраков Ю.Ф., Усанина А.С. Определение краевого угла смачивания угольной поверхности//Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2011. – № 5. – С. 23 – 28.
4. Зимон А.Д. Адгезия жидкости и смачивание. – М.: Химия, 1974. – 146 с.
5. Drelich J., Laskowski J.S., Pawlik M. Improved sample preparation and surface analysis methodology for contact angle measurements on coal (heterogeneous) surfaces// Coal Preparation. – 2000. – Vol. 21, № 3. – С. 246 –275.

**ТЕХНОЛОГИЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР»
В.Т. Фан**

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время месторождение «Белый Тигр» находится на поздней стадии, и борьба с обводнением добывающих скважин, особенно миоцена и фундамента, является актуальной и сложной задачей, стоящей перед специалистами Совместного Предприятия «Вьетсовпетро». Практика показала, что все нефтедобывающие компании, рано или поздно, сталкиваются с необходимостью решения проблемы водопритока. Эффективность мероприятий изоляции водопритока в добывающих скважинах зависит от различных геологических, технических и технологических факторов.

Применительно к условиям на месторождении «Белый Тигр», следует разделять по геологическим факторам скважины эксплуатирующие фундамент и скважины эксплуатирующие миоцен (либо планирующихся к переводу на миоцен)[1]. Необходимость такого разделения обусловлена принципиально разным механизмом возникновения водопритока в этих двух категориях скважин. Для первой категории поступление воды в скважину определяется применением заводнения (с учетом трещиноватости пород фундамента), наличием в продуктивной зоне открытых стволов большой длины (более 300 м), аномально низким пластовым давлением (определяющим возникновение катастрофических поглощений), и также повышенной пластовой температурой (до 150°C). Сочетание этих факторов создает условия для преждевременного обводнения добывающих скважин фундамента (посредством прорыва воды по трещинам) и резко снижает эффективность применения традиционных технологий изоляции водопритока. Метод установки цементного моста не может обеспечивать заполнение трещин высокопрочным тампонирующим материалом с максимально возможным радиусом проникновения в обводнившуюся зону, а химические составы «АКОР», «ГАЛКА», «МЕТКА» (технология селективного тампонирования) не подходят к условиям высокой температуры (скважина 121). Другие примеры можно наблюдать при применении технологии ограничения водопритоков фирмы Schlumberger с помощью надувных пакеров фирмы «ТАМ», например преждевременная разгерметизация пакера при изменении температурного режима или неуспешность распакеровки из-за отсутствия центраторов в комплексе привело к повреждению резинового элемента при пуске в скважину с большой кривизной (скважины 903/9, 925/9). На протяжении последних лет в СП «Вьетсовпетро» предпринимались неоднократные попытки решить проблему изоляции водопритока в скважинах фундамента с необсаженными стволами.

Во втором случае, для добывающих скважин миоцена механизм водопритока объясняется неоднородным геологическим строением, наличием чередования нефтенасыщенных и водонасыщенных пропластков незначительной мощности. Кроме этого, нефтенасыщенные пласты характеризуются значительным диапазоном изменения фильтрационно-емкостных свойств, которое также создает трудности для эффективной реализации мероприятий по изоляции водопритока, с учетом традиционно применяющейся технологии крепления цементованием в продуктивных зонах. Также применение селективной технологии ограничения водопритоков при помощи состава «ГАЛКА», «МЕТКА» даже может оказаться отрицательным в связи с тем, что изоляционные работы проводились по всему интервалу дренирования (скважина 98).

Комплексное решение проблемы изоляции водопритока в скважинах требует привлечения сервисных компаний, чтобы адаптировать современные технико-технологические достижения в области ремонтно-изоляционных работ к условиям на месторождении «Белый Тигр». В период с 2010 по 2014 год был проведен анализ информации об опыте использования технологий бурения и ремонта скважин с применением набухающих пакеров (swellpackers) с целью изучения возможности их внедрения в СП «Вьетсовпетро». Проведенный анализ показал, что потенциал этих технологий высок, и позволяет решать много различных задач, как при строительстве, так и при ремонте скважин. И это направление, в настоящее время, вызывает всеобщее одобрение среди сервисных компаний в России и в мире. Например, в ПАО «Татнефть» применение водонефтенабухающих пакеров дало положительные результаты для скважин на залежах 302-303, которые характеризуются высокой послойной и зональной неоднородностью коллекторов, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и наличием трещин[4]. Кроме этого, по результатам анализа такие пакеры оказываются готовы для использования при проведении кислотных обработок скважин в ПАО «Татнефть».

Возвращаясь к месторождению «Белый Тигр», следует заметить, что наиболее приоритетными направлениями использования набухающих пакеров являются изоляция водопритока и локальное крепление открытых стволов без цементирования. Бесцементное крепление хвостовиков с применением набухающих пакеров позволяет осуществлять локальное крепление необходимого интервала открытого ствола, обеспечивает снижение времени и затрат на проведение операции в сравнении с традиционным цементованием. Использование набухающих пакерующих элементов в качестве крепи хвостовика обеспечивает надежную изоляцию заколонного пространства, а также позволяет заранее планировать изоляцию определенных интервалов.

При проведении работ по изоляции водопритока изолирующие хвостовики, оснащенные набухающими пакерами, могут обеспечить изоляцию ствола на участках большой протяженности, с возможностью поинтервальной закачки изолирующих материалов различного состава. Традиционно технологии изоляции водопритока сводятся к созданию так называемых «экранов» или «барьеров» в водонасыщенных интервалах путем закачки различных составов в пласт через перфорационные отверстия или в определенные участки открытого ствола. Главным недостатком такой технологии является невозможность создания интервала

изоляции ствола достаточной протяженности, что приводит к быстрому обходу водой установленных «экранов» и «барьеров». Особенно это актуально при проведении изоляционных работ в трещиноватых породах, характеризующихся АНПД (аномально низкое пластовое давление). Поэтому с помощью этих пакеров качество ремонтно-изоляционных работ, как ожидается, значительно выше.

В 2012 году проведено испытание комплексной технологии, с использованием набухающих пакеров на месторождении «Белый Тигр» при выполнении работ по изоляции водопритока на двух скважинах 7002 и 7005 (Центральный блок фундамента)[1]. Выбор этих скважин обусловлен тем, что они на сегодняшний день практически не эксплуатируются из-за высокой обводненности (более 90%), при этом имеют большую протяженность открытого ствола в фундаменте. Основное назначение предлагаемой технологии – локальное крепление необсаженной части ствола в интервале нефтеносности с отсечением нижележащего обводненного интервала и созданием в нем экрана, ограничивающего поступление водопотока в продуктивную зону.

Комплексная технология фирмы Dialog включает себя технические решения трех компаний «Enventure», «Swellfix», «Poweltec». Данная технология предусматривает спуск в нефтеносную зону открытого ствола глухого хвостовика, оснащенного пакерными секциями, и его экспандирование с последующим креплением за счет набухания резиновых элементов компоновки, перфорацию с закачкой расширяющегося геля для создания «экрана» в водонасыщенной части призабойной зоны.

Компания «Enventure» специализируется на применении сплошных экспандируемых (расширяемых) труб для локального крепления (изоляции) определенных участков стволов скважин (рис. 1).

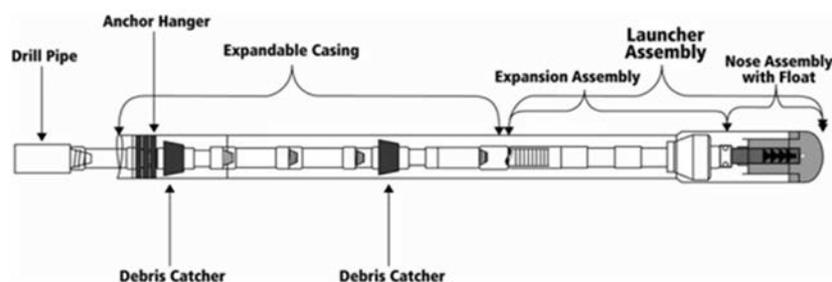


Рис.1 Общая схема компоновки оборудования и инструмента для установки экспандируемого хвостовика фирмы «Enventure»

drill pipe – бурильная колонна; anchor hanger – резиновые набухающие элементы; expandable casing – экспандируемая труба; expansion assembly – экспандирующий инструмент; debris catcher – металлошламоуловитель; nose assembly with float – носовая компоновка с клапаном

Компания «Swellfix» специализируется на разработке набухающих эластомеров (резин), которые используются в качестве пакерующих элементов для герметизации кольцевого пространства и крепления хвостовиков. Технология использования набухающих пакеров фирмы «Swellfix» предусматривает вулканизацию резиновых элементов непосредственно к телу трубы (рис. 2).

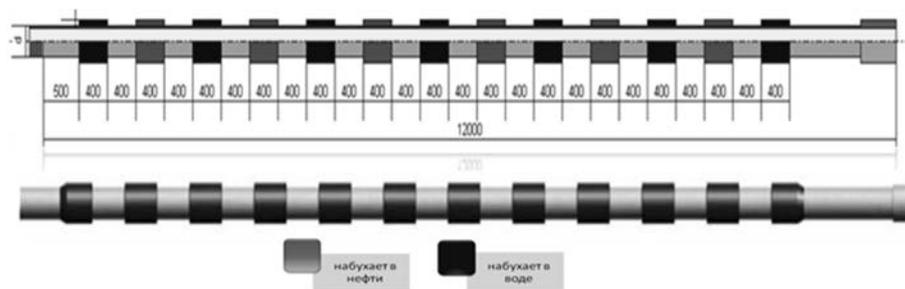


Рис.2 Схема стандартной расстановки набухающих эластомерных элементов пакерной секции хвостовика

Компания «Poweltec» специализируется на разработке полимерных микрогелей. В качестве специального изолирующего состава для проведения работ по изоляции водопритока фирмой «Poweltec» рекомендован связывающий проницаемый модификатор (*relative permeability modifier*) – Stargel. В зависимости от условий, Stargel закачивается ниже нефтеносной зоны или непосредственно в нее. Stargel является гидрофильным составом связывающим воду, таким образом, снижающим или ликвидирующим ее приток в скважину.

Литература

1. НИПИморнефтегаз. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения Белый Тигр (2014г.). – М.:СП «Вьетсовпетро», 2015. – 750 с.
2. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 1: учебное пособие / В.Н. Арбузов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200с.

3. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Пулькина Н.Э., Зими́на С.В.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 203 с.
4. Ибрагимов Н.Г., Исмагилов Ф.З. и др. Применение водонабухающих пакеров для изоляции трещиноватых участков горизонтальных стволов скважин залежей 302 – 303 // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 48 – 50.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С УЧЕТОМ ЭФФЕКТА САМОЗАДАВЛИВАНИЯ

А.О. Федоров

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скопление жидкости в газовой скважине происходит при неспособности добываемого газа выносить её из ствола, что приводит к так называемому самозадавливанию, то есть снижению добычи вплоть до полной остановки. Проблема особенно актуальна для газовых месторождений западной, введенных в разработку ещё в прошлом столетии и сейчас находящихся на завершающем этапе. Так на уникальном по запасам газа Медвеьем месторождении за период с 2004г. по первое полугодие 2010г. количество самозадавливающихся скважин увеличилось с 81 до 116 единиц [2].

В данной статье проанализированы актуальные методы борьбы с самозадавливанием скважин и даны рекомендации по их применению.

Автором статьи [2] выявлено, что следствием обводнения призабойной зоны пласта как пластовыми, так и конденсационными водами являются размыв порового цемента, вынос пластового песка и образование отдельных каналов повышенной проводимости. При этом на забое происходит образование песчаных пробок, которые находятся в псевдооживленном состоянии. Постепенно накапливаясь, песчано-жидкостная пробка перекрывает интервал перфорации, что существенно влияет на снижение дебита скважины. Методы эксплуатации самозадавливающихся газовых скважин представлены на рисунке.

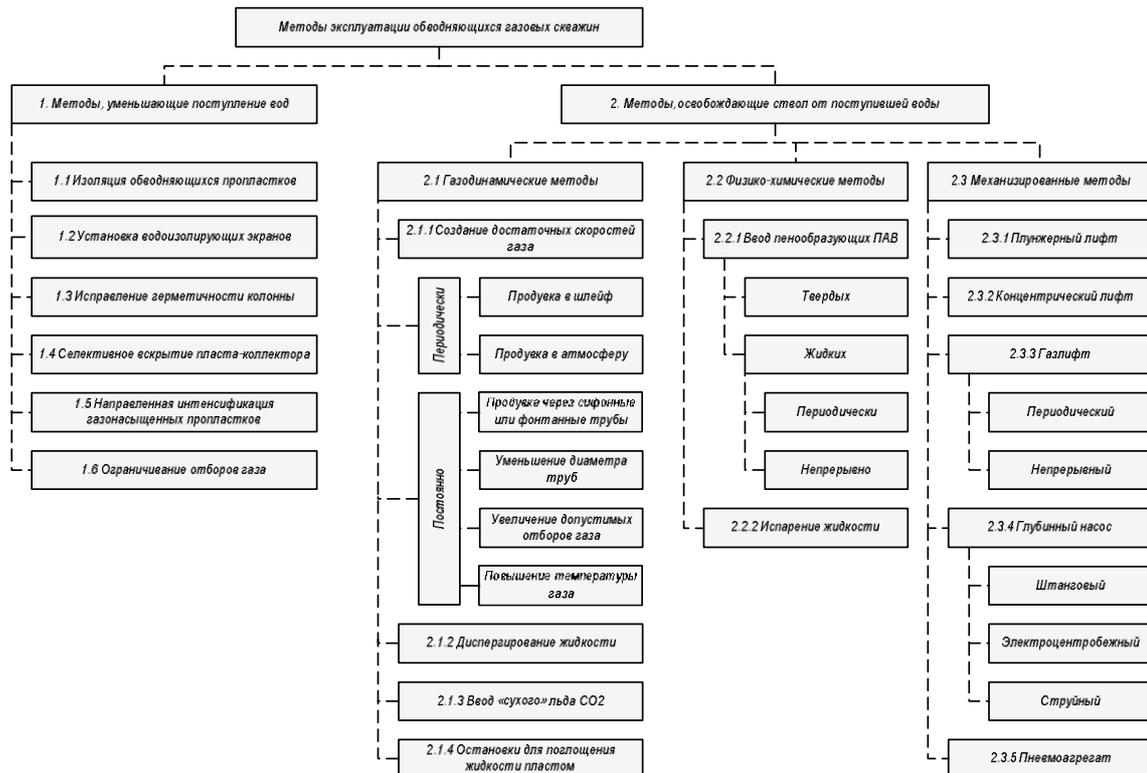


Рис. Методы эксплуатации самозадавливающихся газовых скважин

Рассмотрим основные геолого-технические мероприятия по поддержанию работы самозадавливающихся скважин, а также их преимущества и недостатки.

1. Капитальный ремонт скважин, включающий крепление призабойной зоны пласта и ограничение водопритока. Метод является эффективным при поступлении пластовой воды, но не предотвращает образования конденсационной воды на стенках скважины. Возможно создание дополнительных фильтрационных сопротивлений в результате неизбежного проведения изоляционных работ. В зависимости от технологии ограничения водопритока и состава применяемых растворов эффект длится от 5 до 24 месяцев.

2. Периодическая продувка ствола скважины с выпуском газа в атмосферу. Продувка ствола скважин - наиболее простой способ с точки зрения используемой техники, оборудования и материалов мероприятием. Продувка обладает массой недостатков, такими как кратковременное увеличение депрессии на пласт, безвозвратные потери газа в атмосфере, вред окружающей среде, длительность эффекта 7 – 14 дней.

3. Обработка забоя скважин твёрдыми и жидкими поверхностно-активными веществами. Одним из путей повышения производительности скважин является использование твердых и жидких поверхностно-активных веществ, позволяющих обеспечить вынос пластовой и конденсационной воды с забоев [1]. Поверхностно-активное вещество спускают на забой скважины. Свойства поверхности раздела жидкость-газ изменяются, вследствие чего образуется пена, которая удаляется из скважины потоком газа. Метод прост и не требует установки дорогостоящего оборудования, к недостаткам можно отнести: низкую пенообразующую способность при высокоминерализованной воде, возможность образования стойких эмульсий, длительность эффекта 105 дней для жидких составов и 10 дней для твердых.

4. Замена насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра. Новое оборудование позволит эксплуатировать скважину, превышая критическую скорость газа. Недостатками являются: дорогостоящее оборудование; большее сопротивление на трение вследствие меньшего диаметра труб; ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны скважины вследствие ее глушения [3].

5. Установка плунжера в лифтовой колонне (плунжерный лифт). Для извлечения жидкости из скважины устанавливается в имеющиеся насосно-компрессорные трубы летающий клапан. Открытый клапан спускается вниз и закрывается при ударе о нижний ограничитель; под клапаном растёт давление до тех пор, пока он вместе с жидкостью не начнет подниматься; вода вместе с газом уходит в сборный коллектор; клапан, ударяясь о верхний ограничитель, открывается и цикл повторяется. Ресурс плунжера до 8 месяцев. К преимуществам можно отнести: низкую стоимость оборудования; быструю установку без глушения скважины. Технология обладает рядом недостатков: невозможностью применения в скважинах с сужением, овальностью, несоосностью элементов подъемника; частое обслуживание по сравнению с другими скважинами; заклинивание плунжера зимой, из-за обледенения стенки скважины.

6. Применение концентрических лифтовых колонн. Технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам заключается в том, что в имеющуюся основную лифтовую колонну спускается центральная лифтовая колонна меньшего диаметра, по которой обеспечивается необходимый дебит для выноса жидкости с забоя, в то время как по межколонному пространству газ движется со скоростью ниже критической. Потоки газа соединяются в газосборном коллекторе. В центральной лифтовой колонне автоматически поддерживается дебит, превышающий на 10 – 20 % необходимый для выноса жидкости с забоя. Управление технологическими параметрами работы скважины по обоим каналам осуществляется с помощью автоматизированного комплекса. Недостатками метода являются: дорогостоящее новое оборудование, незначительное увеличение сопротивления трения. К преимуществам новой технологии можно отнести: возможность установки центральной лифтовой колонны без глушения скважины; прекращение продувок скважин в атмосферу; увеличение и стабилизация дебита за счет постоянного выноса жидкости и тем самым предотвращения образования водяных пробок на забое скважины; возможность производить добычу по внутренней лифтовой колонне до конца эксплуатации месторождения без смены оборудования скважин.

Как показал предшествующий опыт мониторинга исследований и ремонта газоконденсатных скважин Ямбургского, Медвежьего и Уренгойского месторождений, низкая эффективность проведенных геолого-технических мероприятий оказывается, в конечном счете, сильно зависимой от качества диагностики источников водопритока геофизическими методами, и цена ошибок этой диагностики на поздней стадии разработки постоянно растет [4].

Анализируя преимущества и недостатки вышеперечисленных методов эксплуатации самозадавливающихся скважин, можно рекомендовать каждый из них к применению в особых условиях. Так при активном проявлении пластовых вод реальным решением проблемы будет только крепление призабойной зоны с ограничением водопритока, остальные методы несут только временный характер. При образовании конденсационной воды в порядке увеличения планируемого срока эксплуатации будут эффективны: применение поверхностно-активных веществ, плунжерного лифта, замены насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра или применение концентрических лифтовых колонн. Причем установка концентрических лифтовых колонн имеет серьезное преимущество над установкой насосно-компрессорных труб меньшего диаметра, так как не требует глушения скважины, что играет большую роль в условиях завершающей стадии разработки и при низких пластовых давлениях. Так же с использованием концентрических лифтовых колонн могут быть решены вопросы эффективного удаления песчаных пробок из скважин, оборудованных пакерами, так как длинномерная лифтовая колонна может быть спущена на требуемую глубину ниже пакера в зону перфорации. В процессе эксплуатации скважин с использованием длинномерных лифтовых колонн возможно будет изменять глубину ее спуска, производить замену труб трубами необходимого диаметра (49 или 62 мм), проводить эксплуатацию по концентрическим лифтовым колоннам до последнего дня работы, вывода из эксплуатации и полной ликвидации скважины.

Литература

1. Козинцев А.Н. Опыт использования поверхностно-активных веществ на Медвежьем месторождении/Козинцев А.Н., Лапердин А.Н., Величкин А.В. Ермилов О.М.//Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – №3. – С. 35 – 38.

2. Кустышев А.В. Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки/А.В. Кустышев, А.С. Епрынцев//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – №9. – С. 59 – 64.
3. Минликаев В.З. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей/В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Ю. Корякин, В.Ф. Гузов, М.А. Донченко, В.И. Шулятиков//Газовая промышленность. – 2014. – №3. – С. 85 – 88.
4. Мормышев В.В. Особенности диагностики источников обводнения газоконденсатных скважин Уренгойского НГКМ при планировании геолого-технических мероприятий/В.В. Мормышев, А.Н. Нестеренко, Т.Н. Кораблева, Р.Ф. Шарафутдинов//Газовая промышленность. – 2014. – №7. – С. 27 – 32.

**КАТАЛИТИЧЕСКАЯ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ КОНВЕРСИИ
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ПАРОТЕПЛОВЫХ МЕТОДАХ ДОБЫЧИ**

Д.А. Феоктистов, М.С. Петровнина, А.В. Вахин, Д.Р. Исаков, Г.П. Каюкова

Научный руководитель профессор Г.П. Каюкова

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

В обозримом будущем углеводороды останутся главным источником энергии. В настоящее время растет интерес к разработке запасов неконвенциональных углеводородных ресурсов: сланцевой нефти и газа, тяжелых нефтей и природных битумов, мировые запасы которых сопоставимы с традиционными. Стабильная добыча углеводородов в значительной мере будет обеспечиваться за счет таких ресурсов. Актуальны исследования, направленные на совершенствование технологий добычи, в частности паротепловых методов – наиболее широко применяемых в настоящее время.

Основным препятствием при добыче тяжелых нефтей является их высокая вязкость, обусловленная значительным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ [1]. При паротепловой обработке пласта создаются условия для аквагермолиза – разложения высокомолекулярных компонентов нефти с образованием газов, а также с изменением её элементного, группового и фракционного составов [3, 5, 6]. Паротепловое воздействие приводит к деструкции наименее устойчивых связей углерод–гетероатом с отрывом периферийных фрагментов от смолисто-асфальтеновых веществ и образованием углеводородов, гетероатомных соединений, бензолных смол [10-11]. Известны работы, описывающие использование водорастворимых или наноразмерных катализаторов, вводимых в пласт [2, 7, 8, 12]. Применение катализатора, активная форма которого формируется *in situ*, позволяет достигнуть снижения содержания асфальто-смолистых веществ, что обеспечивает необратимое снижение вязкости добываемой нефти, облегчает дальнейшую транспортировку и переработку.

По глубине превращения высокомолекулярных компонентов нефтяного флюида в сравнительно мягких термобарических условиях аквагермолиза демонстрируют каталитические системы на базе наноразмерных частиц. Паровой риформинг нефти и нефтяного газа является проверенным способом получения водорода. Известно, что из нефти водород образуется в присутствии воды и металлоксидных катализаторов при высокой температуре [13].

В работе в качестве объекта исследования использована битуминозная нефть (согласно ГОСТ 51858–2002) Ашальчинского месторождения (Республика Татарстан) [4]. Молекулярный прекурсор синтезирован с использованием в качестве лигантообразователя дистиллированного таллового масла. Процесс аквагермолиза проводили с применением реактора высокого давления (Parr Instrument, США) в условиях, близких к пластовым для данного месторождения при паротепловой обработке, а именно начальное давление 3 бар, температура 250°C. Продолжительность процесса 6 часов, концентрация прекурсора катализатора и/или донора протонов – 1 мас.% из расчета на навеску нефти. После процесса гидротермального воздействия исследуемую нефть отделяли от воды суточным отстаиванием с последующим разделением на лабораторной центрифуге Eppendorf 5810 при 3000 об/мин в течение 1 часа. Содержание воды определяли по ГОСТ 2477-65, значения которой составила для всех образцов нефтей менее 0,6%. Определялась динамическая вязкость (вискозиметр FUNGILAB Alpha L), групповой состав [9]. В результате термокаталитического воздействия меняется компонентный состав (табл.). Повышается содержание парафинонафтеновых углеводородов, главным образом за счет снижения содержания смолисто-асфальтеновых веществ.

Таблица

**Компонентный состав нефти исходной и подвергнутой испытаниям
в присутствии различных агентов**

Объекты	Выход фр. н.к.-110°C, %	Групповой состав (SARA), %			
		Насыщенные углеводороды Saturate	Ароматические соединения Aromatics	Смолы Resins	Асфальтены Asphaltenes
<i>Исходная нефть</i>	3,10	25,61	37,82	28,10	5,37
<i>Продукты некаталитического и каталитического аквагермолиза Ашальчинской нефти</i>					
Нефть + протон-донор	3,70	25,71	37,52	27,82	5,25
Нефть + прекурсор катализатора	3,12	25,03	38,07	28,67	5,11
Нефть + протон-донор+ прекурсор катализатора	3,82	26,80	38,62	25,95	4,81

Обработанная нефть в ходе эксперимента при 250°C в присутствии исследуемого катализатора и донора протонов характеризуется пониженной вязкостью вследствие снижения содержания наиболее высокомолекулярных компонентов. Наличие катализатора без донора протонов практически не влияет на значение вязкости вследствие протекания рекомбинации образовавшихся в результате каталитического воздействия радикалов. Результаты измерений вязкости сопоставляются с экспериментом, в котором воздействию подвергался образец нефти с добавлением донора протонов. Вязкость исходного образца нефти составила 2170 мПа·с.

Мёссбауэровское исследование частиц катализатора, стабилизированных асфальто-смолистые соединения, проведено на экспрессном спектрометре MS-1104Em №40-12. Спектр описывается двумя секстами, параметры которых соответствуют магнетиту Fe₃O₄. Наличие двух компонент в спектре обусловлено разным типом кристаллографического окружения атомов железа (Fe²⁺ и Fe³⁺) в структуре шпинели магнетита, где ионы Fe²⁺ и Fe³⁺ находятся в разных кристаллографических позициях: октаэдрической и тетраэдрической. Соотношение площадей компонент магнетита ≈ 1.77 говорит о нестехиометрическом составе образца.

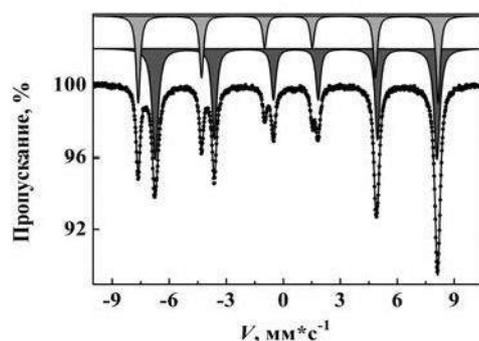


Рис. Мёссбауэровский спектр при комнатной температуре образца катализатора

Полученные результаты показывают возможность интенсифицировать процессы внутрипластового облагораживания высоковязкой нефти в процессе паротепловой обработки залежи. Применение катализатора, активная форма которого формируется *in situ*, позволяет достигнуть снижения содержания асфальто-смолистых соединений, что обеспечивает необратимое снижение вязкости добываемой нефти, облегчает дальнейшую транспортировку и переработку.

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров.

Литература

1. Антипенко В.Р., Голубина О.А., Певнева Г.С. Превращение смолисто-асфальтеновых веществ в условиях, моделирующих тепловые методы повышения нефтеотдачи // Нефтехимия. – 2006. – Т. 46. – № 6. – С. 419 – 427.
2. Вахин А.В., Морозов В.П., Ситнов С.А., Ескин А.А., Петровнина М.С., Нургалиев Д.К., Каюкова Г.П., Романов Г.В., Юсупова Т.Н. Применение термических методов исследования при разработке технологий добычи тяжелых нефтей // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – №6. – С.74 – 80.
3. Петров С.М., Абделсалам Я.И.И., Вахин А.В., Байбекова Л.Р., Каюкова Г.П., Каралин Э.А. Исследование реологических свойств продуктов термической обработки битуминозной нефти в присутствии порообразующих минералов // Химия и технология топлив и масел. – 2015. – № 1. – С.80 – 83.
4. Петров С.М., Абделсалам Я.И.И., Вахин А.В., Каюкова Г.П., Каралин Э.А. Исследование реологических свойств продуктов термической обработки битуминозной нефти в присутствии порообразующих минералов // Химия и технология топлив и масел. – 2015. – №1. – С.133 – 139.
5. Петрухина Н.Н., Каюкова Г.П., Романов Г.В., Туманян Б.П., Фосс Л.Е., Косачев И.П., Мусин Р.З., Рамазанова А.И., Вахин А.В. Превращения высоковязкой нефти при каталитическом и некаталитическом акватермолизе // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – №4. – С. 30 – 37.
6. Biktagirov T., Gafurov M., Volodin M., Mamin G., Rodionov A., Izotov V., Vakhin A., Isakov D., Orlinskii S. Electron paramagnetic resonance study of rotational mobility of vanadyl porphyrin complexes in crude oil asphaltenes: Probing the effect of thermal treatment of heavy oils // Energy & Fuels. – 2014. – 28. – P.6683 – 6687.
7. Chen Y., Wang Y., Wu C. et al. Laboratory Experiments and Field Tests of an Amphiphilic Metallic Chelate for Catalytic Aquathermolysis of Heavy Oil // Energy & Fuels. – 2008. – V. 22. – P. 1502 – 1508.
8. Clark P. D., Hyne J. B., Lesage K. L., Tsang G. T. Energy&Fuels. – 1998. – V. 2. – P. 578.
9. Feoktistov D.A., Sitnov S.A., Vahin A.V., Petrovna M.S., Kayukova G.P., Nurgaliev D.K. The description of heavy oils and the products of their catalytic conversion according to sara-analysis data // International Journal of Applied Engineering Research. – 2015. – V. 10. – P. 45007 – 45014.
10. Maity S. K., Ancheya J., Marroquin G. Catalytic Aquathermolysis Used for Viscosity Reduction of Heavy Crude Oils: A Review // Energy Fuels. – 2010. – 24. – P. 2809 – 2816.
11. Liu Y., Fan H. The Effect of Hydrogen Donor Additive on the Viscosity of Heavy Oil during Steam Stimulation // Energy & Fuels. – 2002. – V. 16. – P. 842 – 846.

12. Mohammad A. A., Mamora D. D. In Situ Upgrading of Heavy Oil under Steam Injection with Tetralin and Catalyst // 2008 SPE International Thermal Operation and Heavy Oil Symposium, 20 – 23 October 2008, Calgary.
13. Petrov S.M., Zakiyeva R.R., Ibrahim A.Y., Baybekova L.R., Gussamov I.I., Sitnov S.A., Vakhin A.V. Upgrading of high-viscosity naphtha in the super-critical water environment // International Journal of Applied Engineering Research. – 2015. – V. 10. – P. 44656 – 44661.

**АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ ПЕРИОДИЧЕСКОГО
КРАТКОВРЕМЕННОГО ВКЛЮЧЕНИЯ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО
ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА**

К.В. Цивелев

Научный руководитель доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной работе рассмотрена эксплуатация нефтяных скважин в режиме периодического кратковременного включения (ПКВ) установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) на примере одного из нефтяных месторождений Томской области. Проведен анализ технологической и экономической эффективности применения данного режима, а также предложены рекомендации по выбору времени цикла работы скважины и подбору погружного оборудования.

В настоящее время в нефтяной отрасли не сложилось единого количественного критерия отнесения скважин к малodeбитному фонду. В данной работе к этой категории будут относиться скважины с дебитом жидкости менее 30 м³/сут, так как с этим значением связаны границы использования разных способов механизированной добычи.

Для эксплуатации малodeбитных скважин применяются следующие технологии: низкопроизводительные УЭЦН, периодическая эксплуатация скважин УЭЦН, установка штанговых глубинных насосов (УШГН), установка электроприводных винтовых насосов, установка штанговых винтовых насосов [4].

Фактически, весь малodeбитный фонд скважин поделен между УЭЦН и УШГН, а объем внедрения альтернативных им способов добычи незначителен. Эксплуатация малodeбитных скважин установками электроцентробежных насосов является наиболее распространенным способом в Западной Сибири. Причем используется как непрерывная эксплуатация с использованием УЭЦН с малой производительностью, так и эксплуатация в режиме периодического кратковременного включения.

Эксплуатация скважин в режиме ПКВ заключается в том, что откачка жидкости из скважины чередуется с ее накоплением в скважине. В скважины с притоком до 30 м³/сут спускается УЭЦН, производительность которого в 3-5 раз превышает данный приток. Ударные пусковые перегрузки устраняются за счет «мягкого» безударного пуска УЭЦН при помощи преобразователя частоты [3].

При применении данного режима повышается энергоэффективность малodeбитного фонда скважин. Это связано с тем, что более мощные по производительности насосы имеют более высокий коэффициент полезного действия (КПД) в сравнении с низкопроизводительными насосами. На рассматриваемом месторождении широко применяются УЭЦН REDA EZline (Schlumberger). Так, например, УЭЦН REDA D150EZ имеет КПД 32,54%, в то время как КПД УЭЦН REDA D700EZ составляет 62,04% [1].

Режим ПКВ позволяет увеличить межремонтный период работы скважин. Низкие показатели межремонтного периода эксплуатации малodeбитных скважин при эксплуатации низкопроизводительными насосами часто связаны с солеотложениями и механическими примесями. Эксплуатация скважин в режиме ПКВ помогает бороться с механическими примесями и солеотложениями, так как более мощные насосы имеют больший диаметр проходного сечения.

Таблица 1

Параметры скважины во время восстановления уровня

Время, час:мин:сек	Давление на ТМС, атм	Динамический уровень, м	Изменение в уровне, м	Приток к скважине, м ³ /час	Приток к скважине, м ³ /сут
18/08/15 03:58:53	35	2482			
18/08/15 04:58:52	39	2426	56	0,77	18,6
18/08/15 05:58:51	42	2382	44	0,60	14,4
18/08/15 06:58:50	45	2341	41	0,56	13,5
18/08/15 07:58:48	48	2298	43	0,59	14,2
18/08/15 08:58:47	51	2256	42	0,57	13,7
18/08/15 09:58:46	53	2228	28	0,39	9,3
18/08/15 10:58:45	56	2186	42	0,58	13,9
18/08/15 11:58:44	58	2158	28	0,39	9,3
18/08/15 12:58:43	60	2129	29	0,39	9,5
18/08/15 13:58:42	62	2101	28	0,38	9,1
18/08/15 14:58:41	64	2074	27	0,38	9,0

Время цикла работы скважины напрямую влияет на добычу жидкости. При накоплении динамический уровень уменьшается, соответственно, забойное давление растет, и депрессия уменьшается, в результате чего приток из пласта падает. Поэтому необходимо максимально приблизить усредненное забойное давление к целевому забойному давлению. Усредненным забойным давлением является среднее значение между верхней и

нижней границей давления при запуске и остановке УЭЦН. Целевое забойное давление – это минимальное давление, которое достигается в конце цикла откачки жидкости из скважины [2].

Наиболее предпочтительным является расчет режима ПКВ при помощи кривой восстановления уровня (КВУ), так как именно эти данные ложатся в основу цикла работы скважины [2]. Рассмотрим скважину, для которой имеются данные с блока считывания информации станции управления. Значения динамического уровня, пересчитанные с данных по изменению давления на приеме насоса, представлены в таблице 1.

По данным значениям можно получить зависимость притока скважины от динамического уровня, который напрямую влияет на забойное давление.

При увеличении уровня жидкости в скважине приток из скважины должен уменьшаться в связи с увеличением забойного давления. По расчетам, представленным в таблице 1, можно увидеть противоречивую информацию. При увеличении уровня в скважине расчетный приток как увеличивается, так и уменьшается. Причина заключается в ограниченной разрешающей способности прибора, измеряющего давление. Для устранения данной проблемы снятые значения уровней следует интерполировать гладкой кривой при помощи линии тренда. С помощью полученной интерполированной кривой можно рассчитать новые значения притока из скважины.

Задача определения времени цикла сводится к определению максимального значения уровня жидкости в скважине, при котором насос должен включаться в работу. Необходимо отталкиваться от максимального допустимого процента отклонения от целевого дебита, минимальной скорости потока, необходимой для охлаждения электродвигателя, а также от максимально допустимого числа запусков насоса за определенный момент времени. При этом необходимо принимать во внимание приток жидкости из пласта во время работы насоса. Время накопления от целевого уровня до максимального определяется при помощи функции кривой восстановления уровня.

Из таблицы 2 наглядно видно, что при изменении времени цикла работы скважины меняется текущий динамический уровень, соответственно, меняется среднеинтегральное забойное давление, значит, изменяется и дебит.

Таблица 2

Зависимость дебита жидкости от количества циклов

Циклов в день	Динамический уровень, м	Время откачки в одном цикле, час:мин:сек	Время накопления в одном цикле, час:мин:сек	Дебит жидкости, м ³ /сут
	2480			
87	2470	0:5:38	0:11:00	18,61
44	2459	0:11:08	0:22:00	18,49
22	2439	0:21:50	0:43:59	18,24
15	2420	0:32:06	1:05:59	18
8	2373	0:56:03	2:00:58	17,42
4	2274	1:44:59	4:12:55	16,13
3	2216	2:12:09	5:40:54	15,36
2	2106	3:01:42	8:58:50	13,87

При увеличении количества циклов в день с 22 до 87, дебит жидкости увеличивается на 0,37 м³/сут, что составляет 2,02%. При обводненности 6%, разница в дебите нефти для данной скважины составляет 0,3478 м³/сут или 10,434 м³/месяц. Увеличенное число запусков скважины может привести к уменьшению межремонтного периода. Поэтому, принимая решение о времени цикла работы оборудования необходимо отталкиваться от экономических и технологических показателей.

На изучаемом нефтяном месторождении скважины, работающие в режиме ПКВ, эксплуатируются в часовом цикле, то есть сумма времен откачки и накопления составляет 1 час. По расчетам, выполненным в данной работе, следует вывод, что уменьшение времени работы цикла скважины приводит к увеличению дебита по жидкости на 2 – 3% за счет уменьшения целевого забойного давления. Преобразователи частоты устраняют возможные ударные пусковые нагрузки.

Литература

1. Документация по оборудованию REDA EZline: Schlumberger, 2007. – с. 51.
2. Инструкция по применению режима периодического кратковременного включения на малодобитном и осложненном фонде: ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, 2013. – с. 20.
3. Лапшин А.А. Эксплуатация малодобитных скважин с УЭЦН в периодическом режиме//производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – с. 14 – 20.
4. Якимов С.Б. Состояние и перспективы использования технологий эксплуатации малодобитных скважин в ОАО «НК «Роснефть»//Производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – с. 4 – 12.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С
ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА**

С.Е. Чебан

Научный руководитель профессор С.Ф. Мулявин

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Томск, Россия

Известно, что на отечественных месторождениях разработка газоконденсатных залежей осуществляется в режиме истощения пластовой энергии. Такой режим ведет к потере определенных, нередко значительных, объемов конденсата, поскольку растворенный в пластовом газе газоконденсатных залежей конденсат при снижении пластового давления выпадает из газовой фазы. Оседая в пласте, он становится полностью или частично неподвижным. На современном уровне развития нефтегазовой отрасли при разработке газоконденсатных залежей со значительным содержанием конденсата в пластовом газе целесообразно и возможно, с целью повышения коэффициента извлечения конденсата (КИК), осуществлять поддержание пластового давления.

Опыт разработки при естественном водонапорном режиме газовых месторождений с неоднородными по коллекторским свойствам пластами показывает, что имеют место невысокие коэффициенты газоотдачи (до 50 % и менее).

Аналогом заводнения для газоконденсатных залежей является сайклинг-процесс. Сайклинг-процесс – это способ разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления посредством обратной закачки газа в продуктивный горизонт. Поддержание пластового давления препятствует происходящему вследствие ретроградной конденсации выделению в продуктивном горизонте из пластового газа высококипящих углеводородов, образующих газовый конденсат (который в противном случае является практически потерянными).

При разработке газоконденсатных месторождений на режиме истощения, коэффициент извлечения конденсата (КИК) определяется методом дифференциальной конденсации пробы пластовой смеси в сосуде РVT доконечного давления 0,1013 МПа. Получаемый при этом КИК является завышенным, так как в лабораторных условиях не учитываются природные факторы. Промышленную эксплуатацию ГКМ прекращают после снижения пластового давления до давления «забрасывания» $P_{забр}$. Причем, как правило, $P_{забр}$ много больше атмосферного давления (0,1013 МПа).

Для примера, на Вуктыльском месторождении $P_{забр}$ равно 1,8 МПа, на Оренбургском – 3,0 МПа, на Астраханском – 25,0 МПа, на Уренгойском месторождении (валанжин) – 5,0 МПа[4].

После корректировки с учетом давления «забрасывания» КИК снижается в среднем на 17–30 %, но все же остается более высоким, чем реально достигаемый на объектах. Одно из основных условий получения надежных прогнозных и фактических газоконденсатных характеристик – точная оценка начальных параметров пластовой системы и дальнейшая их корректировка по результатам разработки залежей.

В зависимости от фазового состояния пластовые газоконденсатные системы бывают насыщенными (Оренбургское и Уренгойское НГКМ) и недонасыщенными (Вуктыльское НГКМ и Астраханское ГКМ). При этом существенно различаются коллекторские свойства, флюиды, технологии разработки (таблица).

Следует подчеркнуть, что максимальный эффект (отбор всего количества конденсата) достигается, когда реализуются адекватные технико-технологические решения: длительное удержание пластовой смеси в однофазном газовом состоянии, максимальный охвата пласта нагнетаемым газом, оптимальное размещение нагнетательных и добывающих скважин, массовый гидроразрыв пласта (ГРП) и др.

Таблица

Основные геологические и газоконденсатные характеристики залежей

Показатели	Вуктыльское	Оренбургское	Астраханское	Уренгойское
Глубина залегания, м	2150–3500	1300–1750	3870–4100	2700–3090
Пластовое давление, МПа	34–36,4	19,5–20,5	61,2	28,6
Пластовая температура, °С	60–64	29–32	110	82,5
Тип коллектора	Карбонатный	Карбонатный	Карбонатный	Терригенный
Запасы газа, млрд.м ³	440	1980	3800	12400
Кэфф. проницаемости, 10–3 мкм ²	>1	1–100	0,78–3,62	40
Молярная доля С ₂ –С ₄ , %	14,5	7,44	3,8	11,5
Молярная доля Н ₂ С/СО ₂ , %	-	2,33/1,34	25/13	-
Начальное содержание С _{5+В} , г/м ³	330	74	265	257
Плотность стабильного конденсата, г/см ³	0,745–0,747	0,698–0,715	0,795–0,825	0,736–0,760
Оценка КИК при сайклинг-процессе, %	73	81	89	83

Выполненные исследования и анализ разработки ГКМ позволили оценить прирост КИК при реализации сайклинг-процесса [4]: прирост КИК оценивается примерно в 40% (рисунок).

Влияние на КИК оказывает также коэффициент проницаемости коллектора. Так при коэффициент проницаемости, равном $0,001 \text{ мкм}^2$, КИК равен 20%.

При коэффициент проницаемости, равном $0,1 \text{ мкм}^2$, КИК составляет уже 42%.

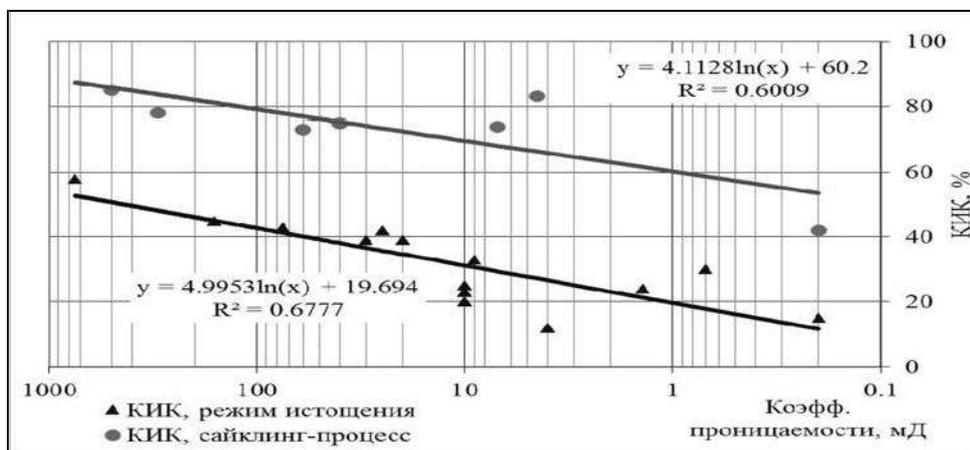


Рис. Зависимость КИК от коэффициента проницаемости при разработке ГКМ (данные по рудороссийских и зарубежных месторождений):
1 – сайклинг-процесс, 2 – режим истощения

Эти результаты являются первым шагом для выработки рекомендаций по повышению конденсатоотдачи пласта путем вовлечения в активную разработку запасов ГКМ.

В процессе промышленных испытаний технологии повышения конденсатоотдачи были выявлены и достоверно отслежены закономерности поведения пластовых давлений и изменения дебитов скважин. Установлено, что рост пластового давления и прорыв нагнетаемого газа в эксплуатационные скважины приводит к увеличению их производительности, в некоторых скважинах более чем в 1,5 раза.

По результатам оценки авторов предложенной технологии к 2010 г. на полигоне было дополнительно извлечено около 12 % метана и около 6 % компонентов C_{2-4} . Дополнительная добыча конденсата по обоим УКПГ составила примерно 1 % начальных запасов. Абсолютное выражение суммарной доп. добычи конденсата составило 420 тыс. т., что подтверждает эффективность данной технологии.

Опыт реализации сайклинг-процесса за рубежом (Америка, Канада) показывает его высокую технологическую и экономическую эффективность. Прирост КИК, по сравнению с режимом истощения составляет до 40 абсолютных % [1].

Промышленная разработка газоконденсатных месторождений в России ведется исключительно на истощение, хотя как показывают исследования применение технологии сайклинг-процесс, при современных ценах на углеводородное сырье и нынешних налоговых льготах, является экономически привлекательным [3].

Литература

1. Вяжнев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа. – М., Недра, 1998.
2. Самсонов Р.О., Люгай Д.В., Николаев В.А. Трудноизвлекаемые запасы жидких углеводородов: проблемы освоения / Газовая промышленность. – 2007 – с. 52 – 54.
3. Юшков Ю.Ф. Обоснование коэффициентов конденсатоизвлечения на стадии ТЭО и проектирования разработки газоконденсатных месторождений / Материалы научно практической сессии ЦКР. Новосибирск издательство Сибирского отделения Российской академии наук, 2007. – С. 31 – 32.

АНАЛИЗ РАБОТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ СКВАЖИН

Т.М.Черных

Научный руководитель ассистент Е.В. Курганова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время возникла тенденция эффективного использования всех природных ресурсов. В связи с этим созрела необходимость использования природного газа метана для промышленно-хозяйственных нужд (заправка автотранспорта, освещения и т.д.).

В России наиболее перспективным и подготовленным регионом для добычи метана из газоносных угольных пластов является Кузнецкий угольный бассейн (Кузбасс).

Среди известных угольных бассейнов мира по своим углегазопромысловым характеристикам Кузбасс уникален и ему практически нет равных:

- угленосная толща представлена наиболее предпочтительными с точки зрения метаносности марками углей с суммарной мощностью пластов до 90 – 120 м при содержании метана до 25 – 30 м³/т;
- высокая плотность (концентрация) ресурсов метана в угольных пластах – до 3 млрд. м³/км²;
- большие суммарные прогнозные ресурсы метана в угольных пластах бассейна (до глубины 1800 м) 13 трлн. м³ на площади 21 тыс. км², при этом в наиболее перспективных южных районах (Ерунаковском, Терсинском, Томь-Усинском, Мрасском) ресурсы оцениваются в 0,9 – 3,2 трлн. м³, а на отдельных перспективных площадях в 100 – 480 млрд. м³. Газ практически чистый и в дополнительной очистке не нуждается [2].

Созданная в Кузбассе промышленная инфраструктура создает исключительно благоприятные условия для организации здесь добычи метана из угольных месторождений.

Метан, добываемый из угольных пластов с помощью пробуренных скважин, является экологически чистым углеводородным сырьем как для газификации самого региона, так и для использования его в промышленности, газохимии, как моторного топлива и т.д.

При решении вышеперечисленных задач важную роль играет интенсификация и оптимизация использования газопромыслового оборудования на всех этапах добычи и подготовки газа к транспортировке. Причем, именно этап добычи газа в значительной мере определяет эффективность функционирования метаноголевого комплекса в целом. Поэтому в сложившейся ситуации оптимальность использования скважинного оборудования, рациональность расходования его ресурса и продление срока службы приобретают особую актуальность [3].

Целью работы является анализ эффективности работы механизированного фонда скважин оборудованного газонефтяным оборудованием (ГНО) на Нарыкско-Осташкинском месторождении, а также грамотный анализ и подбор усовершенствованных технологий для решения части эксплуатационных причин, которые ведут к неисправности оборудования в конкретных скважинах, для обеспечения их надежной работы и снижения затрат на извлечение пластовой жидкости.

Освоение метаногольных скважин осуществляют в два этапа. Первый этап характеризуется интенсивным выносом жидкости после проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) с повышенным содержанием механических примесей: проппанта, глинистого раствора, угольного шлама.

При откачке пластовой жидкости, в процессе снижения динамического уровня в скважине необходимо контролировать момент начала десорбции газа, который сопровождается изменением давления (повышением давления газа) в затрубном пространстве.

Особо важно контролировать состояние и свойства откачиваемой жидкости (цвет, наличие примесей – угольного шлама и т.д.). Так темная вода с угольной пылью позволяет судить о том, что началось разрушение угольного пласта, что приводит к кольтматации призабойной зоны пласта.

Результаты, полученные в специализированной лаборатории показали, что на скважинах Талдинской площади среднее содержание механических примесей в перекачиваемой жидкости составляет 12 мг/л. На скважинах Нарыкско-Осташкинской площади значения достигают 406 мг/л.

Отсюда следует вывод, что на начальном этапе освоения происходит значительный вынос мехпримесей, а в процессе эксплуатации содержание взвешенных веществ –кратно снижается. Поэтому целями первого этапа освоения являются:

- удаление механических примесей;
- минимизация отказов погружного оборудования, которое будет использовано в период пробной эксплуатации;
- косвенное определение потенциальных дебитов воды и газа.

На начальном этапе освоения компоновку насосного оборудования для откачки пластовой жидкости изначально спускали в скважину на глубину 300-450 м.

Наиболее оптимальной глубиной спуска компоновки глубинно-насосного оборудования на первом этапе освоения является спуск на глубину 50 м выше глубины залегания верхнего продуктивного пласта [3]. Если скважина не подвергалась гидравлическому разрыву, то первый этап освоения исключается.

Данный этап освоения позволяет с большей точностью определить потенциальные возможности скважины по дебиту газа и воды, а также подобрать наиболее подходящий типоразмер насосного оборудования на второй этап - вывод на установившийся режим эксплуатации, и максимально исключить риски засорения мехпримесями газонефтяного оборудования.

На втором этапе (скважины Нарыкско-Осташкинской площади) исключили применение газопесочного якоря (т.к. в процессе эксплуатации происходит забивание приемной сетки мехпримесями, что приводит к преждевременному отказу оборудования).

В 2002-2003 гг. в Кузбассе при проведении газодинамических исследований на разведочной скважине, был получен первый опыт применения установок штанговых глубинных насосов (УШГН) плунжерного типа для откачки пластовой жидкости [4].

Применение установок штанговых глубинных насосов плунжерного типа не получило должного распространения,

в связи с засорением мехпримесями клапанных пар, невозможностью обратной промывки, и поглощением промывочной жидкости продуктивными пластами.

Более широкое применение получили штанговые винтовые насосные установки (УШВН), являющиеся наиболее универсальными для условий метаноугольных месторождений [2].

Основными причинами отказов данного вида оборудования явились: не герметичность и отворот насосно компрессорных труб, отворот и обрыв штанг, заклинивание насоса.

Средняя наработка штанговых винтовых насосных установок на отказ по фонду составила 99 суток (за период 2009-2012г).

Таким образом для эксплуатации на метаноугольных скважинах наиболее оптимальными типами погружного оборудования являются штанговые винтовые насосные установки.

В связи с этим, на данном этапе целесообразно использовать штанговые винтовые насосные установки, в силу их универсальности и устойчивости к повышенному содержанию мехпримесей в откачиваемой пластовой жидкости.

При этом рекомендуется соблюдать следующие условия

1. исключить из компоновки газопесочный якорь с целью минимизации и исключения дальнейших рисков отказов штанговых винтовых насосных установок на начальном этапе освоения скважин;
2. Оптимально применять и размещать центраторы с целью уменьшения механического износа при контакте насосной штанги с насосно-компрессорными трубами (НКТ) и увеличения срока ее эксплуатации;
3. Применять в составе штанговых винтовых насосных установок динамический противоотворотный анкер А-168 во избежание отворотов резьбовых соединений узлов компоновки штанговых винтовых насосных установок при заклинивании винтовой пары;
4. Использовать систему погружной телеметрии с разрешающей способностью 0,01 атм;
5. По возможности исключить работу газонефтяного оборудования в периодическом режиме [1].

В результате, по длительности работы оборудования, по финансовой доходности и по эффективности эксплуатации, была предложена установка штанговых винтовых насосов. Данный вид установок изначально используется для откачки пластовой воды.

Использование метана угольных пластов экономически выгодно, прежде всего за счет сравнительно незначительного «транспортного плеча» от месторождения до потребителя. Кроме того, содержание метана в угольном газе достигает 98-99%, а значит не требуется дополнительных затрат на очистку и переработку газа перед его транспортировкой [4].

Литература

1. Дроздов А.Н. Применение установок погружных гидроструйных насосов для эксплуатации осложненных скважин// Нефтегазовая вертикаль. – 2009. – №12 – С.70 – 73.
2. Карасевич А.М. Методология и средства управления развитием региональных систем газоснабжения: Автореферат. Дис. док. тех. наук. – Иркутск, 2003г.
3. Лопатин Р.Р. Модели и алгоритмы частотно-регулируемого процесса расклинивания электроцентробежного насоса при добыче нефти в осложненных условиях: Автореферат. Дис. канд. тех. наук. – Томск, 2011г.
4. Спицын Г.С. Газ из угольных пластов. Электронный ресурс URL: <http://www.twidler.ru> (дата обращения 07.02.2016)

ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ УЭЦН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ВЫНОСОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК

К.С. Шевяков

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ускоренные темпы нефтедобычи, которые требуют повышенных нагрузок на пласт, использование наклонно-направленного и горизонтального бурения, а так же методов забуривания боковых стволов для увеличения площади дренирования, повсеместное применение гидравлических разрывов пласта, направленных на интенсификацию притока и задавка в эксплуатационные пласты различных химических реагентов влекут за собой повышение содержания механических примесей в добываемой продукции скважин. Увеличение количества взвешенных частиц на приеме УЭЦН становится причиной повышенного износа глубинно-насосного оборудования. По этой причине работы по защите электроцентробежных насосов от пагубного влияния механических примесей, является весьма актуальным.

Механические примеси представляют собой твердые вещества, которые содержатся в пластовой жидкости и входят в состав отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования.

Согласно анализа базы отказов ОАО «Томскнефть» ВНК за 2010 год (таблица), процентная доля поломок электроцентробежных насосов в результате засорения механическими примесями весама и занимает одну из лидирующих позиций списка.

Методы борьбы с механическими примесями, применяемые на данный момент в производственных подразделениях ОАО «Томскнефть» ВНК включают в себя применение следующего оборудования:

- Шламоуловитель ШУМ производства ЗАО «Новомет-Пермь»
- Фильтр МВФ производства ЗАО «Новомет-Пермь»
- Фильтр ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь»

- Фильтр-насадка ФНТ производства ЗАО ПО «Стронг»
 - Скважинный фильтр ФС-73 – производства ОАО «Тяжпрессмаш».
- Так же для ослабления влияния механических примесей применяются станции управления с частотно-регулируемым приводом.

Таблица

Основные причины отказов УЭЦН

Причина отказа	Доля в процентах от общего числа
Авария (полет)	16,99%
Брак Новомет	16,5%
Негерметичность НКТ	12,84%
Коррозия НКТ	10,02%
Засорение мехпримесями	9,54%
Солеотложения	8,19%
Брак Римера	8,19%
Брак ТКРС	5,5%
Брак СЦ-ЭПУ	4,89%
Не обеспечен приток	3,3%
Брак сервиса НКТ	3,06%
Брак НКТ (завод)	0,98%

Данное оборудование обеспечивает частичную защиту электроцентробежных насосов от губительного влияния механических примесей, однако при этом обладает рядом существенных недостатков, таких как: высокая стоимость, низкая ремонтпригодность, ограничение притока, увеличение общей длины установки, засорение фильтрующих элементов, сравнительно большие входные сопротивления [3].

На сегодняшний день отечественные и иностранные заводы-изготовители глубинно-насосного оборудования предлагают большое количество разработок, защищающих электроцентробежные насосы от действия механических примесей. Согласно принципа работы их можно разделить на три типа: фильтрационные, гравитационные и комбинированные. Практическое применение устройств всех трех типов не показало должного уровня защиты УЭЦН.

В настоящее время центробежные газосепараторы широко применяются в современной практике нефтедобычи, из-за высокой сепарационной способности они ставшие заменой газосепараторам гравитационного и фильтрационного принципов работы. При анализе принципа их работы была получена закономерность распределения фаз от центральной оси, где находится газовая фаза и до периферии, куда под действием центробежных сил смещается жидкая фаза и твердые частицы.

Учитывая описанный выше процесс разделения фаз в поле центробежных сил, компанией ЗАО «Новомет-Пермь» было разработано оборудование [1], которое способно разделять многофазный поток на твердые частицы, очищенную жидкость и газовую фазу, и переносить примеси в специальный отсек накопитель или на забой добывающий скважины под интервал перфорации.

При расчете сепарационной камеры устройства, было выявлено, что для работы с жидкостями малой вязкости ее длина должна составлять всего несколько сантиметров, при проведении дальнейших расчетов установлено, что для сепарации частиц диаметром равным 30 мкм, от жидкости с $\mu = 5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$, необходимая длина должна составлять уже 60 см, а для $\mu = 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$ – около 100 см.

Сепаратор механических примесей погружной (ПСМ) присоединяется к нижней части гидрозатвора, верхняя часть которой присоединяется к двигателю с двухсторонним выходом вала. Входит в состав УЭЦН и устанавливается без уплотнения.

Пластовая жидкость поступает на прием ПСМ через входные отверстия, и затем она попадает на вращающийся ротор, где происходит разделение жидкости и содержащихся в ней механических примесей под действием центробежных сил. Частицы вместе с жидкостью направляются по винтообразным каналам в отстойник и оседают на дне. Емкость контейнера (отстойника) может варьироваться, и определяется, исходя из концентрации мехпримесей и подачи насоса. Очищенная пластовая жидкость выбрасывается через специальный канал сепаратора, а затем поступает на приёмный модуль центробежного насоса или газосепаратора. За счет большей подачи, чем у насоса, часть этой жидкости отправляется обратно, на приём ПСМ, создавая при этом гидрозатвор, препятствующий поступлению неочищенной жидкости на прием насоса в обход ПСМ. В случае переполнения камеры для сбора твердых частиц, что может быть результатом длительной откачки флюида с высоким содержанием механических примесей, они поступают по хвостовику на забой скважины, расположенный под интервалом перфорации.

Опыт применения данного типа устройств показал, что время их наработки на

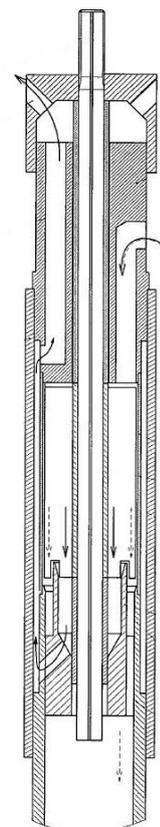


Рис. Схема центробежног о сепаратора механических примесей

отказ составляет порядка 30–100 сут. Это значительно меньше характерного времени безотказной работы ЭЦН. Причина отказа – сквозное разрушение корпуса, характерное и для газосепараторов. Рассмотрим результаты исследования компании ЗАО «Новомет-Пермь», результаты стеновых исследований разрушения сепаратора механических примесей и его новую конструкцию (рисунок) [2].

Исследования проводились на стенде, моделирующем скважинные условия. В сепаратор подавалась смесь воды и кварцевого песка концентрацией 10 г/л. Частицы были двух фракций: 0,01–0,03 и 0,5–1 мм в соотношении 1:1. В ходе испытаний смесь несколько раз фильтровалась через сепарационную камеру. Ежечасо ее заменяли на новую по причине измельчения частиц. После четырех часов испытаний на гильзе сепаратора появились отверстия, идентичные отверстиям на образце который извлекли из скважины. Разрушения находились на стыках лопастей в местах формирования вихрей. В вихрях возрастала концентрация частиц, а, следовательно, и скорость износа.

С целью снижения захвата частиц вихрями было предложено несколько вариантов изменения конструкции ПСМ:

- 1) установка шнеков меньшего диаметра для уменьшения центробежных сил;
- 2) снижение образования вихрей путем использования систем с одинаковым числом лопастей и шагом;
- 3) применение систем с одинаковым числом лопастей и шагом вкупе с увеличением в два раза высоты спиральных лопастей для увеличения скорости и снижения вихреобразования.

Результаты испытаний позволили создать опытные модели, наработка на отказ которых не превышала 100 суток, что не являлось приемлемым результатом.

Итогом работы стала новая конструкция погружного сепаратора механических примесей, сепарационным блоком которого выступал геликоидальный шнек с переменным шагом, лопастная система которого устроена так, что твердые частицы, движущиеся под действием центробежных сил в направлении, перпендикулярном оси вращения, прежде чем достичь корпуса, сталкиваются с лопастями, которые в свою очередь и экранируют корпус, защищая его от гидробразивного износа.

Новая конструкция сепаратора была испытана в тех же условиях, что и серийная. Установлено, что для новой конструкции сепаратора характерен равномерный износ гильзы по всей ее длине, тогда как в серийной конструкции износ локализован в узких областях на стыках лопастных систем. Средняя скорость износа уменьшилась примерно в 10 раз. Коэффициент сепарации частиц размером от 10 до 100 мкм при подаче до 200 м³/сут составил более 95 %. По результатам проведенных исследований рекомендуется повсеместное внедрение центробежного сепаратора механических примесей на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК.

Литература

1. Деньгаев А.В., Вербицкий В.С., Дроздов А.Н., Петров Д.А. Разработка принципов центробежной сепарации механических примесей на приеме УЭЦН. – Территория нефтегаз. – 2007. – № 10.
2. Островский В.Г., Пещеренко С.Н., Перельман М.О. Центробежный сепаратор механических примесей. – Нефтяное хозяйство. – 2015. – №3.
3. Лазарев А.Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями. – Инженерная практика. – 2010. – № 2.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИН ГРП НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «М» ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Шерстобитов, Ш.Р. Садретдинов, И.В. Матвеев

Научный руководитель доцент Ш.Р. Садретдинов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в добывающих скважинах является одним из самых распространенных и эффективных инструментов повышения нефтеотдачи. Серьезные последствия некачественного проведения и большая стоимость операции обуславливают необходимость моделирования ГРП для уменьшения рисков и повышения эффективности.

На сегодняшний день существует множество способов моделирования ГРП в цифровых гидродинамических моделях нефтяных пластов. В данной работе предполагается сопоставить три метода расчета ГРП на скважинах: наиболее распространенный метод 1 – задание скин-фактора на интервалах перфораций с учётом высоты трещины ГРП; 2 – задание трещины с помощью виртуальных перфораций; 3 – явное моделирование трещин ГРП в гидродинамическом симуляторе «Navigator».

Для решения поставленной задачи был выбран участок площади месторождения «М» Томской области. Основой для гидродинамической модели (ГДМ) являлась постоянно-действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) данного месторождения.

Исходные данные для проекта:

- Геологическая модель (ПДГТМ);
- Физико-химические свойства флюидов;
- Общие и специальные исследования керна
- Гидродинамические исследования скважин, а также трассерные исследования;
- Данные добычи

• Дизайн трещин ГРП

Исследования проводились на примере работы скважины №28, на которой в 2012 году была проведена операция ГРП. Для адаптации выполнялась настройка обводненности, затем пластового и забойного давлений, а так же накопленных показателей.

При использовании первого метода моделирования ГРП с заданием отрицательного скин-фактора трещина учитывается вскрытием выше- и нижележащих объектов моделирования и не позволяет учесть горизонтальной направленности трещины ГРП. Обусловлено это тем, что определяющим параметром, влияющим на скин является приведенный радиус скважины:

$$S = \ln(r_c / r_c^*),$$

где S – скин фактор, r_c – радиус реальной скважины, r_c^* – приведенный радиус [1]. В случае моделирования ГРП ($r_c \ll r_c^*$), соответственно получаем отрицательное значение скин фактора. Непосредственно сам скин фактор участвует в уравнении Дюпюи расчета продуктивности скважины. Данное уравнение в гидродинамическом симуляторе рассчитывается только в тех ячейках, которые вскрыты скважиной. Таким образом, данный подход не позволяет учесть направленного характера трещины ГРП.

Второй подход, рассматриваемый в работе, заключается в задании виртуальных перфораций. Суть данного метода заключается в задании псевдо горизонтальных скважин. Полуудлина трещины по актам ГРП для скважины №28 равняется 150м, ширина трещины равна 4мм. Поскольку в актах не указан азимут угла распространения трещины ГРП, то данный параметр определялся путем подбора. По результатам выполненных расчетов установлено, что преимущественное направление азимута трещин ГРП составляет 30 градусов. Так как размерность сетки исследуемого месторождения 100×100м., то добавляется по одной виртуальной перфорации от центра скважины с диаметром ствола 4мм. На рис.1 для наглядности показан разрез скважины 28 и показана эта же скважина на 2Д карте. Как видно из графика на рис.2 данный подход корректно воспроизводит поведение забойного давления в ГДМ к историческим данным, что говорит хорошей согласованности данного подхода с физикой процесса.

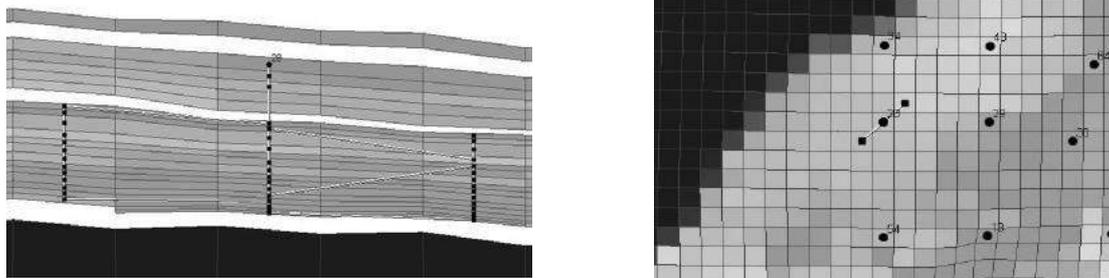


Рис.1 Положение скважины №28 в разрезе и в плане, моделирование ГРП методом виртуальных перфораций

Третий подход заключается в явном задании параметров гидроразрыва в слое сетки для интервала перфорации скважины (ширина, полуудлина и высота трещины, множитель продуктивности трещины). Данный способ реализован набором ключевых слов в ПО «Navigator». Свойства закачиваемого пропанта задавались по известным эмпирическим зависимостям. Данный подход так же показал очень хорошее согласование с историческими данными работы скважины.

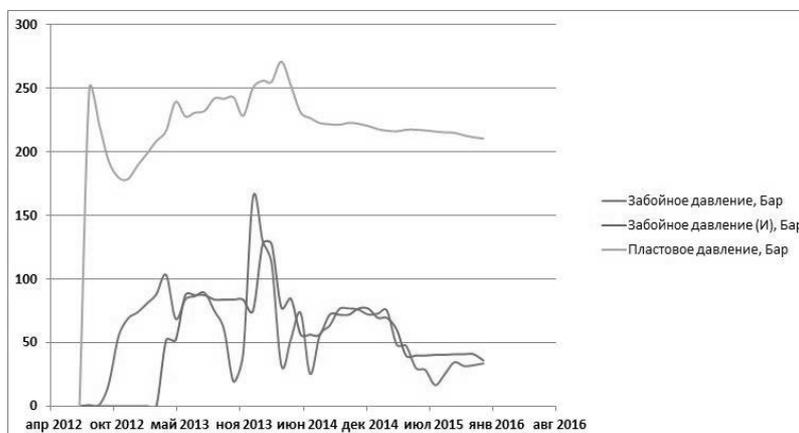


Рис.2 График забойного давления скв. №28 подход с виртуальными перфорациями

Подводя итоги можно сделать выводы, что второй и третий подходы к моделированию ГРП являются наиболее корректными для моделирования процедуры ГРП. Первый же подход ограничен, и по сути, трещина ГРП моделируется одним скин-фактором, без учета параметров трещин гидроразрыва. Отдельно можно отметить привлекательность подхода с виртуальными перфорациями, за счет применимости данного подхода в любом гидродинамическом симуляторе. Тогда как при моделировании трещин в ПО «Navigator», мы можем использовать данный подход только в данном симуляторе, т.к. используются оригинальные ключевые слова.

Литература

1. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.
2. Справочное руководство ECLIPSE. 2005. – 2207 с.

КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ

Д.С. Щеголихин

Научный руководитель инженер-исследователь Д.О. Глушков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В России последние десять лет наблюдалось повышение доли начальных трудноизвлекаемых запасов, а также снижение коэффициента нефтеотдачи, рост которого начался совсем недавно.

Новые технологии позволят России дополнительно получать 28-30 миллиардов долларов в год. К сожалению, в России процессы внедрения таких технологий идут медленно, в то время, как США используя новейшие технологические разработки ежегодно дополнительно получает более 30 миллиардов долларов.

По мнению экспертов, к 2020 г. при благоприятных экономических условиях извлекаемые запасы в России при внедрении новейших технологий могут быть увеличены до 4 миллиардов тонн при годовой дополнительной добыче в 40-60 миллионов тонн [3].

Интеллектуальное нефтегазовое месторождение – система автоматического (автоматизированного) управления операциями по добыче нефти и газа, предусматривающая непрерывную в реальном масштабе времени оптимизацию интегральной модели месторождения и модели управления добычей, гарантирующей оптимальное управление на всех уровнях при контроле целей предприятия.

Основными условиями существования интеллектуального месторождения является: формализованность информационной модели месторождения, наличие аппарата управления, точные интерфейсы обратной связи, интерфейсы для оптимизации процессов, моделей и критериев [2].

В рамках концепции «интеллектуальное месторождение» можно получить информационные технологии, которые позволяют:

1) Оптимизировать производительность оборудования и продуктивность скважин за счет анализа данных телеметрии, замеров давлений и дебитов на «спутниках», акустического шума, температур, данных типовых и специальных гидродинамических и геофизических исследований, актов испытаний, результатов освоения скважин после ремонтов, данных о проведенных и проводимых геолого-технических мероприятиях и сопутствующих простоях, описания событий в наземных трубопроводных системах, результатов диагностики оборудования и других данных;

2) Оптимизировать режим работы комплексной иерархической системы «пласты-скважины-коллектор» по критериям экономической эффективности - увеличение количества нефти, получаемой из конкретного месторождения и снижение затрат в том числе на освоение новых месторождений в удаленных районах;

3) Централизованно управлять большим количеством скважин с помощью систем дистанционного мониторинга;

4) Планировать в упреждающем режиме профилактическое обслуживание оборудования, точно и быстро принимать решения, в том числе в реальном времени;

5) На основе прошлых данных сроки истощения скважин, а данные старых скважин с богатой историей добычи использовать для прогнозирования поведения новых скважин

6) Решать задачи связанные с оптимизацией тех или иных процессов нефтедобычи [2].

Целью автоматизации технологических и производственных процессов в нефтегазовой отрасли является более полное использование потенциальных возможностей, заложенных в технологии и управление, и, прежде всего:

1) Наиболее полное извлечение нефти и газа из продуктивных пластов и доставку их потребителю с установленными технико-экономическими показателями;

2) Повышение производительности нефтехимического оборудования;

3) Сокращение потерь всехвидов ресурсов;

4) Сокращение обслуживающего персонала;

5) Улучшение качества подготовки нефти, газа, воды;

6) Транспортирование нефти и газа без потерь. [1]

Основными показателями, определяющими экономическую целесообразность затрат на разработку, внедрение и эксплуатацию средств и систем автоматизации являются годовой экономический эффект, прирост прибыли, срок окупаемости капитальных вложений.

Ввиду сложности и нечеткой определенности геологических моделей (как части интегральной модели) построить полностью автоматическое управление нефтедобычей в обозримый период времени представляется невозможным, но при этом возможно использовать данный эталон для формирования целей для программ по снижению человеческого фактора в процессах управления жизненным циклом месторождений. [2]

Предлагаемая система, верхнего и среднего уровня от диспетчерского пункта (ДП) до автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ), аналогична существующим системам (кабельным, на УКВ или GSM).

Построение сенсорной сети для мониторинга состояния и автоматического управления оборудованием куста нефтяных скважин, оснащенных штанговыми глубинными насосами (ШГН) либо погружными насосами (ЭЦН), а также мониторинг и управление исполнительными механизмами групповых замерных установок (ГЗУ).

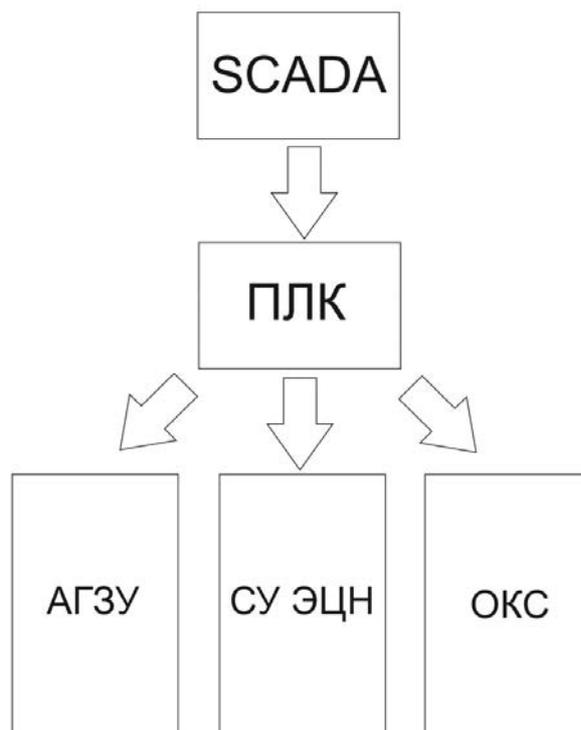


Рис.1 Структурная схема технологической сети

Куст включает в себя три типа скважин:

- 1) Добывающая скважина добывающая нефть;
- 2) Водозаборная – скважина добывающая воду из верхних слоев земли;
- 3) Нагнетательная – скважина нагнетающая воду для поддержания внутрипластового давления.

Оборудование:

- 1) АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка. Служит для определения объема добываемой жидкости, процентного содержания газа и воды, контроля давления в трубе коллектора;
- 2) СУ ЭЦН – Станция управления погружными насосами. Обеспечивает долговечность оборудования и правильность работы системы;
- 3) ОКС – общекустовая станция. Обеспечивает сбор информации, а также управление общекустовым оборудованием, реализацию общекустовых алгоритмов и передачу данных на диспетчерский пульт.

Основной задачей общекустового оборудования является проведение замеров и мониторинг технологических параметров куста.

Литература

1. Громаков Е.И. Автоматизация нефтегазовыми технологическими процессами. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – С. 8 – 9.
2. Интеллектуальное нефтяное месторождение. // Википедии – свободной энциклопедии. URL: ru.wikipedia.org/wiki.
3. Новые технологии добычи нефти [Электронный ресурс] // rosinvest.com: нефть, больше чем золото. URL: <http://rosinvest.com/acolumn/blog/neft/505.html>.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

В.В. Ярмонов, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время электрическая энергия является основным видом энергии, которую используют на предприятиях по добыче нефти и газа. Основными источниками электроэнергии нефтегазодобывающих предприятий являются распределительные сети электроэнергетических компаний, а так же автономные электростанции собственных нужд (ЭСН).

Нефтяная промышленность входит в стратегическое перспективное направление нефтегазового комплекса развития добывающей промышленности Красноярского края. На территории Красноярского края крупнейшими месторождениями нефти и газа являются такие месторождения как :Ванкорское (запасы нефти и газоконденсата на проекте оценивались в 450 млн. тонн, запасы газа - в 161 млрд. кубометров), Ичемминское (запасы нефти оцениваются в 6,6 миллионов тонн, Тагульское (запасы нефти составляют около 10,5 миллионов баррелей).

Электроснабжение данных месторождений осуществляется от Единой энергосистемы России. В Красноярской области существенную роль для поддержания баланса энергосистемы осуществляет Назаровская ГРЭС.

Назаровская ГРЭС находится на пересечении магистральных электрических сетей. Через территорию станции проходит линия электропередачи 500 кВ, передающая электроэнергию в Красноярск и города края – Ачинск, Ужур, Лесосибирск, а также в соседние регионы – Кузбасс, Республику Хакасия и Республику Тыва. Кроме того, станция обеспечивает тепло промышленные и сельскохозяйственные предприятия, предприятия социальной сферы и жилые дома города Назарово. Станция работает главным образом в конденсационном режиме, вырабатывая преимущественно электроэнергию.

На рисунке 1 представлена структурная схема Назаровской ГРЭС.

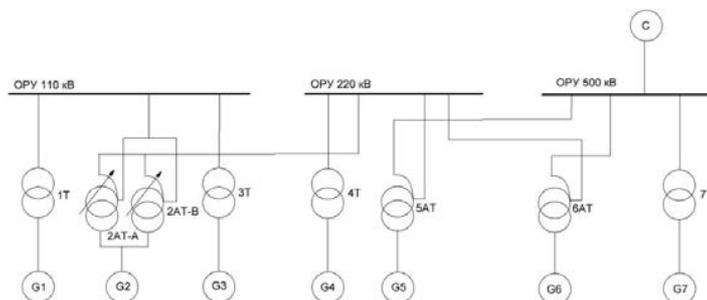


Рис. 1 Структурная схема Назаровской ГРЭС

На Назаровской ГРЭС сооружены три распределительных устройства. Распределительные устройства имеют следующие классы напряжения: ОРУ-110 кВ, ОРУ 220 кВ и ОРУ 500 кВ.

На станции установлены 7 турбогенераторов G1, G2..... G7, из которых 6 турбогенераторов типа ТВФ-165-2У3, а так же один турбогенератор типа ТГВ-500-2.

Турбогенераторы типа ТВФ -165-2У3 имеют непосредственное охлаждение обмотки ротора водородом и косвенное охлаждение обмотки статора. Для этого в турбогенераторе установлен компрессор на валу ротора со стороны контактных колец, который осуществляет циркуляцию водорода. Таким образом, холодный водород со стороны контактных колец водород попадает в каналы стержней, а нагретый газ выходит со стороны турбины. Система возбуждения данного типа турбогенератора статическая тиристорная по схеме самовозбуждения.

Турбогенератор ТГВ-500-2 имеет водородное охлаждение статора, ротор охлаждается водой, которая подается циркуляционными насосами в полюс проводники роторной обмотки. Система возбуждения турбогенератора – статическая тиристорная СТВ-12Б.

Подключение генераторов к распределительным устройствам осуществляется по схеме блок генератор - двухобмоточный трансформатор с генераторным выключателем [1], а так же генератор – автотрансформатор с генераторным выключателем

В блоках установлены двухобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы: для подключения к ОРУ 110 кВ применяется трансформатор ТДЦН-200000/110, а так же автотрансформатор АДЦТН-25000/220/110, на ОРУ 220кВ применяются трансформаторы ТДЦ-200000/220, автотрансформаторы АДЦТН-500000/500/220, на ОРУ 500 кВ применяется трансформатор ОРДЦ -210000/500. В качестве связи распределительных устройств используются автотрансформаторы АДЦТН-250000/220/110, а так же АДЦТН-500000/500/220.

Мощности указанных автотрансформатора – 250 МВ*А и 500 МВ*А. Классы напряжения автотрансформатора: АДЦТН-250000/220/110-220 кВ – напряжение высшей стороны, 110 кВ - напряжение средней стороны, АДЦТН-500000/500/220- напряжение высшей стороны –500 кВ, напряжение средней стороны

220кВ. Система охлаждения: принудительная циркуляция масла и воздуха, с ненаправленным потоком масла. Автотрансформатор имеет встроенное устройство РПН, благодаря чему имеется возможность выполнять регулировку напряжения под нагрузкой без отключения автотрансформатора.

В зависимости от нагрузки распределительных устройств, оперативного состояния электрооборудования возможны следующие продолжительные режимы работы электростанции: нормальный, ремонтный, послеаварийный. Все электрооборудование должно выполнять свои функции во всех режимах. Поэтому при выборе электрооборудования и токоведущих частей должны учитываться токи или мощности, которые будут протекать через трансформаторы, автотрансформаторы, электрические аппараты. Определение токов и мощностей в продолжительных режимах выполняется на основе балансов мощностей для узлов электростанции.

Нормальный режим характеризуется допустимыми значениями всех режимных параметров: токов, мощностей. При этом различают режим максимальной и минимальной нагрузки внешних потребителей на РУ ВН и РУ СН. Схема, приведенная на рис.1, соответствует этим продолжительным режимам.

При плановых профилактических и капитальных ремонтах возникает ремонтный режим (рис.2).

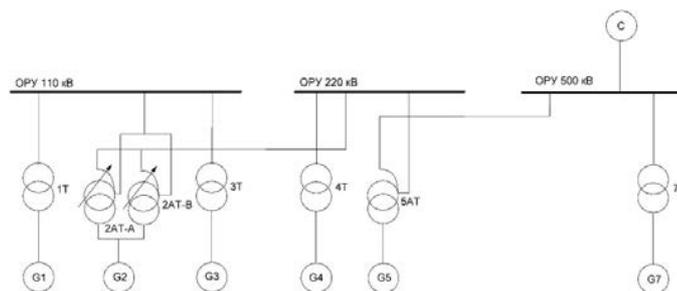


Рис. 2 Ремонтный режим работы Назаровская ГРЭС

Для Назаровской ГРЭС ремонтный режим осуществляется при отключении одного из автотрансформаторов связи на каждом из распределительных устройств. При этом каждый из автотрансформаторов связи должен быть рассчитан на передачу большей мощности по сравнению с нормальным режимом (учет нагрузочной способности).

На рисунке 3 приведена структурная схема для послеаварийного режима электростанции.

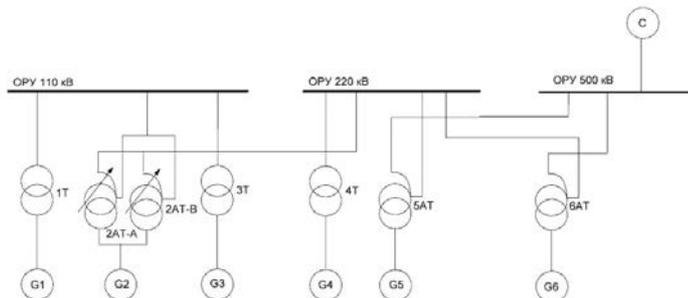


Рис. 3 Послеаварийный режим работы Назаровская ГРЭС

Послеаварийным режимом возникает в случае вывода из работы электрооборудования вследствие его аварийного отключения. Для Назаровской ГРЭС возможно несколько таких режимов: отключение одного из блоков генератор – трансформатор от распределительных устройств.

Литература

1. Рожкова, Лениза Дмитриевна. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 4-е изд., стер. – Екатеринбург: АТП, 2015. – 648 с.: ил.
2. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков: учебное пособие / – Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. – 607 с.: ил.

С е к ц и я 12

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Подсекция 1.

УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В. И. Ерофеев, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время наряду с нефтью все больший вклад в общий сырьевой баланс многих нефтегазодобывающих стран мира вносят различные виды легкого углеводородного сырья: природный и попутные нефтяные газы, газовые конденсаты, газогидраты, что требует огромных затрат для их добычи и глубокой химической переработки в различные ценные продукты. В настоящее время все больший вклад в общий сырьевой нефтяной баланс многих месторождений вносят тяжелые нефти, что требует огромных затрат не только для их добычи, но и для создания новых высокоэффективных технологий по глубокой переработке различных тяжелых дистиллятов и нефтяных остатков. Тяжелые нефти многих современных месторождений мира, в отличие от ранее добываемых нефтей, обладают повышенной плотностью и высоким содержанием различных полиароматических углеводородов и гетероатомных соединений, особенно сернистых веществ. Переработка таких тяжелых нефтяных дистиллятов и остатков требует широкого и эффективного использования для их переработки и гидрогенизационных процессов: гидрокрекинга, гидроочистки и различных термических гидропроцессов.

На современном этапе нефтегазохимия стала основной частью нефтегазового комплекса, входя составным элементом в структуру крупнейших нефтегазовых компаний мира. В современной мировой нефтегазохимии, существенную роль приобретают такие направления, как создание новых материалов, в том числе и с заданными свойствами, технологий по переработке нефтяных фракций, различных видов легкого углеводородного сырья: природного и попутных нефтяных газов C_1 - C_4 , создание новых более эффективных катализаторов и процессов [1-14]. Существенное значение приобретают новые технологии получения этилена, пропилена, изобутена, альфа-олефинов [15-19]. В настоящее время основным методом их получения является пиролиз легких нефтяных фракций. В небольшом количестве олефины получают также при каталитическом крекинге и при дегидрировании парафинов. В России основным сырьем для производства этилена, пропилена и других олефинов являются бензиновые фракции прямой перегонки нефти и низшие алканы C_2 - C_4 .

В отличие от многих процессов нефтепереработки современные газохимические технологии – это сложные многостадийные энергоемкие процессы, требующие огромных энергетических и капитальных затрат, что заставляет разработчиков и производителей для снижения издержек производства стремиться к повышению мощности предприятий. Причины этого лежат в фундаментальных (термодинамических, кинетических и других) отличиях процессов нефти и газохимии. Если в основе нефтехимических процессов лежит преимущественно разрыв относительно слабых C-C и C-H связей в длинных углеводородных цепочках различных молекул с целью получения более низкомолекулярных соединений, то основное направление газохимических процессов прямо противоположно: из небольших и очень химически стабильных молекул метана и его ближайших гомологов (этана, пропана и бутанов) необходимо получать более сложные, высокомолекулярные и, как правило, менее стабильные продукты. В связи с этим, если переработка нефти и нефтяных дистиллятов в значительной мере основана на равновесных процессах крекинга, изомеризации, гидрирования и дегидрирования, то производство тех же продуктов в газохимии протекает в условиях, часто контролируемых кинетикой процесса. Если в основе нефтехимических процессов лежит в первую очередь разработка активных и долговечных катализаторов, то в газохимии часто на первом плане стоит достижение необходимой селективности процессов по высокорекреационным целевым продуктам.

Наиболее перспективные технологии в газохимии связаны с вовлечением в переработку попутного и природного газа. Необходимо отметить, что в настоящее время традиционные технологии включают паровую конверсию метана, природного газа в синтез-газ; традиционные технологии получения метанола, формальдегида, уксусной кислоты, альдегидов и др. продуктов. Традиционные технологии синтеза указанных продуктов могут быть частично заменены на новые. Альтернативными технологиями переработки природного и попутного газа могут служить технологии получения углеводородов по Фишеру-Тропшу, переработки метанола в олефины или бензины. В последние годы были предложены новые модифицированные наноструктурированные системы, позволяющие превращать метан в этилен, что привело к активному развитию нескольких технологических решений в данной сфере:

- конверсия метана через синтез-газ в оксигенаты (метанол, диметиловый эфир), а последние с помощью наноструктурированных систем – в олефины и жидкие углеводороды.
- превращение синтез-газа, полученного из метана в углеводороды или спирты на наноструктурированных катализаторах (реакция Фишера-Тропша).

Данный процесс требует использования высокостабильных и активных катализаторов для получения смеси углеводородов и разработка наноструктурированных катализаторов может позволить увеличить эффективность данного процесса. Технология Фишера-Тропша позволяет получать в зависимости от используемой технологии смеси парафинов с олефинами или линейные парафины нормального строения, переработка которых требует комплексной схемы производства. Реализованные в настоящее время технологии фирм Sasol и Shell недостаточно производительны и требуют существенно больших инвестиций по сравнению с процессами превращения оксигенатов в углеводороды. Технология получения углеводородов из синтез-газа значительно менее производительна, чем процессы получения метанола или диметилового эфира.

Таким образом, в заключение необходимо отметить, что для переработки легкого углеводородного сырья важнейшими признаны технологии, связанные с переработкой природных и попутных нефтяных газов в синтез-газ, с конверсией синтез-газов через метанол в бензины и олефины, конверсией диметилового эфира в бензины и легкий газовый конденсат, получением олефинов из диметилового эфира, получение метанола из синтез-газа в кипящем слое, мембранные технологии разделения и выделения водорода, получение синтез-газа с раздельным окислением – восстановлением, получение этилена из метана окислительной димеризацией.

Литература

1. Арутюнов В.С., Лапидус А.Л. Газохимия как ключевое направление развития энергохимических технологий XXI века // Рос. хим. ж. – 2003. – Т. 47. – № 2. – С. 23 – 32.
2. Барбашин Я.Е., Рябов Ю.В., Восмерилов А.В., Величина Л.М., Коробицына Л.Л., Ерофеев В.И. Деактивация цеолитных катализаторов в процессах превращения метанола, гексана и бензиновой фракции газового конденсата // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1998. – № 8. – С. 17 – 21.
3. Брагинский О.Б., Шлихтер Э.Б. Мировая нефтепереработка: экологическое измерение. – М.: Академия, 2003. – 262 с.
4. Восмерилов А.В., Ерофеев В.И. Исследование каталитической активности Ga – содержащих цеолитов в процессе ароматизации низших алканов // Журнал прикладной химии. – 1994. – Т. 67. – Вып. 7. – С. 1152 – 1156.
5. Глебова Е.В., Глебов Л.С., Сажина Н.Н. Основы ресурсо-энергосберегающих технологий углеводородного сырья. Изд. 2-е, исправленное и дополненное – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 184 с.
6. Ерофеев В.И., Восмерилов А.В., Коробицына Л.Л., Соловьев А.И. Превращение нефтяных газов на модифицированных цеолитных катализаторах // Нефтехимия. – 1990. – Т. 30. – № 4. – С. 496 – 500.
7. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Ryabov Yu.V. Pyrolysis of straight-run Naphtha on ZSM-5 Zeolites modified with alkaline-earth metal cations // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2001. – V. 74. – N 2. – P. 235 – 237.
8. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Kukharencov O.A. Effect of high-temperature treatment of Pentasils on their acid catalytic properties in conversion of straight-run Naphthas // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2001. – V. 74. – N 11. – P. 1846 – 1849.
9. Erofeev V.I., Adyaeva L.V. Transformations of straight-run Naphthas on Indium-modified pentasils // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2003. – V. 76. – N 7. – P. 1083 – 1088.
10. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Ryabova N.V. Effect of high-temperature steam treatment of high-silica Zeolites of the ZSM-5 type on their acidity and selectivity of Formation of lower olefins from straight-run Naphthas // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2003. – V. 76. – N 1. – P. 95 – 98.
11. Erofeev V.I., Medvedev A.S., Koval L.M., Khomyakov I.S., Erofeev M.V., Tarasenko V.F. Effect of UV Activation on acid and catalytic properties of zeolite-containing Catalysts in conversion of gas-condensate straight-run Gasolines to high-octane Gasolines // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2011. – V. 84. – N 10 – P. 1760 – 1766.
12. Erofeev V.I., Trofimova A.S., Koval L.M., Ryabov Yu.V. Acidity and catalytic properties of Cu-ZSM-5 in conversion of lower alkanes // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2000. – V. 73. – N 12. – P. 2057 – 2061.
13. Korobitsyna L.L., Velichkina L.M., Antonova N.V., Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Physicochemical and catalytic properties of iron-containing Zeolites // Russian Journal of Physical Chemistry. – 1997. – V. 71. – N 1. – P. 54 – 57.
14. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. – М.: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.
15. Медведев Ю.В., Иванов В.Г., Середа Н.И., Польшгалов Ю.И., Ерофеев В.И., Коровин С.Д., Ерофеев М.В., Соснин Э.А., Суслов А.И., Тарасенко В.Ф., Истомин В.А. Воздействие мощного ультрафиолетового излучения на поток природного газа в проточном фотореакторе // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3-4. – С. 83 – 87.
16. Ryabov Yu.V., Erofeev V.I. Carbonization of high-silica Zeolites during the conversion of methanol to hydrocarbons // Russian Chemical Bulletin. – 1986. – V. 35. – N 9. – P. 1785 – 1789.
17. Tretyakov V.F., Lermontov A.S., Makarfi Yu.I., Yakimova M.S., Frantsuzova N.A., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Motor Fuels from Bioethanol // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2008. – V. 44. – N 6. – P. 409 – 414.
18. Trofimova A.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Lower Olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites Modified with Alkali Metals // Rus. J. of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – pp. S537 – S540.
19. Трофимова А.С., Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Получение низших олефинов из алканов C₃-C₄ на цеолитах ZSM-5, модифицированных литием // Журнал физической химии. – 2002. – Т. 76. – № 6. – С. 1034 – 1037.
20. Erofeev V.I., Khomyakhov I.S., Egorova L.A. Production of high-octane Gasoline from straight-run Gasoline on ZSM-5 modified Zeolites // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2014. – V. 48. – N 1. – P. 71 – 76.

ТЕХНОЛОГИЯ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Иванчина Э. Д., Е. С. Чернякова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Математическое моделирование каталитических процессов как научное направление основано в середине 60-70-х годов прошлого века и развивается до сих пор. Определяющую роль моделирование играет в развитии каталитических процессов. Большая часть промышленных процессов нефтепереработки и нефтехимии в различных технологических системах протекает вдали от равновесия, в то время как полнота реализации потенциала катализатора определяет ресурсоэффективность любого производства. Исследование закономерностей превращения углеводородов при реализации таких процессов представляет крупное научное направление, включающее проведение термодинамических, кинетических и гидродинамических расчётов. Экспериментальные и теоретические исследования закономерностей превращения реагентов в промышленном реакторе проводились многими учеными, например Слинько М.Г., Froment, Aris R, Островский Н.М., Пармон В.В., Носков А.С., Кравцов А.В. и др. М.Г. Слинько создана иерархическая схема построения математической модели реактора (элементарный акт химического превращения – термодинамика – кинетика – зерно – слой – аппарат – химико-технологическая система), а также сформулированы методологические аспекты построения математических моделей на основе сочетания натурального и вычислительного эксперимента [1]. Однако, теории математического моделирования многокомпонентных каталитических процессов, адекватной по своему научному потенциалу, нет. Это объясняется высокой сложностью математического описания каталитических процессов. Деактивация катализатора происходит в результате одновременно протекающих процессов коксообразования, отравления и старения. Контроль активности катализатора в промышленных условиях, как правило, затруднителен, так как требуется остановки производства. Не менее важная проблема, возникающая при моделировании многокомпонентных процессов, – выбор нужного уровня детализации механизма реакций. Хроматограмма бензиновой фракции нефти содержит более 180 компонентов. Агрегирование углеводородов этой фракции по реакционной способности заключается в выполнении последовательности этапов формирования реакционных серий: по принадлежности к гомологической группе (парафиновые, нафтеновые, ароматические углеводороды), числу атомов углерода в молекуле, числу заместителей в молекуле изоалканов. Задача ещё более усложняется при переходе к моделированию процессов превращения высших углеводородов C₁₀₊. Зависимость реакционной способности олефинов от положения двойной связи в молекуле значительно увеличивает число реакционных серий при агрегировании. Для выявления термодинамических и кинетических закономерностей таких процессов необходимо использовать методы квантовой химии. Не менее сложным, но важным этапом построения математической модели многокомпонентного каталитического процесса является определение констант скоростей химических реакций или решение обратной кинетической задачи. На этом этапе решается многокритериальная оптимизационная задача с использованием экспериментальных лабораторных данных и промышленных установок. Трудности решения этой задачи обусловлены её некорректной постановкой.

Математическая модель любого многокомпонентного каталитического процесса представляет собой систему уравнений материального и теплового балансов, которая сочетает в себе большие массивы зависимых друг от друга параметров. Установив взаимосвязь всех влияющих величин, получим адекватную реальному производству модель, которая позволяет не только проводить мониторинг, но и прогнозировать срок службы каталитической системы. Ниже приведена математическая модель процесса риформинга с движущимся зернистым слоем катализатора:

$$G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial z} = -u \cdot \frac{\partial C_i}{\partial r} - \phi \cdot \frac{\partial C_i}{\partial l} + \frac{1}{l_0} \int_0^l W_j(l) a_j(l) dl;$$

$$\rho_p^{cm} \cdot C_p^{cm} \cdot G \cdot \frac{\partial T}{\partial z} = -u \cdot \rho_p^{cm} \cdot C_p^{cm} \cdot G \cdot \frac{\partial T}{\partial r} - \phi \cdot \rho_p^{кат} \cdot C_p^{кат} \cdot \frac{\partial T}{\partial l} + \sum_j Q_j \cdot \frac{1}{l_0} \int_0^l W_j(l) a_j(l) dl.$$

Начальные условия: C_i=0, z=0, T=0; при C_i=C_{i,0}, l=0, T=T_{вх} (на входе в реактор); при C_i=C_{i,0}, r=0, T=T_{вх}, где W_j – суммарная скорость протекания реакций, моль/(м³·ч); ρ^{кат}, ρ^{см} – плотность катализатора и смеси, кг/м³; G – расход сырья, м³/ч; Q_j – тепловой эффект химической реакции, Дж/моль; z – объём переработанного сырья, м³; φ – скорость движения катализатора, м/ч; u – линейная скорость потока, м/ч; l – длина слоя катализатора в реакторе, м; C_p^{кат}, C_p^{см} – теплоёмкость катализатора и смеси, Дж/(кг·К); T – температура, К.

В практике проектирования реакторов для каталитических и других эндотермических процессов возникли ошибки из-за отсутствия математических моделей и, как следствие, системности знаний. Так для процесса каталитического риформинга бензинов все реакторы радиального типа отечественного и зарубежного производства были спроектированы с направлением газосырьевого потока от периферии к центру. И только применение метода математического моделирования позволило выполнить системный анализ эффективности изменения направления движения на противоположное [2]. Также имели место ошибки, при выборе каталитической системы, загружаемой в реакторы на предприятиях нефтеперерабатывающей отрасли, без учёта специфики технологии и состава перерабатываемого сырья. Эффективность каждого катализатора находится в определённом интервале технологических режимов по температуре, давлению, скорости подачи сырья, кратности циркуляции водород/углеводороды, а также содержанию хлора и воды, как астехиометрических

компонентов. За пределами оптимального интервала эффективность снижается, что влечет за собой уменьшение глубины риформирования.

Основной причиной дезактивации катализаторов нефтепереработки и нефтехимии является образование кокса. Дезактивация коксом зависит не только от его количества, но и от того, какие функции (металлические или кислотные) подавляются на катализаторе, так как одно и то же количество кокса в разной степени изменяет активность металлической или кислотной функций. Рост углеродистых отложений начинается с металлического центра. Быстрое накопление кокса на поверхности металла постепенно снижается и в дальнейшем изменяется незначительно. Устанавливается равновесие между углеродистыми отложениями и активностью металла в реакции гидрирования этих углеродистых отложений. Затем начинает снижаться доля кислотных центров, которые блокируются коксом тем больше, чем выше число крекинга, которое является мерой снижения активности кислотных центров в реакциях углеводородов, катализируемых ими. В этом случае увеличивается скорость гидрогенолиза, так как снижается скорость изомеризации, и из метилциклопентана образуются олефины.

Отклонение активности катализатора от оптимальной приводит к сдвигу равновесия реакции в сторону образования коксогенных структур, это можно регулировать с помощью компьютерной системы контроля, (рис. 1, 2).



Рис. 1 Мониторинг работы промышленной установки каталитического риформинга бензинов

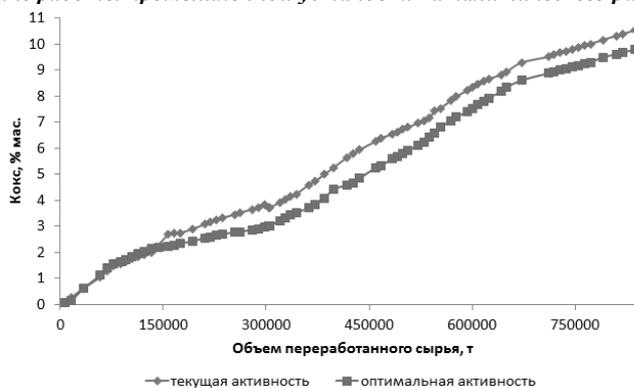


Рис. 2 Зависимость накопления кокса от объема переработанного сырья

На основании данных сравнительного расчёта, можно сделать вывод, что чем больше отклонение уровня текущей активности от уровня оптимальной, тем меньше основной продукции может быть произведено.

В целом, стало возможно решение актуальной проблемы современного производства высокооктановых моторных топлив путём управления каталитическими процессами на основе сочетания внутривзаводской базы данных и нестационарной кинетической модели, учитывающей физико-химические закономерности и технологические основы данного процесса. Это позволяет конкретно решать проблемы прогноза активности катализатора в процессе эксплуатации, подъём температуры при различных нагрузках по сырью. Разработан новый подход в решении проблемы управления полифункциональным процессом, для повышения эффективности производства высокооктановых бензинов, ароматических углеводородов, синтетических моющих средств.

Литература

1. Слинко М.Г. О сокращении сроков разработки и усовершенствования каталитических процессов //Катализ в промышленности. – 2006. – № 4.
2. Каракулов А.Г., Шарова Е.С., Иванчина Э.Д., Сваровский А.Я., Кульбов Д.А. Мониторинг установки каталитического риформинга бензинов Ачинского НПЗ с использованием компьютерной моделирующей системы //Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322, № 3. – С. 32-34.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ

А. А. Алтынов, И. А. Богданов

Научный руководитель, ассистент М. В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы, во всем мире прослеживается динамика стремительного увеличения автомобильного парка и других транспортных средств, оснащенных в большинстве своем дизельными двигателями.

Современные дизельные топлива должны отвечать следующим требованиям:

- бесперебойно поступать в цилиндры при любых температурах и обеспечивать легкий пуск двигателя;
- хорошо распыляться и обеспечивать хорошее смесеобразование в цилиндрах двигателя;
- образовывать минимальное количество нагара и отложений.

В структуре экспорта России дизельное топливо занимает третье место после нефти и газа. Каждый год мировой рынок потребляет миллионы тонн дизельного топлива [2]. При этом объемы производства летнего сорта дизельного топлива многократно превышают остальные, это связано с особенностями эксплуатации дизельных топлив при низких температурах.

Требования к качеству дизельного топлива являются достаточно высокими. Эти требования прописаны в государственных стандартах ГОСТ 305-82 и ГОСТ Р52368-2005, и Техническим регламентом «О требованиях к бензинам автомобильному и авиационному, дизельному и судовому топливам, топливам для реактивных двигателей и топочному мазуту» [3]. Уже с 1 января 2015 года все предприятия Российской Федерации, занимающиеся нефтепереработкой должны полностью перейти на выпуск светлых нефтепродуктов (включая дизельное топливо) не ниже класса Евро-4. А начиная с 2016 года в обороте рыночной торговли должно остаться топливо класса Евро-5 [1].

На сегодняшний день увеличение качества производимого в стране дизельного топлива является приоритетной задачей для производителя и актуальной темой для обсуждения.

Одними из важнейших регламентируемых характеристик дизельных топлив являются цетановое число, плотность, вязкость и низкотемпературные свойства. В данной работе будут рассмотрены низкотемпературные свойства дизельных топлив, такие как температура застывания (T_3) и предельная температура фильтруемости (ПТФ). На сегодняшний день существуют надежные методики экспериментального определения данных показателей, однако практически отсутствуют точные и применимые методы их расчета.

В ходе работы на основании экспериментальных данных с промышленных установок получения компонентов дизельных топлив одного из Российских НПЗ, были установлены зависимости температуры застывания и предельной температуры фильтруемости дизельных топлив от их фракционного состава – температуры кипения 50 %-ной (по объему) фракции (ФС 50 %). Для выявления зависимостей был использован массив данных, за период с марта 2013 г. по апрель 2014 г. Полученные зависимости представлены на рис. 1, 2.

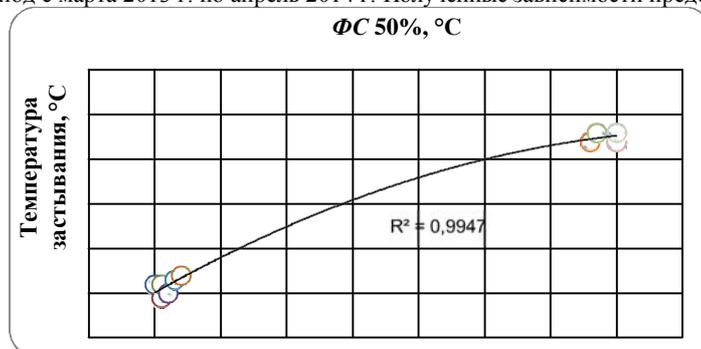


Рис.1 Зависимость температуры застывания дизельного топлива от температуры кипения 50 %-ной (по объему) фракции

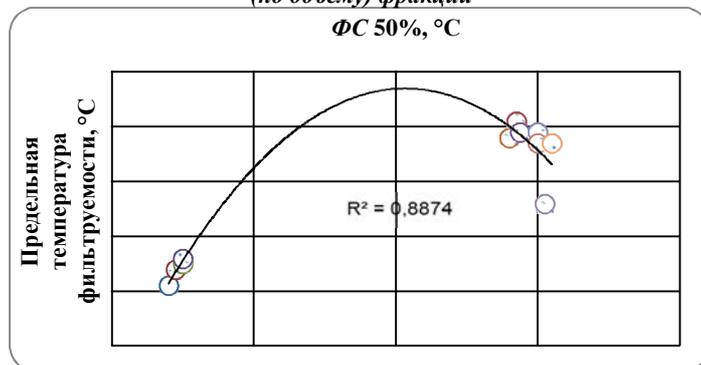


Рис.2 Зависимость предельной температуры фильтруемости дизельного топлива от температуры кипения 50 %-ной (по объему) фракции

Исходя из данных, приведенных на рис. 1, 2 были установлены корреляционные зависимости, связывающие температуру застывания и предельную температуру фильтруемости дизельных топлив с температурой кипения 50 %-ной (по объему) фракции (табл. 1).

Таблица 1
Зависимости для расчета температуры застывания и предельной температуры фильтруемости дизельных топлив

Свойство	Уравнение
Температура застывания	$T_z = -0,0047 \cdot \Phi C_{50\%}^2 + 2,8161 \cdot \Phi C_{50\%} - 432,8$
Предельная температура фильтруемости	$ПТФ = -0,032 \cdot \Phi C_{50\%}^2 + 16,747 \cdot \Phi C_{50\%} - 2191,1$

С использованием полученных зависимостей был произведен расчет низкотемпературных свойств дизельных топлив, результаты расчета сравнили с экспериментальными значениями (табл. 2, 3).

Таблица 2
Результаты расчета температуры застывания дизельных топлив

№ п/п	$\Phi C_{50\%}, ^\circ C$	$T_z, ^\circ C$ (эксперимент)	$T_z, ^\circ C$ (расчет)	$\Delta, ^\circ C$	$\Delta_{cp}, ^\circ C$
1	210	-48	-48,7	0,7	1,6
2	211	-51	-47,9	3,1	
3	211	-48	-47,9	0,1	
4	212	-50	-47,0	3,0	
5	213	-47	-46,2	0,8	
6	214	-46	-45,4	0,6	
7	276	-16	-13,6	2,4	
8	277	-14	-13,4	0,6	
9	280	-14	-12,8	1,2	
10	280	-16	-12,8	3,2	

Таблица 3
Результаты расчета предельной температуры фильтруемости дизельных топлив

№ п/п	$\Phi C_{50\%}, ^\circ C$	ПТФ, $^\circ C$ (эксперимент)	ПТФ, $^\circ C$ (расчет)	$\Delta, ^\circ C$	$\Delta_{cp}, ^\circ C$
1	228	-39	-36,3	2,7	1,9
2	229	-36	-34,1	1,9	
3	230	-35	-32,1	2,9	
4	230	-34	-32,1	1,9	
5	277	-9	-7,5	1,5	
6	277,5	-11	-8,0	3,0	
7	280	-11	-10,7	0,3	
8	280	-13	-10,7	2,3	
9	282	-13	-13,2	0,2	
10	276	-12	-6,6	5,4	

Как можно видеть из результатов представленных в табл. 2, 3 средняя абсолютная погрешность расчета температуры застывания и предельной температуры фильтруемости дизельных топлив не превышает $2 ^\circ C$, что сопоставимо с точностью экспериментальных методов определения данных параметров. Данный факт свидетельствует о возможности применения установленных зависимостей для расчета низкотемпературных свойств дизельных топлив.

Литература

1. Волжская коммуна [Электронный ресурс]. – <http://www.vkonline.ru/content/view/142926/modernizaciya-npz-poslednij-shag-k-evro5>, свободный.
2. Митусова Т.Н., Полина Е.В., Калинина М.В. Современные дизельные топлива и присадки к ним. – М.: Издательство «Техника». – 2002. – 64 с.
3. ООО «Дизель сервис» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.diesel-s.ru>, свободный.

РЕЛАКСАЦИЯ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ, ОБРАБОТАННЫХ В УЛЬТРАЗВУКОВОМ ПОЛЕ

¹Р. В. Ануфриев, ²А. В. Петухова

Научный руководитель, доцент Г. И. Волкова

¹ Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия,² Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Выработка крупнейших мировых высокопродуктивных месторождений легкой нефти привела к изменению структуры разведанных запасов нефти, а именно увеличению в балансе добычи нефтей с высоким содержанием высокомолекулярных углеводородов нормального строения, смол и асфальтенов. Парафинистые и высокопарафинистые нефтяные системы теряют текучесть уже при положительных температурах в результате кристаллизации парафиновых углеводородов. Для преодоления проблем, возникающих при добыче и транспортировке парафинистых нефтей, существуют специальные методы воздействия: тепловые, механические, физические и химические. В настоящее время довольно широко исследуется возможность применения высокочастотной акустической обработки (ВАО) для нужд нефтяной отрасли. Немаловажным отличием ультразвуковых обработок от многих других является их абсолютная экологическая безопасность, как для недр, так и для окружающей среды. Выбор способов предотвращения образования парафиновых отложений в значительной степени определяется составом углеводородного сырья. Эффективность применения ВАО, для борьбы с образованием парафиновых отложений на поверхности оборудования может быть упрощена при использовании модельных систем, в частности растворов нефтяного парафина (НП).

Цель данной работы - исследование влияния условий ВАО на процесс релаксации реологических свойств растворов парафина и высокопарафинистой нефти Верхнего месторождения (ВПН), содержащей масла (в том числе т-ПУ) 98,6 (10,1) % масс., 1,4 % масс. силикагелевых смол и следы асфальтенов.

Ультразвуковую обработку 6 % масс. растворов нефтяного парафина в декане (НП-д), авиационном керосине марки ТС-1 (НП-к) и ВПН проводили на ультразвуковом дезинтеграторе UD-20 на частоте 22 кГц. Интенсивность ультразвуковой обработки, определенная калориметрическим методом, составила 6 Вт/см². ВПН обрабатывали в ультразвуковом поле в течение 10 мин при температуре 20 °С. Вязкость, обработанных нефтей, определяли через заданные промежутки времени на ротационном вискозиметре Brookfield DV-III ULTRA при температуре 20 °С.

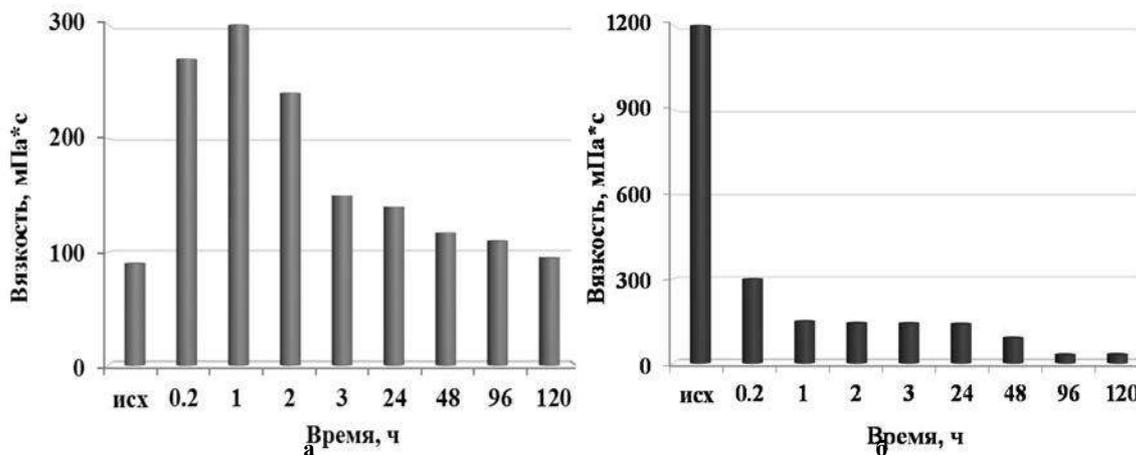


Рис. 1 Вязкость релаксирующего раствора, при скорости сдвига $0,34 \text{ c}^{-1}$: а-НП-д, б-НП-к

Исследования показали, что после ультразвуковой обработки раствора НП-д в течение 10 мин при интенсивности поля 6 Вт/см² и температуре 20 °С вязкость в интервале скоростей сдвига 1-6 с⁻¹ увеличилась в 2,5 - 2,8 раза, что обусловлено более интенсивным структурированием системы после снятия ультразвуковой нагрузки. При релаксации образца в течение часа вязкость достигает максимума, а затем снижается и на 5 сутки приближается к исходной (рис. 1).

Релаксационные процессы в растворе НП-к, обработанном ультразвуком, протекают иначе. Ранее было показано [1], что ВАО раствора НП-к приводит к экстремальному снижению вязкости с минимумом при 10 мин. Значение вязкости релаксирующего раствора продолжает снижаться, и стабилизируется только на 4 сутки. Таким образом, присутствие ароматических компонентов в составе дисперсионной среды приводит к снижению отрицательного влияния УЗО на структурно-механические параметры парафинсодержащих дисперсных систем.

После ультразвуковой обработки ВПН (интенсивность поля 6 Вт/см², время 10 мин) вязкость увеличивается в 1,5 - 1,8 раза в интервале скоростей сдвига 1-6 с⁻¹ (рис. 2). Присутствие небольшого количества смол в системе нивелирует отрицательное влияние ВАО, значения вязкости снижаются, и приближаются к исходным уже после 30 мин релаксации.

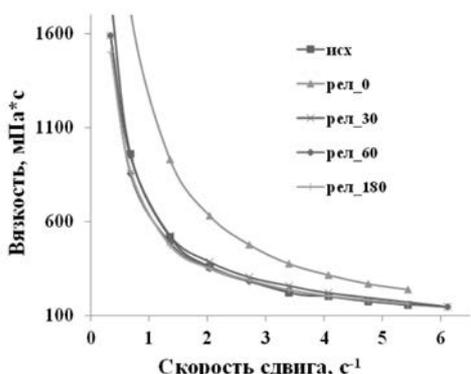


Рис. 2 Реологические кривые релаксирующей (мин) ВПН

Исследование влияния на вязкость релаксирующей системы интенсивности ультразвукового поля проведено на примере раствора НП-к. ВАО в течение 10 мин при интенсивности поля $2,6 \text{ Вт/см}^2$ и скорости сдвига $0,34 \text{ с}^{-1}$ приводит к снижению вязкости на 17 %, однако после 3 часов релаксации значения вязкости приближаются к исходным. При скорости сдвига $5,44 \text{ с}^{-1}$ вязкость системы начинает увеличиваться после 60 мин релаксации и через 180 мин раствор НП-к полностью релаксирует (рис. 3). При увеличении интенсивности поля до 4 Вт/см^2 вязкость системы снизилась еще на 45 %. После 2 часов релаксации образца, значения вязкости достигают минимума и начинают расти. При более высокой скорости сдвига вязкость раствора НП-к достигает исходных значений через 180 мин (рис. 4).

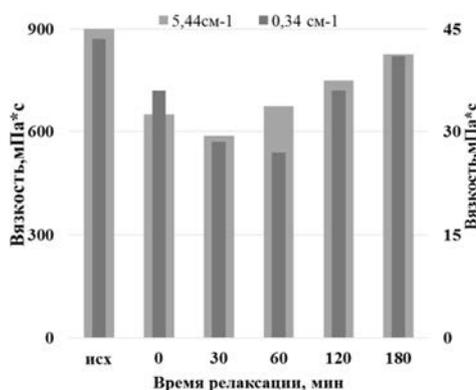


Рис. 3 Вязкость релаксирующего раствора НП-к при интенсивности ультразвукового поля $2,6 \text{ Вт/см}^2$

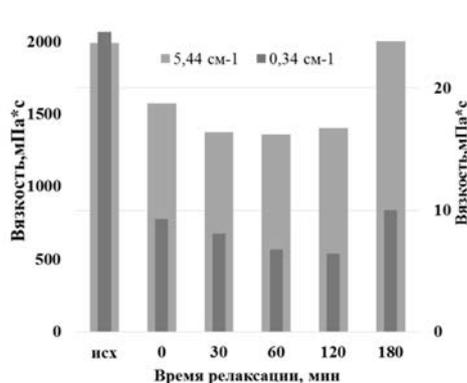


Рис. 4 Вязкость релаксирующего раствора НП-к при интенсивности ультразвукового поля 4 Вт/см^2

ВАО раствора НП-к в течение 10 мин при интенсивности поля 6 Вт/см^2 и температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ приводит к уменьшению вязкости образца. При скорости сдвига $0,34 \text{ с}^{-1}$ значения вязкости обработанного в ультразвуковом поле раствора уменьшились в 4 раза, по сравнению с исходными, при $5,44 \text{ с}^{-1}$ также наблюдается значительное снижение вязкости релаксирующего образца (табл. 1).

Таблица 1
 Вязкость релаксирующего раствора НП-к при интенсивности ультразвукового поля 6 Вт/см^2

Скорость сдвига, с^{-1}	Время релаксации, ч	Вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$
0,34	исх	1230
	0	300
	1	150
	3	137
5,44	исх	41
	0	4
	1	3
	3	2

Таким образом, переход возбужденных систем после снятия ультразвуковой нагрузки в равновесное состояние осуществляется во времени, что обусловлено образованием новых или восстановлением прежних межмолекулярных связей. Полученные результаты свидетельствуют о том, что состав дисперсионной среды оказывает существенное влияние на процесс релаксации. Релаксация вязкости образцов, обработанных в ультразвуковом поле большей интенсивности, протекает медленнее.

Работа выполнена в рамках Госконтракта № 02.740.11.0645 от 29.03.2010 г. (ФЦП «Кадры», Мероприятие 1.1.)

Литература

1. Лазоренко О.С., Ануфриев Р.В., Волкова Г.И. Структурно-механические свойства дисперсий нефтяного парафина после акустического воздействия// Сборник трудов XII Межд. конф. студентов и молодых ученых «Перспективы фундаментальных наук». – Томск, 2015. – С. 425-427.

АЗОТИСТЫЕ ОСНОВАНИЯ И КИСЛЫЕ СОЕДИНЕНИЯ В ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЯХ

А. М. Аюрова, Н. Н. Герасимова

Научный руководитель доцент, старший научный сотрудник Н. Н. Герасимова
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Значительную долю нефтяных запасов составляют нефти, обогащенные твердыми парафинами, наличие которых существенно осложняет процессы добычи, транспорта и переработки такого нетрадиционного углеводородного сырья [3]. Разработка процессов эффективного использования высокопарафинистых нефтей сдерживается из-за недостатка информации о составляющих их компонентах. При этом особого внимания заслуживают гетероатомные соединения, в частности, азотсодержащие основания и кислородсодержащие кислые соединения высокопарафинистых нефтей которые, являются природными поверхностно-активными веществами и участвуют в различных взаимодействиях нефтяной дисперсной системы [1]. Соединения с основными и кислыми функциями, концентрируясь в нефтяных смолистых веществах, участвуют в образовании асфальтосмолопарафиновых отложений, снижающих эффективность добычи и транспорта нефтей. Азотистые основания, кроме того, оказывают негативное влияние на процессы каталитической переработки нефтяных фракций и эксплуатационные характеристики товарных нефтепродуктов [1]. Следовательно, для создания технологий квалифицированного применения высокопарафинистых нефтей важны накопление и систематизация данных об их основных и кислых гетероатомных соединениях.

В работе представлены результаты изучения распределения и состава азотистых оснований и кислых соединений в высокопарафинистых нефтях.

Исследование выполнено на примере двух нефтей с близкими концентрациями твердых парафинов и с различным содержанием смолистых веществ, основного азота (Носн.) и карбоксильных групп (СООН) (таблица 1). Высокомолистая нефть-2 – характеризуется более высокими концентрациями Носн. и СООН, чем малосмолистая нефть-1.

Таблица 1

Объект	Содержание, % мас.			
	Парафины	Смолистые вещества	Носн.	СООН
Нефть-1	9,2	6,5	0,02	0,02
Нефть-2	10,0	23,7	0,05	0,11

С целью получения более полной и достоверной информации проводили предварительное концентрирование изучаемых соединений.

Азотистые основания выделяли из деасфальтенизированных нефтей по схеме, включающей осаждение высокомолекулярных компонентов газообразным хлористым водородом (О-1), экстракцию низкомолекулярных компонентов уксуснокислым раствором серной кислоты (О-2) и жидкостно-адсорбционную хроматографию на оксиде кремния, импрегнированном соляной кислотой, для доизвлечения высокомолекулярных оснований (О-3 и О-4) [1]. Основную массу соединений, выделенных из обеих нефтей, составляют высокомолекулярные основания О-1, О-3 и О-4 (таблица 2). В нефти-1 с ними связано 57,2, в нефти-2 – 88,3 % основного азота нефтей. Количество низкомолекулярных оснований О-2 в обеих нефтях незначительно.

Таблица 2

Образец	Средняя молекулярная масса, а.е.м.		Выход из нефти, % масс.		Содержание Носн., % масс.		Доля Носн. нефти, % отн.	
	Нефть-1	Нефть-2	Нефть-1	Нефть-2	Нефть-1	Нефть-2	Нефть-1	Нефть-2
О-1	836	793	0,66	0,08	0,75	0,33	24,8	0,5
О-2	354	365	0,11	0,15	1,54	1,27	8,5	3,8
О-3	926	1221	5,03	3,9	0,07	0,14	17,6	10,9
О-4	800	736	0,87	12,4	0,34	0,31	14,8	76,9

В соответствии с условиями применяемой методики высокомолекулярные основания О-1 являются полициклическими соединениями с алкильным замещением, ограниченным 15 – 20 атомами углерода. Доля таких оснований в высокопарафинистых нефтях сравнительно невелика. Преобладают в обеих нефтях высокомолекулярные основания с более развитым алкильным замещением (О-3 и О-4). Причем содержание

последних в нефти-2 существенно выше. Концентраты О-1, являющиеся сложными смесями соединений, разделяли на растворимые (О-1гр) и нерастворимые (О-1гнр) в гексане компоненты [1]. Гексанорастворимые основания имеют меньшие средние молекулярные массы (598 – 561 а.е.м.), чем гексанонерастворимые (1243 – 913 а.е.м.). По количеству они не превышают 24 – 38 % от исходных концентратов. То есть, в обеих нефтях преобладают наиболее высокомолекулярные основания О-1гнр.

По данным ИК спектроскопии все выделенные основания содержат пиридиновый цикл, на что указывают характерные полосы поглощения валентных колебаний связей С-N в области 1600 – 1500 см⁻¹.

В соответствии с результатами структурно-группового анализа средние молекулы высокомолекулярных оснований О-1гр, О-1гнр, О-3 и О-4 представлены полициклическими нафтеноароматическими структурами с различным по величине алкильным замещением (таблица 3). Повышенной общей циклическостью средних молекул (Ко) характеризуются средние молекулы оснований О-1гнр, О-3 и О-4. Структуры соединений О-1гр – наименее циклически. В циклических ядрах средних молекул оснований на один ароматический цикл (Ка) может приходиться от 0,33 до 1,63 насыщенных циклов (Кн). Средние молекулы О-3 и О-4 в обеих нефтях имеют более развитое алкильное замещение (Сп), чем О-1гр и О-1гнр. При этом основания нефти-2 отличаются от одноименных оснований нефти-1 большим общим числом алкильных углеродных атомов.

Таблица 3

Структурно – групповой состав высокомолекулярных азотистых оснований

Параметры		Нефть-1				Нефть-2			
		О-1гр	О-1гнр	О-3	О-4	О-1гр	О-1гнр	О-3	О-4
Число алкильных углеродных атомов в средней молекуле	Сп	9,96	4,48	33,43	20,45	18,91	14,57	38,53	18,86
	Ко	5,58	21,83	7,01	8,16	2,56	8,43	10,48	7,28
Кольцевой состав	Ка	2,33	9,19	4,91	3,34	1,93	4,48	6,15	2,77
	Кн	3,25	12,64	2,10	4,82	0,63	3,94	4,33	4,51

Кислые соединения выделяли из деасфальтизированных нефтей методом жидкостно-адсорбционной хроматографии на оксиде кремния, импрегнированном КОН [2]. Количество кислых продуктов (К-1 и К-2), полученных из нефти-2, существенно выше, чем из нефти-1 (таблица 4). При этом с ними связана основная часть нефтяных кислот (92,1 и 83,2 % отн. нефти-1 и нефти-2, соответственно). Кислые соединения нефти-2 являются более высокомолекулярными, чем кислые соединения нефти-1.

Таблица 4

Характеристика концентратов кислых соединений

Образец	Средняя молекулярная масса, а.е.м.		Выход из нефти, % масс.		Содержание СООН, %		Доля СООН нефти, % отн.	
	Нефть-1	Нефть-2	Нефть-1	Нефть-2	Нефть-1	Нефть-2	Нефть-1	Нефть-2
К-1	464	736	1,8	17,1	0,59	0,11	53,1	17,1
К-2	450	803	1,0	21,4	0,78	0,34	39,0	66,1

По данным структурно-группового анализа средние молекулы кислых соединений обеих нефтей, аналогично основаниям, являются алкилзамещенными полициклическими нафтеноароматическими структурами (таблица 5). При незначительных различиях в составе циклических ядер средние молекулы кислых соединений из нефти-2 имеют более развитое алкильное замещение, чем средние молекулы кислых соединений из нефти-1.

Таблица 5

Структурно-групповой состав кислых соединений

Параметры		Нефть-1		Нефть-2	
		К-1	К-2	К-1	К-2
Число алкильных углеродных атомов в средней молекуле	Сп	7,0	2,51	32,63	28,24
	Ко	5,59	6,52	4,46	6,09
Кольцевой состав	Ка	3,57	1,54	3,30	2,28
	Кн	2,41	4,98	1,16	3,81

Из полученных результатов следует, что высокопарафинистые нефти содержат азотистые основания и кислые соединения, количество которых связано со смолистостью нефтей. Структурно-групповой состав гетероатомных соединений высокопарафинистых нефтей характеризуется преобладанием высокомолекулярных полициклических высокоалкилированных структур.

Литература

1. Аюрова А.М., Герасимова Н.Н. Азотистые основания высокопарафинистой нефти и асфальто-смоло-парафинового отложения // Труды XII Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Перспективы развития фундаментальных наук», 21–24 апреля 2015. – Томск: – 2015. – С. 335-337.
2. Ершов В.А., Жильцов Н. И., Захарова Т.Ф., Самохвалова Г.И. Применение импрегнированного силикагеля для получения нефтяных кислот //Сб. Проблемы нефти и газа Тюмени. Тюмень, 1980. – Вып. 47. – С.50.
3. Запывалов Н.П. Нефтегазовый комплекс России: состояние и перспективы на XXI век // Георесурсы. – 2002. – № 1. – С. 32–35.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ УЛАВЛИВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПАРОВ ОТ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ НЕФТИ

А. В. Беккер¹, С. Н. Николайчук²

Научный руководитель, к.т.н. Д. С. Полубоярцев²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

Средняя величина потерь нефти в Западной Сибири от испарений в резервуарах составляет 0,48 % при общей величине технологических потерь 0,53 % [1]. При этом требованиями п.4.4.3 ГОСТ 31385-2008 [2] предусматривается установка улавливания фракций (УЛФ) для резервуаров нефти. Нормативно-технической документацией не регламентируется конструкция УЛФ, таким образом, в данный момент существует множество альтернативных технологий для улавливания паров от резервуаров и полного или частичного возврата углеводородных (УВ) паров в технологический процесс.

Цель работы - разработать шаблон выбора оптимальных технологий с точки зрения экономической и технической эффективности и с учетом параметров ведения технологического процесса.

Перечень рассмотренных технологий и описание приведены ниже:

1) Свеча рассеивания, преимущества и недостатки данной технологии очевидны. К главному преимуществу можно отнести простоту технологии и низкие капитальные затраты. Недостатками являются риски при прохождении проектом Главгосэкспертизы, из-за отсутствия в нормативно - технической документации (НТД) требований к конструкции и устройству УЛФ, и выброс паров УВ в атмосферу.

2) Компрессорные установки обладают весомым преимуществом - полный возврат УВ паров в технологический процесс. Наиболее распространенная компрессорная установка на основе винтового компрессора предлагается отечественными заводами, но эксплуатация установки связана с высокими операционными затратами (периодическое обслуживание, замена масла и т.д.). Технология на основе жидкостно-кольцевого компрессора, предлагаемого зарубежной компанией, отличается простотой конструкции и надежностью, но при этом несколько выше капитальные затраты и требуется дополнительный подвод воды для создания кольца жидкости у стенок корпуса.

3) Технология мембранного разделения основана на различии скоростей проникновения индивидуальных компонентов газовой смеси через мембрану. В результате на выходе из мембранной установки получаются два потока газа, обогащенные легко- и трудно проникающими компонентами газовой смеси.

4) Адсорбция активированным углем с последующей абсорбцией дизельным топливом или товарной нефтью – узел установки рекуперации паров состоит из двух одинаковых емкостей, наполненных активированным углем и абсорбционной колонны. Каждая емкость с активированным углем может работать в двух режимах: «режим адсорбции» и режим вакуумной регенерации, при насыщении угольных фильтров углеводородами емкость отключается и переходит в режим десорбции вакуумным насосом, абсорбция дизельным топливом происходит в абсорбере, с последующей откачкой жидкости в товарные резервуары.

5) Конденсатно-абсорбционная технология рекуперации основана на снижении парциального давления паров при снижении температуры паровоздушной смеси и взаимной растворимости углеводородов, технология позволяет охлаждать смеси УВ до температуры - 35°С.

Капитальные затраты (CAPEX) для рассмотренных установок приведены на диаграмме (рис. 1).

Экономическая эффективность для каждой, из представленных технологий рассчитывалась для четырех вариантов режимов работы резервуарного парка установки подготовки нефти (УПН) мощностью 4 млн. тонн нефти в год:

- 1) Расход паров 28 кг/ч (17,2 м³/ч);
- 2) Расход паров 56 кг/ч (34,4 м³/ч);
- 3) Расход паров 112 кг/ч (68,7 м³/ч);
- 4) Расход паров 224 кг/ч (137,4 м³/ч).

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ выполнялся согласно Постановлению Правительства РФ от 08.11.2012 г. [3], диаграмма с размерами штрафов за выбросы представлена на рисунке 2, как видно из диаграммы, для свечи рассеивания, за счет низкой доли улавливаемых УВ компонентов паров от резервуаров (РВС), самые высокие штрафы. Штрафы за выбросы установки улавливания охлаждением значительно ниже. Для остальных технологий выплата штрафов не предусматривается, за счет полного возврата УВ паров в технологический процесс.

Чистый дисконтированный доход (NPV) для каждой технологии представлен на диаграмме (рис. 2).

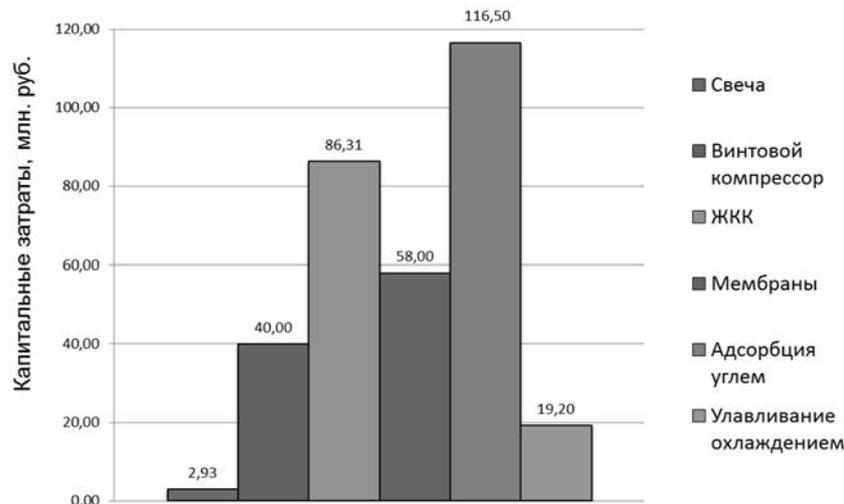


Рисунок 1 - Капитальные затраты на установки легких фракций

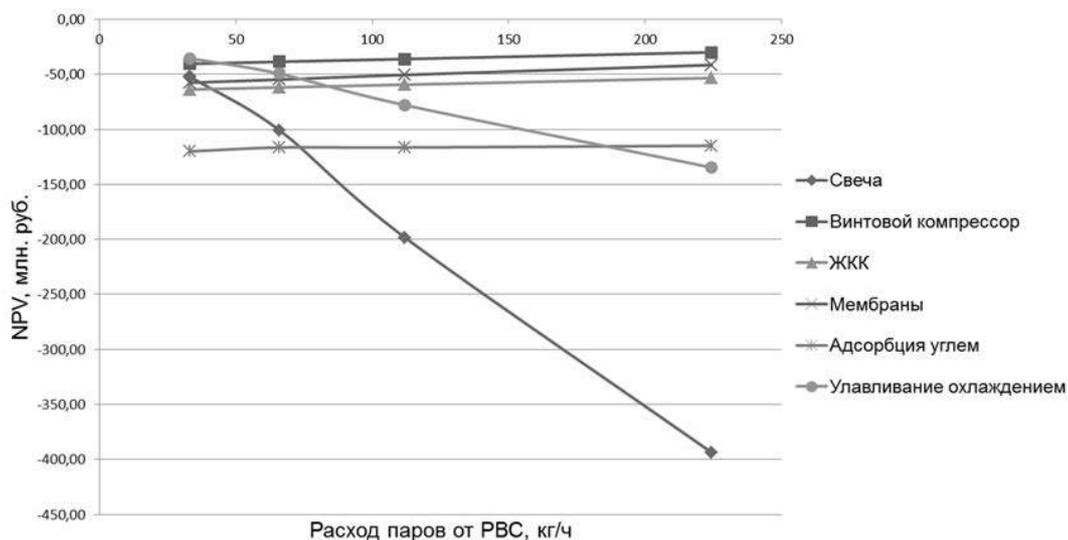


Рисунок 2 - Чистый дисконтированный доход

На основании технико-экономического анализа получены следующие выводы:

- 1) Необходимость применения УЛФ обусловлена требованиями НТД и снижением за счет применения установок негативного воздействия выбросов на окружающую среду. С экономической точки зрения, в рассмотренном диапазоне производительностей, все технологии убыточные.
- 2) Самые низкие капитальные затраты для варианта со свечой рассеивания, при этом свеча рассеивания малоэффективна в качестве УЛФ.
- 3) При увеличении количества паров от резервуаров, *NPV* для свечи рассеивания и установки улавливания охлаждением снижается за счет увеличения выплачиваемых штрафов.
- 4) Свеча рассеивания эффективна при низких выбросах паров от РВС < 25 кг/ч. При количестве выбросов паров от резервуаров, близком к номинальной производительности установок, возможен положительный *NPV*, свеча рассеивания при этом показывает отрицательный экономический эффект в любом диапазоне производительностей.

Литература

1. Гловацкий Е.А. Состояние проблемы потерь нефти на месторождениях Тюменской области. Возможные пути её решения. – В сб. Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой промышленности. Научно-практическая конференция, посвященная 60-летию Тюменской области (г. Тюмень, 22-23 сентября 2004 г.). – Тюмень, 2004.
2. ГОСТ 31385-2008 резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.
3. Постановление Правительства РФ № 1148 от 08.11.2012 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа.

**ВЛИЯНИЕ РАСХОДА СЫРЬЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПРОЦЕСС
 ГИДРОДЕПАРАФИНИЗАЦИИ С ПОМОЩЬЮ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ**

Н. С. Белинская, А. С. Луценко, Н. В. Попова

Научный руководитель профессор Э. Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Оптимизация низкотемпературных характеристик дизельного топлива, в настоящее время, является актуальной задачей исследователей.

Для достижения данной цели могут быть использованы различные способы: введение присадок, смешивание с керосином, снижение температуры конца кипения дизельной фракции, депарафинизация (растворителями и каталитическая), изомеризация. Наиболее экономически выгодными считаются: каталитическая гидродепарафинизация и гидроизомеризация [1]. В ходе процесса гидродепарафинизации происходит изомеризация парафиновых и нафтеновых углеводородов, насыщение непредельных углеводородов, гидрокрекинг, гидрирование ароматических углеводородов в среде водорода на катализаторах.

[2] С помощью математической модели реактора депарафинизации были исследованы некоторые параметры влияния факторов (температуры, расхода сырья и ВСГ), - на выход дизельной фракции, степень превращения n- парафинов C₁₀-C₂₇, температурные характеристики продукта.

В соответствии с ГОСТ Р 55475-2013 и со стандартом Евро 5, вступающим в силу с 01.07.2016, готовое дизельное топливо не должно содержать полициклических ароматических углеводородов более 8,0 %, а серы не более 10 мг/кг. Поэтому при проведении процесса гидродепарафинизации будут благоприятны те условия, при которых будет наиболее углубленно проходить не только процесс гидрокрекинга n-парафинов C₁₀-C₂₇, но также процессы гидрирования ароматических углеводородов, извлечения серы из различных органических соединений в виде сероводорода и изомеризации.

В данной работе с помощью математической модели процесса депарафинизации было проведено прогнозирование влияния расхода сырья и температуры в диапазонах 300-360 м³/ч и 352-356 °С, соответственно на степень превращения n-парафинов C₁₀-C₂₇, выход дизельной фракции и температурные характеристики. Для исследования были взяты заводские данные: состав сырья; расход ВСГ – 25951 м³/ч, давление – 6,799 МПа.

Полученные данные (табл. 1) позволяют выделить следующие тенденции:

- 1) к увеличению степени превращения тяжелых n-парафинов C₁₀-C₂₇ и улучшению температурных свойств продукта приводит повышение температуры процесса гидродепарафинизации и снижение расхода сырья;
- 2) выход дизельной фракции увеличивается с понижением температуры и повышением расхода сырья.

Таблица 1

Результаты прогнозного расчета на модели для сырья с содержанием n-парафинов C₁₀-C₂₇ 17 % масс.

Расход сырья, м ³ /ч	Температура процесса,	Н-парафины в продукте C ₁₀ -C ₂₇ , % масс.	Выход ДФ, %	T _n , °С	T _з , °С
300	352	8,95	59	-24	-33
	354	8,38	59	-26	-35
	356	7,80	59	-27	-36
320	355	8,82	59	-25	-24
	357	8,25	59	-26	-35
	359	7,69	58	-27	-36
340	357	8,95	59	-24	-33
	359	8,40	59	-26	-35
	361	7,84	59	-27	-36
360	360	8,79	59	-25	-34
	362	8,25	59	-26	-35
	364	7,71	58	-27	-36

T_n – температура помутнения; T_з – температура застывания.

Согласно требованиям к зимнему топливу температура помутнения и температура замерзания дизельного топлива должны быть не более -26 и -35 °С соответственно.

Таким образом, оптимальная температура процесса депарафинизации находится в интервале 354-362 °С при расходе сырья в интервале 300-360 м³/ч. Выход целевого продукта – депарафинизированной дизельной фракции – составит 59 %.

Литература

1. Афанасьев И.П., Лебедев Б.Л., Талалаев С.Ю., Ишмурзин А.В. // Нефтепереработка и нефтехимия, 2014. – №4. – С.27 – 29
2. Белинская Н.С. диссертация канд. техн. наук. – Томск: НИ ТПУ, 2015. – 170 с.

МОНИТОРИНГ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ ГИДРОДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ПО ЦЕТАНОВОМУ ЧИСЛУ И НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

Н. С. Белинская, Е. В. Францина, Н. Е. Белозерцева

Научный руководитель, профессор Э. Д. Иванчина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия*

Цетановое число - является характеристикой воспламеняемости дизельного топлива. Воспламеняемость дизельного топлива количественно характеризуется периодом задержки воспламенения топлива, который выражается периодом времени между впрыском топлива и началом его горения (воспламенения). Топливо с высоким цетановым числом имеет короткий период задержки воспламенения и воспламеняется моментально после впрыска топлива в двигатель [1]. Цетановое число дизельных топлив для холодного и арктического климата должно составлять не менее 47.

Известно, что цетановое число зависит от углеводородного и фракционного состава смеси. Имеется ряд корреляций цетанового числа и фракционного состава различных фракций нефти. Применение данных формул для расчета одних типов фракций дает достаточную точность расчета цетанового числа, однако при использовании их для расчета других типов фракций приводит к высокой погрешности расчетов. Поэтому необходимо проводить корректировку общеизвестных формул расчета цетанового числа для конкретных фракций.

В данной работе формула расчета цетанового числа в зависимости от фракционного состава и плотности смеси модифицирована для расчета цетанового числа (CN) дизельных топлив, получаемых на промышленной установке гидродепарафинизации. Полученная зависимость имеет следующий вид:

$$CN = 40,9 + 0,0892T_{10N} + 0,131 + 0,901B_N T_{50N} + 0,0523 - 0,42B_N T_{90N} + 0,00049(T_{10N}^2 - T_{90N}^2) + 107B_N + 60B_N^2 \quad (1)$$

$$B_N = e^{-3,5(d-0,85)} - 1 \quad (2)$$

d – плотность, г/л; $T_{N10} = T_{10} - 215$; $T_{50N} = T_{50} - 260$; $T_{90N} = T_{90} - 310$; T_{10} , T_{50} , T_{90} – температура, при которой выкипает 10, 50, 90 % смеси, °C.

Расчет цетанового числа по формуле (1) имеет высокую точность, относительная погрешность расчета по сравнению с экспериментально определенными значениями не превышает 1 % (таблица 1).

Таблица 1

Погрешность расчета цетанового числа дизельного топлива

Цетановое число ДТ (расчет)	Цетановое число ДТ (эксперимент)	Относительная погрешность расчета, %
52,61	52,20	0,8
49,84	49,72	0,2
51,07	51,60	1,0

Формула (1) программно реализована в виде модуля компьютерной моделирующей системы процесса гидродепарафинизации дизельных топлив [2]. С помощью данной системы проведен мониторинг работы промышленной установки гидродепарафинизации дизельных топлив в период с 2013 по 2015 год (рис. 1).

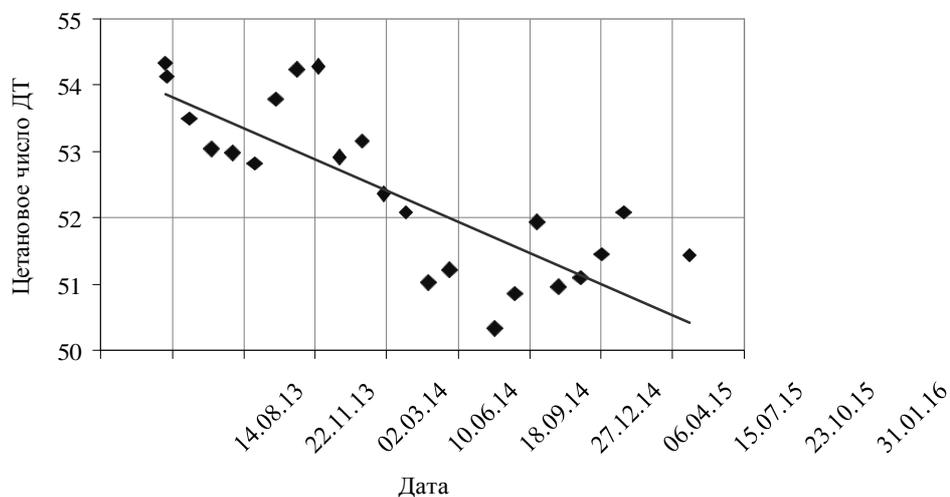


Рис. 1 Мониторинг цетанового числа на установке гидродепарафинизации дизельных топлив

Цетановое число дизельного топлива, получаемого на установке гидродепарафинизации, уменьшилось на 3,5 пункта с 54,5 до 51,0, что свидетельствует о постепенной дезактивации катализатора.

Процесс гидродепарафинизации средних дистиллятов (дизельных фракций, атмосферного газойля) является основным процессом производства компонентов дизельных топлив для холодного и арктического климата [3]. Снижение температуры помутнения и застывания дизельного топлива в данном процессе достигается за счет снижения содержания высокомолекулярных парафинов неразветвленного строения, что приводит к снижению цетанового числа дизельного топлива, так как парафины неразветвленного строения обладают самым высоким цетановым числом (рис. 2).

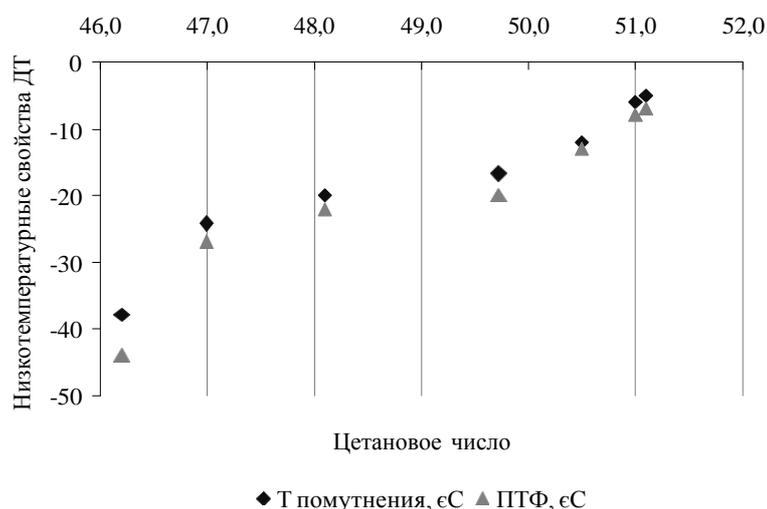


Рис. 2 Корреляция цетанового числа и низкотемпературных свойств дизельного топлива

Как видно из рис. 2 снижение температуры помутнения и предельной температуры фильтруемости в процессе гидродепарафинизации получения дизельного топлива для холодного и арктического климата приводит к снижению цетанового числа дизельного топлива.

При снижении температуры помутнения на 33°С с -5 до -38 °С и предельной температуры фильтруемости на 37 °С с -7 до -44 °С цетановое число дизельного топлива снижается на 4,9.

Таким образом, необходимо проводить оптимизацию технологического режима работы установки гидродепарафинизации по низкотемпературным свойствам и цетановому числу для получения дизельного топлива, соответствующего требованиям стандартов качества с минимальными затратами ресурсов и максимальным выходом целевого продукта.

Оптимизация сложных многокомпонентных процессов углубленной переработки нефти эффективно проводится с применением метода математического моделирования и компьютерных моделирующих систем процессов нефтепереработки [4].

Разработанная компьютерная моделирующая система позволяет рассчитывать состав, низкотемпературные свойства и выход продукта в зависимости от состава сырья и технологических условий на промышленной установке, проводить мониторинг промышленной установки, рассчитывать цетановое число в зависимости от фракционного состава продукта и его плотности.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ МД-5019.2016.8.

Литература

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Учебное пособие для вузов. – СПб.: Недра, 2013. – 544 с.
2. Белинская Н.С., Силко Г.Ю., Киселева С.В. Компьютерная моделирующая система процесса каталитической депарафинизации дизельных топлив // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 115-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова, Томск, 7-11 Апреля 2014. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – Т. 2. – С. 205–206.
3. Белинская Н.С., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Силко Г.Ю., Францина Е.В. Оптимизация технологического режима установки гидродепарафинизации дизельных топлив методом математического моделирования // Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2014. – Т. 57. – Вып. 11. – С. 90-92.
4. Иванчина Э. Д. Основные этапы создания и развития методологии построения математических моделей многокомпонентных каталитических процессов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №. 10. – С. 3-9.

СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРА НЕФТЯНОГО ПАРАФИНА, ОБРАБОТАННОГО В УЛЬТРАЗВУКОВОМ ПОЛЕ

¹Р. В. Ануфриев, ²А. В. Петухова, ¹Г. И. Волкова

Научный руководитель, старший научный сотрудник Г.И. Волкова

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Парафинизация нефтяного оборудования представляет собой комплекс процессов, обуславливающих накопление твердой фазы на поверхности оборудования при добыче, транспорте и хранении нефти, и является крайне нежелательным явлением. Выбор способов предотвращения образования парафиновых отложений довольно широк, но в значительной степени определяется составом углеводородного сырья. Оценка эффективности применения того или другого способа борьбы с образованием парафиновых отложений в высокопарафинистых нефтях может быть упрощена при использовании модельных систем, в частности растворов нефтяного парафина (НП).

Цель данной работы - исследование влияния ультразвуковой обработки (УЗО) на структурно-механические свойства раствора НП в декане.

В качестве объекта исследования использовали 6 % масс. раствор НП в декане. Ультразвуковую обработку образцов проводили на ультразвуковом дезинтеграторе UD-20 на частоте 22 кГц и интенсивности 6,2 Вт/см². Определение реологических параметров проводили на ротационном вискозиметре Brookfield DV-III ULTRA. Вязкостно-температурные кривые снимали при непрерывном понижении температуры со скоростью 0,3°/мин при скорости сдвига 1 с⁻¹, при которой разрушение структуры тиксотропной системы минимально. Изотермические кривые течения прямого и обратного хода снимали в интервале скоростей сдвига 0–85 с⁻¹ при температуре 10 °С. Процесс зарождения дисперсной фазы в растворе НП исследовали на приборе ИНПН (КРИСТАЛЛ). Осадки из 6 % масс. раствора НП получали на установке «холодный стержень» при температуре потока раствора 25 °С и температуре стержня 8 °С в течение 1 ч. Полученные осадки анализировали методом хромато-масс-спектрометрии на хромато-масс-спектрометрической квадрупольной системе GSMS-DFS “Termo Scientific” по методу ММ. Обработку полученных результатов проводили с помощью программы Xcalibur.

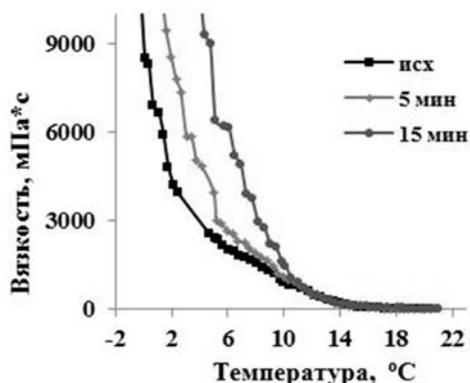


Рис. 1 Влияние времени УЗО на вязкостно-температурные зависимости растворов НП

Исследования показали, что УЗО приводит к увеличению динамической вязкости и напряжения сдвига обработанных растворов НП в декане.

О структурных преобразованиях и температурах фазовых переходов при охлаждении исследуемых растворов можно судить по вязкостно-температурным кривым. Вязкость исходного раствора НП при постепенном охлаждении начинает повышаться при 16,2 °С, что связано с зарождением первичных субмикронных частиц в исходной дисперсионной среде (T_1 – фазовый переход первого рода) (рис. 1, табл. 1). При дальнейшем понижении температуры (на 3 °С) наблюдается резкое повышение вязкости, обусловленное агрегацией первичных кристаллов (T_2 – температура спонтанной кристаллизации). При температуре около 0,3 °С наблюдается фазовый переход золь – гель и система теряет текучесть (T_3).

Обработка исследуемого раствора НП приводит к повышению температур фазовых переходов, увеличению энергии активации вязкого течения (ΔE), определенной для линейных участков зависимости $\ln \eta = f(1/T \text{ } ^\circ\text{K})$. Например, после обработки раствора в течение 15 мин температура начала кристаллизации повышается на 2 °С, температура перехода золь-гель – на 4,5 °С (табл. 1), а ΔE возрастает более, чем в 2 раза.

Температура зарождения первичных кристаллических образований в исследуемой системе более точно определена по изменению интенсивности пропускания растворов, охлаждаемых со скоростью 0,2 °С/мин. Температура помутнения системы составляет 18,3, 18,6 и 19,2 °С для исходного образца и обработанных в течение 10 и 15 мин соответственно (рис. 2).

Для характеристики прочности структур, формирующихся при температурах фазовых переходов, сняты изотермические кривые течения прямого и обратного хода при температуре 10 °С, близкой к температуре спонтанной кристаллизации. Гистерезисные явления обычно связывают с запаздыванием процессов

восстановления структуры или недостаточным разрушением исходной структуры [1]. Поэтому основной причиной гистерезиса считается отклонение от равновесного состояния течения.

Таблица 1

Влияние УЗО на температуры фазовых переходов и энергию активации вязкого течения раствора НП

Время УЗО, мин	Температура фазового перехода, °С			ΔE, кДж/моль
	T ₁	T ₂	T ₃	
0	16,2	2,7	0,3	67
5	16,5	6,0	2,0	81
10	17,3	8,1	3,7	117
15	18,2	9,9	4,8	139

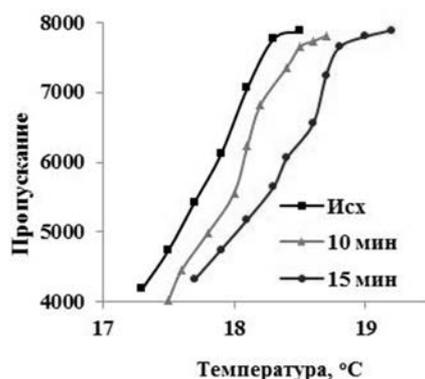


Рис. 2 Влияние УЗО на интенсивность пропускания раствора НП в декане при охлаждении

Высокие значения напряжения сдвига обратного хода могут свидетельствовать о слабом разрушении структур, сформированных в декане n-алканами НП после УЗО.

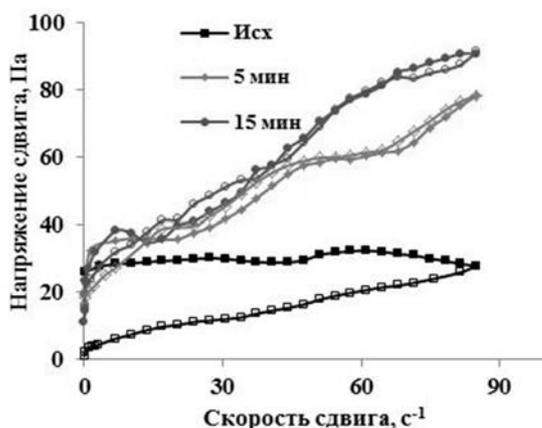


Рис. 3 Влияние УЗО на вязкостно-температурные зависимости раствора НП

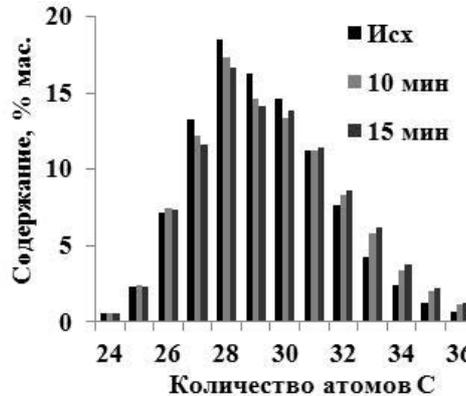


Рис. 4 Молекулярно-массовое распределение n-алканов НП

Методом хромато-масс-спектрометрии определен состав n-алканов в осадках, выделенных из растворов НП. Максимум распределения n-алканов как исходного, так и обработанных образцов приходится на C₂₈ (рис. 4). В осадках обработанных растворов снижается содержание более низкомолекулярных n-алканов с увеличением времени обработки в ультразвуковом поле (табл. 2).

Таблица 2

Влияние УЗО на содержание n-алканов в составе осадков

Время УЗО, мин	Процентное содержание n-алканов	
	C ₂₄ –C ₂₈	C ₂₉ –C ₃₆
0	41,8	58,2
5	41,0	59,0
10	39,9	60,1
15	38,5	61,5

Таким образом, обработка растворов НП в декане приводит к увеличению реологических и энергетических параметров, повышению температур фазовых переходов и образованию агрегатов, которые слабо разрушаются под действием механической нагрузки. Полученные результаты свидетельствуют о том, что применение ультразвука для нефтей с высоким содержанием парафинов неприемлемо.

Литература

1. Матвеев В.Н., Кирсанов Е.А., Ремизов С.В. Высокопарафинистая нефть как дисперсная система. Выбор уравнения течения // Коллоидный журнал. – 1994. – Т.56. – № 3. – С. 393 – 399.

**ВЛИЯНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК НА АГРЕГАТИВНУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ
 ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ**

Д. Э. Астурия¹, Ю. В. Лоскутова², И. В. Литвинец²

¹Научный руководитель, доцент Н. В. Ушева

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

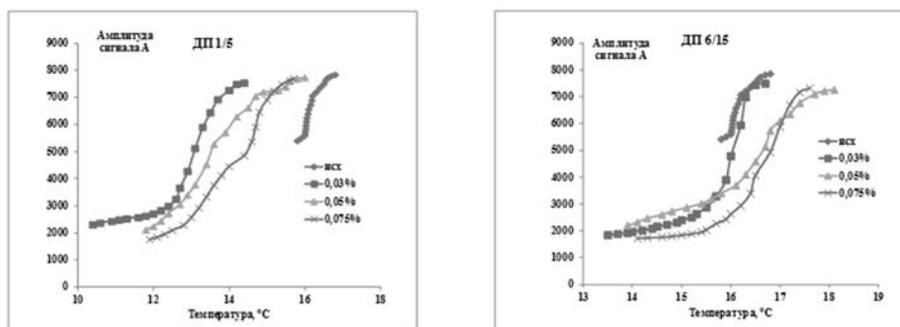
²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Большинство вводимых в эксплуатацию на территории Западной Сибири нефтяных месторождений характеризуются повышенной температурой застывания добываемой нефти, что обуславливает ухудшение реологических свойств (текучесть, вязкость, температура помутнения) как самой нефти, так и нефтепродуктов на ее основе [1]. С понижением температуры при добыче и транспортировке высокозастывающих нефтей на стенках технологического оборудования образуются асфальтосмолопарафиновые отложения, что приводит к значительным нарушениям технологических процессов [2].

Предотвратить кристаллизацию парафина можно путем нагревания нефти до 50 - 60 °С или путем разбавления растворителями. Но данные способы влекут за собой значительные материальные и энергетические затраты. Наиболее эффективным способом улучшения реологических свойств нефти является использование депрессорных присадок (ДП), за счет введения которых даже в небольших количествах (0,01 - 0,075 % масс.) можно добиться значительного снижения температур помутнения и застывания, а также вязкости нефти [2 - 5].

Целью работы - являлось изучение влияния 4 образцов новых полимерных присадок на основе поли(алкил)акрилатов на агрегативную устойчивость высокозастывающей нефти.

а)



б)

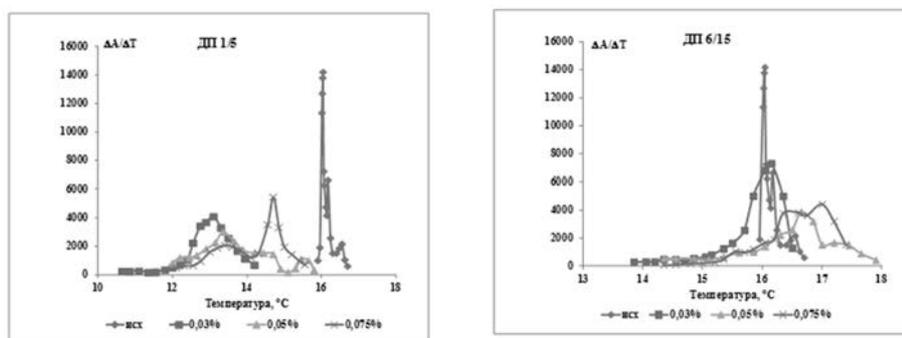


Рисунок – Зависимости амплитуды А от температуры нефти с добавкой 0,03, 0,05 и 0,075 %масс. ДП 1/15 и 6/15 (а) и их дифференциальные кривые зависимости коэффициента K_k (dA/dT) от температуры обработанной нефти (б)

Влияние ДП на агрегативную и седиментационную устойчивость нефти проводили на образце высокопарафинистой малосмолистой нефти Ондатрового месторождения (Томская область). В составе нефти отсутствуют асфальтены, содержится 3,5 % масс. смол, а за счет повышенного содержания парафинов (6 % масс.) она характеризуется высокой температурой застывания (минус 7,7 °С). На приборе ИНПН «Кристалл» (ИХН СО РАН) были получены зависимости амплитуды сигнала А инфракрасного излучения датчика прибора от

температуры среды в условиях понижения температуры с постоянной скоростью (рисунок а), и по ним рассчитаны максимумы температурного коэффициента спонтанной кристаллизации K_k (dA/dT) (рисунок б) при определенной температуре T_m . Изменение температуры застывания T_z , помутнения T_n и массовой кристаллизации T_k нефти после добавки образцов новых перспективных присадок Российского производства ДП1/15, 5/15, 6/15 и 8/15 (г. Дзержинск) представлены в таблице. Присадки вводились в нефть при комнатной температуре в концентрации 0,03, 0,05 и 0,075 % масс.

Установлено, что ввод в нефть 0,03 – 0,075 % масс. присадок ДП5/15 и 6/15 практически не влияет на температуру помутнения T_n и спонтанной кристаллизации T_k , при этом наблюдается незначительный сдвиг в высокотемпературную область температурного максимума коэффициента K_k . Однако, максимум коэффициента K_k , наибольшее значение которого наблюдается при температуре спонтанного роста кристалличности дисперсной фазы, после ввода присадок значительно ниже, чем до обработки (таблица). Ввод присадок в нефть оказывает значительное влияние на процесс агрегирования нефтяной системы, протекающий в данных условиях более плавно, за счет постепенного роста, как количества, так и размеров парафиновых агрегатов.

Таблица

Изменение температуры застывания T_z , помутнения T_n , массовой кристаллизации T_k , и коэффициента спонтанной кристаллизации K_k нефти после ввода присадок

Образец с ДП	T_z , °С	T_n , °С	T_k , °С	K_k	T_m , °С
исходная нефть	-7,7	16,7	15,8	14200	16,0
ДП1/15 0,03%масс.	-19,0	14,2	10,4	4078	13,1
0,05%масс.	-9,8	16,7	11,8	2998	13,4
0,075%масс.	-9,4	16,5	11,9	5460	14,7
ДП5/15 0,03%масс.	-22,4	17,7	14,3	3225	16,7
0,05%масс.	-25,7	18,0	14,7	3217	17,3
0,075%масс.	-18,0	16,6	13,6	6400	15,7
ДП6/15 0,03%масс.	-20,0	16,5	13,5	7313	16,2
0,05%масс.	-20,7	17,9	13,9	3827	16,6
0,075%масс.	-24,9	17,4	14,1	4425	17,0
ДП8/15 0,03%масс.	-12,5	14,0	11,6	4320	13,0
0,05%масс.	-14,3	14,6	11,6	6890	13,9
0,075%масс.	-15,7	14,2	12,5	3293	13,4

Более значительное снижение T_n и T_k происходит при добавке в ондатровую нефть присадок ДП1/15 и 8/15. После обработки присадками наблюдается понижение температуры начала кристаллизации парафина в нефти T_n на 2,5 – 2,7 °С, а температуры массового выпадения парафинов в нефти на 4,2 – 5,4 °С.

Оценка эффективности депрессорного действия исследуемых присадок по снижению температуры застывания нефти показала, что присадки, меньше всего влияющие на агрегативную устойчивость (ДП5/15 и 6/15), обладают сильно выраженными депрессорными свойствами. Так добавка в нефть 0,03 и 0,05 % масс. ДП5/16 снижает T_z на 14,7 и 18,0 °С, соответственно, а 0,05 и 0,075 % масс. ДП6/15 на 13,0 и 17,2 °С, соответственно. Напротив, обработка нефти присадками с более выраженными диспергирующими свойствами (ДП1/15 и ДП8/15) позволила понизить T_z только на 11,3 °С (ДП1/15 в концентрации 0,03 % масс.) или 8 °С (ДП8/15 в концентрации 0,075 % масс.).

Все используемые в работе полимерные присадки созданы на основе полиалкил(С₁₆₋₂₀)акрилатов и различаются по содержанию активного вещества в растворителе, молекулярной массе полимера, а также добавками модифицированных азотсодержащих соединений. Присадки ДП1/15 и 8/15, обладающие диспергирующими свойствами, характеризуются более высокой молекулярной массой активного вещества. Кроме того, эти присадки являются ингибиторами парафиноотложения комплексного действия, снижающими интенсивность процесса образования асфальто-смоло-парафиновых отложений в высокопарафинистых нефтях различного состава.

Присадки препятствуют агрегированию кристаллических парафиносодержащих частиц в процессе охлаждения нефти до температур, близких к температурам застывания. В присутствии присадки кристаллические парафиносодержащие частицы более длительный период удерживаются в дисперсионной среде, и их массовое выпадение также сдвигается в область более низких температур, препятствуя образованию нефтяных отложений на стенках подземного нефтепромыслового оборудования и наземных нефтепроводов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект 15-13-00032).

Литература

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: Изд-во «Фэн». – 2000. – 416 с.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: «Недра-Бизнесцентр». – 2000. – 653 с.
3. Прозорова И.В., Волкова Г.И., Юдина Н.В., Кирбижекова Е.В., Литвинец И.В., Ануфриев Р.В. Влияние композиционной присадки на реологические и энергетические характеристики парафинистых и высокопарафинистых нефтей // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2014. – № 3. – С. 36 – 39.
4. Прозорова И.В., Юдина Н.В., Небогина Н.А., Лоскутова Ю.В., Волкова Г.И. Подбор ингибирующей и депрессорной присадки для нефти Верхнеконского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 68 – 70.

5. Польская Н.Н., Самойленко А.Ю., Голованчиков А.Б. Влияние термической и депрессорной обработок на реологические свойства нефти//Известия Волг. ГТУ. – 2012. – № 5. – Т. 1 – С. 114 – 118.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА
 АЛКИЛИРОВАНИЯ ИЗОБУТАНА ОЛЕФИНАМИ С ПРИМЕНЕНИЕМ
 МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ**

С. С.Бойченко, А. Е. Нурмаканова, А. С. Ушаков

Научный руководитель, профессор Е. Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время алкилбензин становится важнейшим компонентом экологически чистых бензинов, поскольку имеет высокие октановые числа, низкое давление насыщенных паров, не содержит ароматических соединений, олефинов и серы [1].

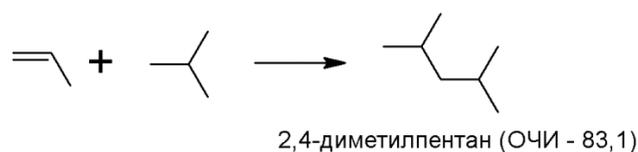
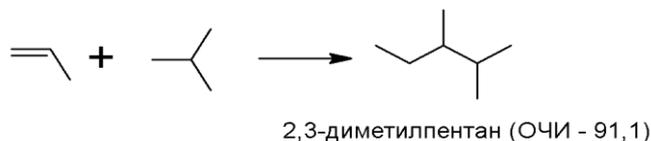
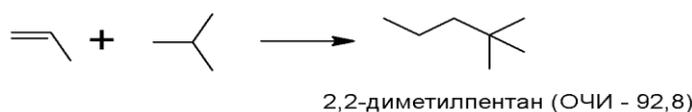
В качестве сырья процесса алкилирования в промышленности используется бутан-бутиленовая фракция (ББФ), содержащая около 50 % олефинов и изобутановая фракция [3].

Фракции углеводородов, используемые в качестве сырья для процесса алкилирования, содержат некоторое количество примесей, являющихся или инертными разбавителями реагирующих углеводородов, или загрязнителями катализатора – серной кислоты. Они взаимодействуют с серной кислотой, что ухудшает её каталитические свойства.

Целью работы стало определение оптимальных технологических параметров алкилирования изобутана олефинами.

Для достижения заданной цели, была разработана математическая модель процесса, позволяющая прогнозировать выход и углеводородный состав алкилата [4].

Было установлено, что присутствие в сырье пропилена, приводит к повышенному содержанию в алкилате 2,2-, 2,3- и 2,4-диметилпентанов (до 25 %), образующихся в результате следующих реакций:



Продукты этих реакций имеют октановые числа ниже изооктанов (ОЧИ≈100), следовательно, повышение их концентрации в алкилате понижает его октановое число (табл. 1).

Таблица 1

Влияние содержания пропилена на октановое число алкилата

Концентрация пропилена в сырье, % масс.	Октановое число по исследовательскому методу (ОЧИ) алкилата	Октановое число по моторному методу (ОЧМ) алкилата
0,05	95,71	91,43
0,10	95,53	91,31
0,30	94,78	90,78

Важной задачей современной нефтеперерабатывающей промышленности является повышение мощностей современных установок алкилирования. Одним из способов решения данной задачи - является расширение ресурсов олефинового сырья за счет использования пропилена и в некоторой степени амиленов.

Основными условиями для получения удовлетворительных результатов, при алкилировании изобутана смесью пропилена с бутиленами являются:

- содержание пропилена в смеси не более 55 %;
- высокая дисперсность эмульсии кислоты - углеводороды, которая достигается интенсивным перемешиванием;
- повышенное содержание кислоты в эмульсии (до 60-65 объем. %).

Другие технологические условия при алкилировании смесью пропилена с бутиленами близки к условиям алкилирования бутиленами [2].

Одними из способов уменьшения негативного влияния пропилена на качество алкилата - является повышение объёмного соотношения изобутан/олефины в сырье, путем увеличения расхода изобутановой фракции.

Численные исследования показали, что при увеличении содержания пропилена, октановое число алкилата снижается (табл. 2).

Таблица 2

Влияние отношения изобутан/олефины на октановое число алкилата при различной концентрации пропилена в сырье

Концентрация пропилена в сырье, % масс.	Отношение изобутан/олефины	ОЧИ алкилата	ОЧМ алкилата
0,05	10:1	96,04	91,87
	11:1	96,43	92,42
	12:1	96,55	92,81
	13:1	96,57	93,09
0,10	10:1	96,01	91,73
	11:1	96,23	92,26
	12:1	96,32	92,65
	13:1	96,35	92,92
0,30	10:1	95,29	91,21
	11:1	95,49	91,71
	12:1	95,56	92,05
	13:1	95,54	92,27

Таким образом, повышение отношения изобутан/олефины позволяет снизить негативное влияние пропилена на качество алкилата. Однако, для того чтобы использовать пропилен в качестве сырья наряду с бутиленами необходимо решить следующие технологические задачи: обеспечить дополнительный отвод тепла в связи с более высоким значением теплоты реакции алкилирования пропилена, увеличить расход серной кислоты.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ МД-5019.2016.8.

Литература

1. Дмитриченко О.И. [и др.]. Алкилат – идеальный компонент современных автомобильных бензинов// Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2010. – Вып. 7. – С. 18-19: 2 рис. – ISSN 0233-5727.
3. Дорогочинский А.З., Лютер А.В., Вольпова Е.Г. Сернокислотное алкилирование изопарафинов олефинами. – М.: Химия, 1970– 216 с.
4. Технологический регламент установки сернокислотного алкилирования 25/12, ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ», ТР-2-009-213-14.
5. Nurmakanova A.E., Ivashkina E.N., Ivanchina E.D., Dolganov I.A., Boychenko S.S., Procedia Chemistry, 2015 ,Volume 15, Pages 54-64.

ВЛИЯНИЕ НАНОРЕАГЕНТОВ И ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ТЕРМО И КАТКРЕКИНГ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ ДИСТИЛЛЯТОВ

Н. В. Брославский¹, М. А. Морозов², С. П. Журавков³

Научный руководитель, старший научный сотрудник Т. А. Федущак

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

³Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Во всей структуре нефтеперерабатывающей индустрии, каталитический крекинг является - одним из наиболее важных процессов для вторичного облагораживания сырой нефти, в силу его хорошей адаптивности к сырью, сравнительно мягким эксплуатационным условиям и выходу продуктов с высокой добавленной стоимостью. В соответствии с материальным балансом термолиза [1] в 2011 году, общемировая мощность нефтеперерабатывающей промышленности была свыше 88 миллионов баррелей в день, из которых на установки каталитического крекинга приходилось почти 14.7 миллионов баррелей в день. При этом каткрекинг предоставляет около 45% мирового рынка бензина, а также вносит большой вклад в мировые рынки дизельного топлива. В условиях повышения в добываемой нефти доли тяжелого сырья, задача повышения выхода светлых фракций в ходе нефтепереработки приобретает особую значимость. Как известно, катализатор является одним из ключевых факторов для процесса каткрекинга, и различные катализаторы могут иметь значительные отличия по селективности продуктов и

степени конверсии сырья. А значит, замена катализатора в каткрекинге является наиболее экономичным и эффективным способом для получения на установках каткрекинга лучшего распределения продуктов [2-5].

Целью данной работы являлось исследование влияния твердофазных нанореагентов, в сочетании с физическими методами воздействия, на активирование НДС гудрона и фракции (дизель + газойль), в процессе их термо и каткрекинга.

Эксперименты выполнены на фракции (дизель + газойль) Калининградского НПЗ (соотношение ~ 50+50; плотность 0,858 г/см³) и на гудроне Новокуйбышевского НПЗ (плотность 0,987 г/см). В качестве нанореагентов использовали детонационный наноалмаз (НА), газофазный нанопорошок железа в пироуглеродной оболочке, Fe (С), наноразмерный дисульфид молибдена (MoS₂), полученный твердофазным способом в вертикальной вибрационной мельнице, из молибденита. Нанореагенты вводили в нефтяные образцы в условиях наложения ультразвукового воздействия (при частоте 22кГц), или в сочетании с постоянным магнитным полем (0,3 Тл). Крекинг образцов выполняли в реакторах-автоклавах объемом 10 см³ в периодическом режиме, в инертной среде аргона; продолжительность выдерживания автоклава при температуре 450 °С составляла 120 минут. Навеску каталитических добавок варьировали в интервале 0,1-0,5г. Эффективность действия добавок оценивали по количеству и составу светлых фракций в продуктах. После проведения термолиза образцов, составляли материальный баланс продуктов по их агрегатному состоянию: газ, жидкость, твердые (кокс). Фракционный состав жидких продуктов определяли методом ДТА в инертной среде в диапазоне температур 20-600 °С.

Как следует из гистограмм материального баланса, приведенных на рис. 1, газовые продукты, образовавшиеся при термолизе образцов (дизель+газойль; образец 1), присутствуют в количестве 17-20 %. В несколько большем диапазоне изменяется выход жидких продуктов (27-35 %; рис.1). Влияние условий термолиза (рис.2) более явно отражается на фракционном составе жидких продуктов образца 1. Доля бензиновой фракции в жидких продуктах составляет 50-75 %. На образование бензиновых фракций в большей мере оказывает влияние система Т+УЗ+(НА+MoS₂). Гистограмма на рис.2 позволяет сделать вывод о том, что в исследованных условиях, бензин преимущественным образом образуется из газойля и в меньшей мере – из дизельной фракции исходного образца 1. В отличие от простого термокрекинга (Т), предварительная УЗ-обработка образца 1, а также его сочетание с каталитической системой (НА+MoS₂), способствуют повышению содержания бензиновой фракции в жидких продуктах термолиза (60, 65, 75 % соответственно, рис.2). Аналогичным образом можно интерпретировать результаты, полученные на гудроне. По сравнению с результатами по термолизу образца 1, выход кокса на гудроне ниже, а жидких фракций на 20 % выше (для варианта его предварительной УЗ-обработки; рис.3).

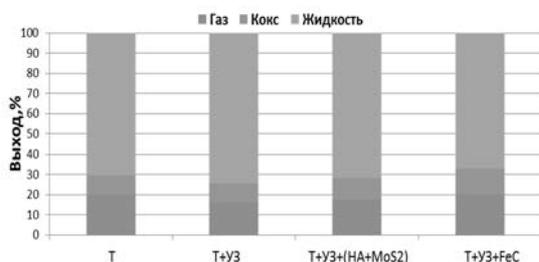


Рис.1. Материальный баланс термолиза (дизель+газойль; образец 1)

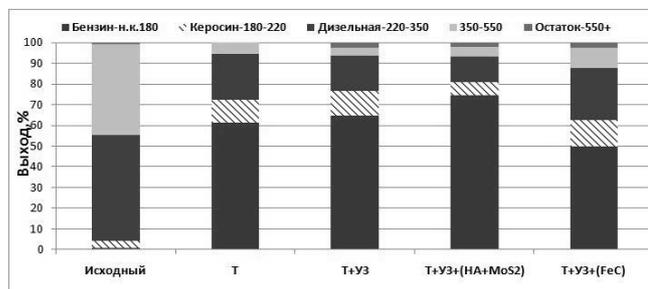


Рис.2. Фракционный состав жидких фракций, полученных в ходе термо и каткрекинга образца 1

Фракционный состав жидких продуктов для образцов данного ряда, представлен, главным образом, бензиновой фракцией, которая (как следует из сравнения с составом собственно гудрона, рис. 4) образуется из газойлевой фракции образца.

Интересно также сравнить результаты выполненных экспериментов с литературными сведениями, которые касаются инициированного термолиза того же гудрона [6]. Фракционный состав продуктов крекинга гудрона Новокуйбышевского НПЗ, полученных в аналогичных экспериментальных условиях (450°С; 2ч), но в присутствии инициаторов, свидетельствует об увеличении содержания фракций с температурой начала кипения 200 °С, лишь на 9,46 % масс. Реализация термо и каткрекинга гудрона в условиях, использованных в данной работе, обеспечила повышение вклада бензиновой фракции на 50-60 % (фракция до 180 °С).

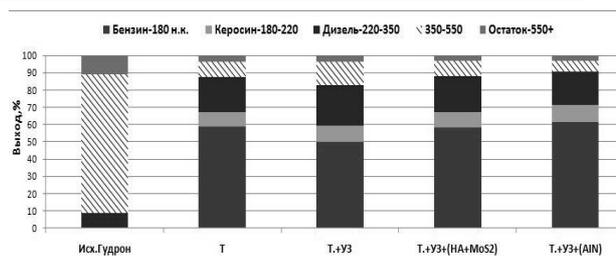
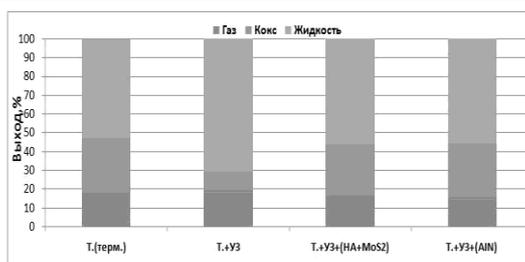


Рис.3. Материальный баланс термолиза гудрона Рис. 4. Фракционный состав жидких фракций полученных в ходе термо и каткрекинга гудрона

Таким образом, полученные экспериментальные данные свидетельствуют о том, что, для более легкого образца 1 (дизель + газойль), сонохимическая обработка в сочетании с нанореагентами, проявляет отклик в виде изменения фракционного состава жидких продуктов, и увеличения в них бензиновой фракции. В то же время, отклик на аналогичные воздействия гудрона, отражается в изменении материального баланса продуктов, в частности, за счет снижения присутствующего в продукте (Т+УЗ) количества кокса (рис.3), полученного при ультразвуковой обработке гудрона. В работе также обсуждаются вопросы компонентного состава газовых фракций, влияния магнитного поля, возможные механизмы термокаталитических превращений, пути интенсификации воздействия на НДС.

Литература

1. Kai Xiong, Chunxi Lu, Zhifeng Wang, Xionghou Gao. Kinetic study of catalytic cracking of heavy oil over an in-situ crystallized catalyst//Fuel. – 2015. – № 142 – P.65
2. M.J. Angeles, C. Leyva, J. Ancheyta, S. Ramirez. A review of experimental procedures for heavy oil hydrocracking with dispersed catalyst//Catalysis Today. – 2014 – №220-222 – P.274-294
3. M.J. Angeles, C. Leyva, J. Ancheyta, S. Ramirez. A review of experimental procedures for heavy oil hydrocracking with dispersed catalyst//Catalysis Today. – 2014. – №220 – P.274.
4. Hugo Ortiz-Moreno, Jorge Ramirez, Felipe Sanchez-Minero. Hydrocracking of Maya crude oil in a slurry-phase batch reactor//Fuel. – 2014 – №130 – P.263-272
5. Young Gul Hura, Min-Sung Kim, Dae-Won Lee. Hydrocracking of vacuum residue into lighter fuel oils using nanosheet-structured WS₂ catalyst//Fuel. – 2014 – №137 – P.237-244.
6. Ю.О. Карпов, Е.Б. Кривцов, А.К. Головки. Влияние условий крекинга на состав продуктов высокосернистого вакуумного газойля//Фундаментальные исследования. – 2014. – №9 – С.752.

МИКРО И МИКРО-МЕЗОПОРИСТЫЕ ЦЕОЛИТЫ Y В СИНТЕЗЕ ОЛИГОМЕРОВ ДЕЦЕНА-ОСНОВЫ НИЗКОЗАСТЫВАЮЩИХ МАСЕЛ

С. В. Бубенов¹, В. Р. Бикбаева², Н. Г. Григорьева¹

¹Институт нефтехимии и катализа Российской академии наук, г. Уфа

²Уфимский Государственный Нефтяной Технический университет, г. Уфа

Смазочные материалы играют ключевую роль в безопасной и надежной работе современной техники. Современные смазочные масла производят на нефтяной и синтетической основе. Основные преимущества синтетических масел перед нефтяными - их высокая термоокислительная стабильность, улучшенная смазочная способность, меньшая испаряемость при работе в двигателях, более пологая вязкостно-температурная кривая. Среди синтетических наиболее востребованными являются - поли- α -олефиновые масла, которые обладают наилучшим сочетанием физико-химических свойств [1]. Важным свойством поли- α -олефинов (ПАО) является низкая температура застывания (-70 - -80°C), что особенно актуально при работе в условиях Крайнего Севера.

Промышленное производство ПАО включает стадии олигомеризации α -олефинов C₈-C₁₄, гидрирование полученных олигомеров и их разделение на фракции [1]. Традиционными кислотными катализаторами процессов катионной олигомеризации являются - комплексы хлорида алюминия или фторида бора. Применение указанных катализаторов приводит к многостадийности процессов, образованию отходов и побочных продуктов, высокой коррозионной опасности и токсичности, и в итоге к увеличению затрат на производство.

Поэтому во всем мире ведется поиск и разработка новых, эффективных способов олигомеризации олефинов, позволяющих решить существующие технологические и экологические проблемы.

Цель данной работы - разработка эффективного гетерогенно-каталитического способа олигомеризации децена-1 в присутствии цеолитных катализаторов с микропористой и комбинированной микро- мезопористой структурой.

Методы исследования. В качестве микропористого катализатора исследовали цеолит H-Y, микро-мезопористый-гранулированный без связующих веществ цеолит H-Y-МММ, в пористой структуре которого сочетается микропористая структура самого цеолита Y и мезопоры (а также макропоры), сформировавшиеся между сростками кристаллов цеолита [2]. Фазовый состав цеолитов охарактеризован с помощью рентгенофазового анализа; пористая структура - методами низкотемпературной адсорбции-десорбции азота и

ртутной порометрии, кислотные свойства - инфракрасной спектроскопии с использованием низкотемпературной адсорбции молекулы-зонда CO.

Олигомеризацию децена-1 осуществляли в непрерывно вращающихся термостатированных автоклавах в присутствии 10-30% масс. катализатора, при 150-250°C в течение 3-5 ч. Продукты реакции олигомеризации децена-1 анализировали методом газожидкостной и высокоэффективной жидкостной хроматографии. Идентификацию продуктов осуществляли методами хромато-масс-спектрометрии, ИК-, ¹H и ¹³C- ЯМР спектроскопии.

Результаты. Установлено, что основными реакциями децена-1, протекающими на цеолитных катализаторах в изученных условиях, были изомеризация и олигомеризация. При температурах более 200 °С наблюдали деструкцию, как исходных олефинов, так и образовавшихся олигомеров.

Цеолит HY с микропористой структурой проявляет высокую активность в олигомеризации децена. Конверсия олефина достигает 80-95%, селективность образования олигомеров составляет 60 - 80%. Следует отметить, что в составе олигомеров ~90% приходится на долю димеров децена. Полученные результаты свидетельствуют о значительном влиянии пространственных ограничений, создаваемых микропористой кристаллической решеткой цеолитов, на рост молекул олигомеров высших линейных α-олефинов.

Уменьшить пространственные ограничения, создаваемые микропористой кристаллической решеткой цеолита для объемных реагирующих молекул и продуктов реакции, можно, создавая в цеолитной структуре развитую систему мезопор. В качестве такого мезопористого материала мы использовали цеолит H-Y-МММ, в пористой структуре которого, в процессе его синтеза формируются мезо- и макропоры. Удельная поверхность этого цеолита по данным ртутной порометрии, составляет 7 м²/г, а объем пор 0,5 см³/г. Объем мезо и макропор от общего объема пор составляет ~ 50 %. Транспортные поры, в основном, представлены порами с радиусом 50-100 нм и 100-1000 нм.

Использование в олигомеризации децена-1 цеолитного катализатора с микро-мезопористой структурой HY-МММ привело к получению олигомеров с более широким молекулярно-массовым распределением (степень олигомеризации $n = 2-5$) при сохранении высокой каталитической активности. Селективность образования олигомеров на цеолите HY-МММ составляет 70-85%. В составе олигомеров уменьшается количество димеров и возрастает содержание олигомеров с $n \geq 3$.

Литература

1. Цветков О.Н. Поли-α-олефиновые масла: Химия, технология и применение. М.: Техника.- 2006.- 192 с
2. М.Л. Павлов, О.С. Травкина, Б.И. Кутепов, И.Н. Павлова, А.Н. Хазипова. Способ получения высокомолекулярного фожазита без связующих веществ. Патент РФ № 2456238, опубл. 20.07.2012, Бюл. № 20.

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ ЭЛЕКТРОВЗРЫВНОГО ЖЕЛЕЗНОГО КАТАЛИЗАТОРА СИНТЕЗА ФИШЕРА-ТРОПША

Н. П. Бурлуцкий

Научный руководитель, доцент Е.В. Попок

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целесообразность применения синтеза Фишера-Тропша (СФТ) в промышленности России обусловлена, прежде всего, утилизацией попутных нефтяных газов месторождений, находящихся на удалении от газоперерабатывающих заводов. Сжигание попутного газа на факелах приводит к значительным выбросам углекислого газа в атмосферу и потерям ценного углеводородного сырья. Переработка углеводородных газов в синтетические жидкие углеводороды признана наиболее перспективным направлением, однако, изменяя условия процесса, можно получать как продукты для потребления на месте (смазочные масла и топлива), так и различное сырьё для нужд химической промышленности.

В данном исследовании рассматривается, влияние технологических параметров на состав продуктов синтеза. Объектом исследования является - железный катализатор, полученный методом электрического взрыва проводника в среде окиси углерода [1]. Данная технология позволяет, синтезировать ультрадисперсные частицы с большой удельной поверхностью и заданного фазового состава, что позволяет сформировать каталитически активные фазы на стадии электрического взрыва. Перед загрузкой в реактор катализатор необходимо подвергать гранулированию.

Используя результаты ранее проведённых исследований [2, 3], следующие условия синтеза были выбраны как оптимальные: соотношение H₂:CO = 2:1, давление 1 МПа, температура 270–290 °С, расход синтез-газа 150–500 нмл/мин.

Продукты синтеза были исследованы методами газовой капиллярной хроматографии. Результаты анализов представлены на рисунках ниже.

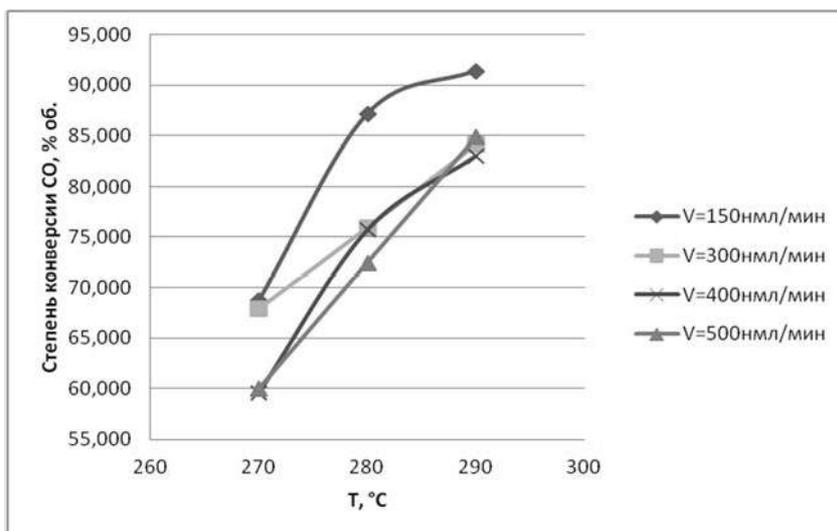


Рис. 1. Зависимость степени конверсии CO от температуры и расхода сырья

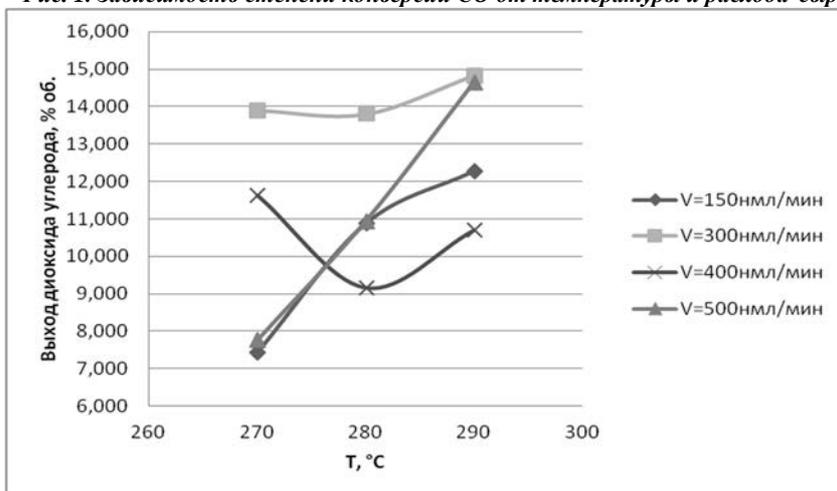


Рис. 2. Зависимость выхода CO₂ от температуры и расхода сырья

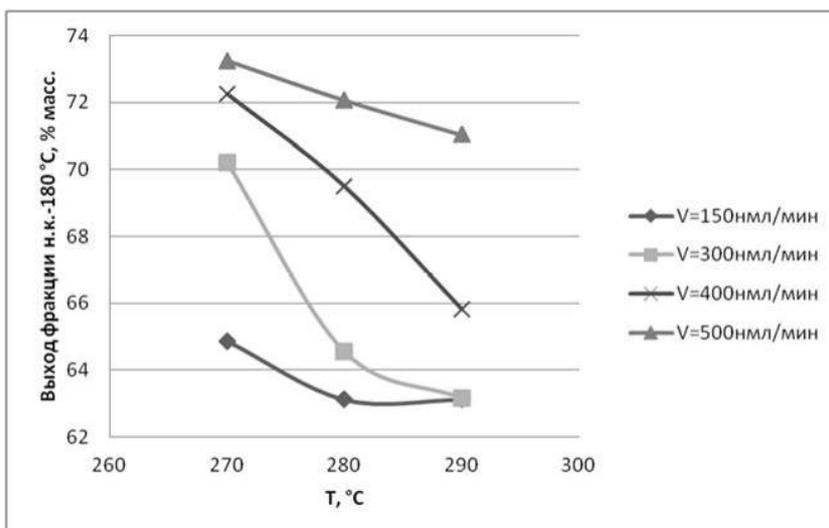


Рис. 3. Зависимость выхода бензиновой фракции от температуры и расхода сырья

Таблица 1

Зависимость группового состава жидких продуктов от температуры и расхода сырья

Параметры процесса		Выход группы веществ, % мол.				
V, нмл/мин	T, °C	Парафины	Изопарафины	Нафтены	Олефины	Ароматика
150	270	20,724	17,812	29,542	8,544	23,378
	280	21,774	22,365	22,033	8,434	25,395
	290	21,774	22,365	22,033	8,434	25,395
300	270	18,605	15,422	30,108	11,881	23,985
	280	20,955	14,144	25,606	10,871	28,424
	290	21,964	13,911	23,545	10,661	29,920
400	270	16,618	15,714	29,357	14,899	23,412
	280	17,352	16,636	27,502	13,946	24,564
	290	17,577	18,927	26,282	11,706	25,509
500	270	13,143	16,314	29,818	18,638	22,087
	280	14,295	17,382	28,659	16,781	22,883
	290	15,295	18,480	26,180	15,767	24,277

Варьирование технологических параметров оказывает значительное влияние на состав продуктов, степень конверсии СО и образование побочных продуктов. Выходы парафинов и олефинов проявляют обратную зависимость от времени контакта сырья, нафтены и ароматика – от температуры. Увеличение температуры приводит к снижению селективности к среднестиллятной фракции (усиливается метанирование и возрастает выход тяжёлых продуктов). Таким образом, можно добиваться увеличения выхода целевых фракций и снижения содержания побочных продуктов. Из всех групп углеводородов изопарафины показали наименьшую зависимость от изменения температуры и расхода сырья.

На данном катализаторе в основном образуются жидкие углеводороды C8-C15. Все полученные образцы жидкостей имеют октановое число по исследовательскому методу около 60 пунктов, так как катализатор не проявляет селективности к кислородсодержащим веществам, и в смесях достаточно большое количество парафинов и нафтен. Данные продукты пригодны к использованию после дополнительного облагораживания.

Литература

1. Яворовский Н.А., Пустовалов А.В. Выбор параметров электрического взрыва алюминиевых и железных проводников в атмосфере аргона // Известия вузов. Физика. – 2013 – Т. 56 – №. 7/2. – С. 164 – 169.
3. E. Popok, A. Levashova, N. Burlutskiy, D. Khudyakov, S. Zhuravkov. Ultradispersed electro-explosive iron powders as catalysts for synthesis of liquid hydrocarbons of CO and H₂ // Procedia Chemistry. – 2015 – Vol. 15 – P. 225 – 230.
4. E. V. Popok, A. I. Levashova, N. V. Chekantsev, M. V. Kirgina, K. V. Rafegerst. Ultradispersed Hydrocarbon Synthesis Catalyst from CO and H₂ Based on Electroexplosion of Iron Powder. // Procedia Chemistry. – 2014 – Vol. 10 – P. 20 – 24.

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ НА ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЦЕССА СУЛЬФИРОВАНИЯ ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ

К. А. Васючка

Научный руководитель, ассистент И. О. Долганова

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В России сырьем для производства синтетических моющих средств являются - смеси алкилбензосульфокислот (АБСК). Получение алкилбензосульфокислоты состоит из нескольких технологически связанных процессов: дегидрирования парафинов до моноолефинов, гидрирования диолефинов, алкилирования бензола олефинами, сульфирования линейных алкилбензолов (ЛАБ).

Значительный спрос на АБСК высокого качества требует повышенного контроля качества не только готовой продукции, но и состава перерабатываемого сырья, который определяет оптимальные режимы проведения каждой из стадий комплексного производства.

Идея работы состоит в выявлении влияния различных технологических режимов на оптимизацию процесса сульфирования.

Для проведения данного исследования был выбран метод математического моделирования, который учитывает большое количество управляющих параметров и позволяет оптимизировать работу всей системы в целом через повышение эффективности каждого из сопряженных процессов всех стадий производства.

Для выявления влияния различных технологических режимов на оптимизацию процесса сульфирования линейных алкилбензолов были взяты данные за 18.11.2014. На рисунке 1 показана зависимость влияния соотношения SO₃/ЛАБ на долю АБСК.

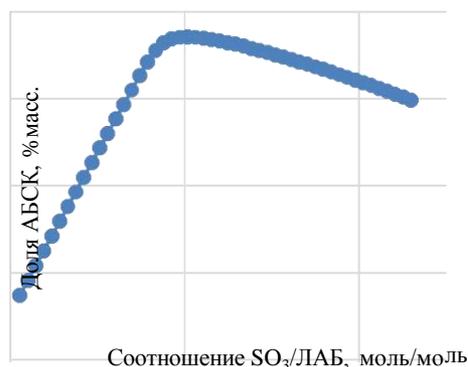


Рис 1 – Зависимость доли АБСК от соотношения $SO_3/ЛАБ$ при доле ароматики 0,4% масс.

Расчеты показали, что зависимость доли АБСК от соотношения $SO_3/ЛАБ$ носит экстремальный характер. При этом с увеличением доли ароматики в сырье, доля АБСК при одном и том же значении соотношения $SO_3/ЛАБ$ снижается. Это обуславливается тем, что с увеличением доли ароматики, увеличивается доля несulfированного остатка, что ведет к снижению доли АБСК. Для компенсации этих процессов следует увеличить соотношение $SO_3/ЛАБ$.

Рассмотрим влияние соотношения $SO_3/ЛАБ$ на долю несulfированного остатка (рисунок 2).

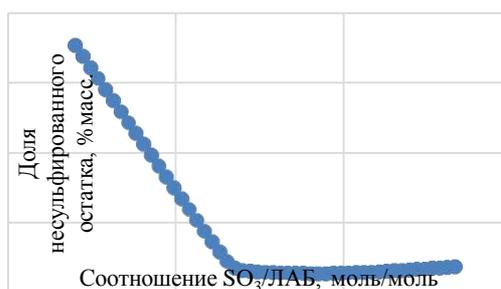


Рис 2 – Зависимость количества несulfированного остатка от соотношения $SO_3/ЛАБ$

Из полученной зависимости видно, что для оптимального проведения процесса сulfирования необходимо брать соотношение $SO_3/ЛАБ$ близкое к единице, так как в этом случае получается минимальное значение вязкости и минимальное значение доли несulfированного вещества, что дает максимальное значение доли АБСК.

Рассмотрим влияние температуры хладагента на вязкость и долю несulfированного остатка (рисунок 3 и 4).

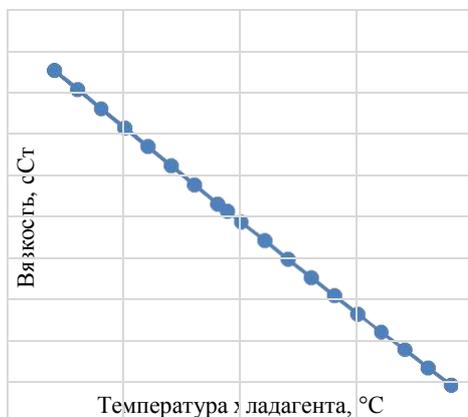


Рис 3 – Зависимость вязкости от температуры хладагента

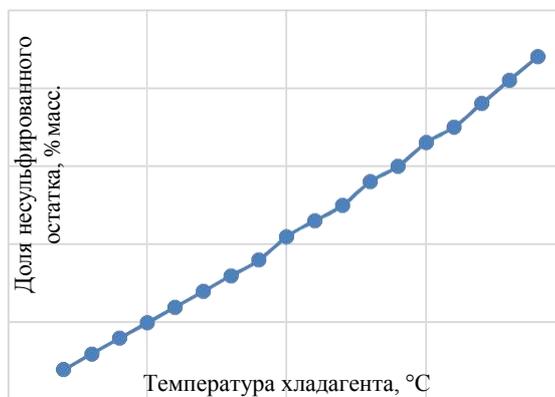


Рис 4 – Зависимость количества несulfированного остатка от температуры хладагента

Из полученных зависимостей можно сделать вывод, что температура хладагента оказывает двойное влияние: с увеличением температуры хладагента снижается вязкость, но увеличивается доля несulfированного остатка, что снижает долю АБСК.

Из данной работы можно сделать следующие выводы:

- При увеличении температуры хладагента от 22 до 39 °С наблюдалось снижение вязкости от 172,77 до 168,97 сСт, увеличение доли несulfированного остатка от 1,44 до 1,84 % масс. Следовательно, можно проводить оптимизацию по температуре хладагента, но выбирать следует не максимальное значение, а среднее из ряда.

- При увеличении соотношения SO₃/ЛАБ от 0,890 до 1,117 моль/моль наблюдалось изменение доли несulfированного остатка по экстремальной зависимости. Экстремумы с оптимальным значением доли несulfированного остатка 1,58 % масс., доля АБСК 98,1 % масс.) образуются при значении соотношения SO₃/ЛАБ близком к единице. Следовательно для оптимального проведения процесса сulfирования необходимо брать соотношение SO₃/ЛАБ близкое к единице.

- При увеличении доли ароматики от 0,4 до 0,8% масс. доля АБСК снизилась с 98,53 до 97,38 % масс. Для того чтобы доля АБСК не снижалась, следует увеличивать соотношение SO₃/ЛАБ.

Литература

1. A. Moreno. Influence of unsulfonated material and its sulfone content on the physical properties of linear alkylbenzene sulfonates/ A. Moreno, J. Bravo, J. Berna// Technical Surfactants & Detergents Technical Journal of the American Oil Chemists' Society – June 1988, Volume 65, Issue 6, pp 1000-1006.
2. David W. Roberts *. Optimisation of the Linear Alkyl Benzene Sulfonation Process for Surfactant Manufacture/ David W. Roberts *// Unilever Research and Development – 2003 – 7 (2) – pp 172-184.

АНАЛИЗ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА И ТЕКСТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБРАЗЦОВ ПЛАТИНО-РЕНИЕВЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ

М. В. Винидиктова, Е. С. Чернякова

Научный руководитель, доцент Е. С. Чернякова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Каталитический риформинг – важнейший процесс современной нефтепереработки, позволяющий получать высокооктановые компоненты моторных топлив. Качество получаемого продукта напрямую зависит от важнейшего компонента этого процесса – катализатора. Главными критериями работы катализаторов риформинга являются - активность, селективность и стабильность их работы. Внедрение полиметаллических катализаторов третьего поколения обеспечило увеличение производства высокооктановых топлив и позволило более чем в два раза продлить межрегенерационный цикл объема катализатора. Для контроля и описания этих критериев измеряют скорости элементарных стадий каталитического процесса и самой реакции при изменении различных параметров, влияющих на скорость: концентрации реагирующих веществ, температуры, кратности циркулирующего газа и других. Этот способ исследования каталитических свойств называется кинетическим, и позволяет объяснить формализованный механизм реакции, показать физико-химический механизм конкретных процессов и получить исходные данные для рационального управления всем производственно-технологическим процессом при его практической реализации, определить кинетические параметры протекающих реакций.

К сожалению, кинетический подход к исследованию каталитических свойств различных веществ осложняется рядом факторов. Во-первых, вышеупомянутые зависимости скорости процесса и его отдельных стадий от различных технологических параметров на практике представляют собой сложные зависимости неразрывно связанных друг с другом функций, решение которых возможно только с использованием компьютера и специальных программ. Во-вторых, реальные процессы при проведении их на производстве всегда сопровождаются процессами переноса массы и тепла, которые существенно искажают достоверную информацию о скорости каталитического процесса.

Вот почему для всестороннего анализа работы катализатора наряду с кинетическими методами исследования также используют инструментальные. Инструментальные методы позволяют определить структуру реакционной поверхности катализатора и состав активного центра при непосредственном протекании реакции, форму активации реагирующих веществ, и, самое главное, обосновать механизм поверхностной реакции на данном платиновом контакте.

В зависимости от того, какая характеристика катализатора требует исследования, различают различные виды инструментальных исследований:

1. Окисление и восстановление с программированием температуры;
2. Электронная микроскопия;
3. Рентгенография;
4. Оптическая и ультрафиолетовая спектроскопия;
5. Исследование магнитных свойств;
6. Электронный парамагнитный резонанс;
7. Мессбауэровская спектроскопия.

Однако, даже совместное использование всех вышеперечисленных инструментальных способов исследования катализатора, дает лишь косвенную информацию о структуре активных центров, в строении поверхности и других характеристиках. Инструментальные методы не дают информации о механизмах и скоростях превращений углеводородов на поверхности контакта.

Таким образом, полное представление о работе катализатора и превращениях, протекающих при его участии, можно получить, лишь при совместном рассмотрении результатов инструментальных и кинетических методов исследования. Очевидно, что анализ этих результатов представляет собой огромный массив взаимодополняющих интегрированных данных. Поэтому решение данной задачи становится возможным с разработкой математических моделей, основывающихся на совокупности данных о кинетических и инструментальных испытаниях.

Кроме того, математическая модель учитывает масштабный переход на производственные условия. Она позволяет избежать, проведения повторной серии трудоемких и дорогих промышленных испытаний. Математическая модель в сочетании с данными различных исследований катализатора позволяет оптимизировать состав разрабатываемого или анализируемого катализатора для повышения активности, селективности и стабильности его работы в условиях производства.

Развитие методов математического моделирования и накопления знаний о практике кинетического анализа процессов, обеспечивает возможность оценки кинетических и инструментальных параметров различных катализаторов, решением обратной кинетической задачи по данным эксперимента. При этом становится возможным перенос данных о работе конкретного катализатора на другую установку и другой процесс, и последующее сопоставление эффективности его работы в зависимости от условий эксплуатации.

С учетом вышеизложенного, одним из этапов исследования процесса риформинга углеводородов бензиновой фракции стало изучение химического состава и структурных характеристик Pt-Re катализатора, который использовался на реальном промышленном производстве. Результаты анализа были получены с применением сканирующего электронного микроскопа JSM-7500FA и дали возможность оценить равномерность распределения различных элементов на поверхности исследуемого образца.

При приготовлении катализатора, во время стадии диспергирования, активные элементы равномерно распределяются на его поверхности. Однако в пористую структуру катализатора извне могут попадать и те элементы, которые снижают эффективность его работы. Происходит блокировка и отравление пор или поверхности катализатора, т. е. образование локальных скоплений, перекрывающих активные элементы. Этот эффект можно наблюдать при сравнении двух образцов катализатора, взятых до и после рабочего цикла. Например, на рисунке 1 показано содержание алюминия в различных образцах. Алюминий – важнейший компонент платино-рениевых катализаторов, так называемая опора, или матрица. Его концентрация в объеме составляет 99 % мас. Цветовая насыщенность рисунка отражает этот факт:

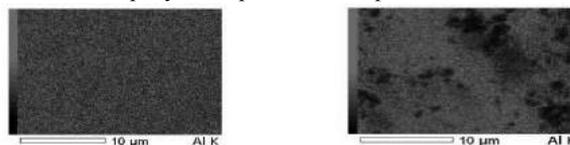


Рисунок 1. Содержание алюминия в образцах катализатора

На поверхности отработавшего катализатора видны большие неокрашенные участки, что говорит о неравномерности распределения алюминия. То есть на поверхности катализатора в большом количестве присутствует другой элемент. Микроскопический анализ показал, что на поверхности бывшего в эксплуатации катализатора имеются значительные участки, занятые железом (рисунок 2):

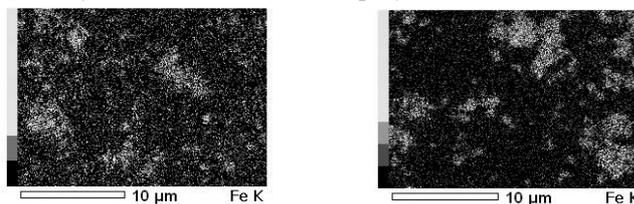


Рисунок 2. Содержание железа в образцах катализатора

Однако, обработка экспериментальных данных с помощью специального программного обеспечения позволяет перевести визуальные характеристики экспериментальных образцов в числовые и непосредственно оценить содержание того или иного компонента. Расчеты показали, что содержание железа на поверхности исследуемого катализатора достигает 0,37 % масс., в то время как оно не должно превышать 0,02 % масс. при усредненных показателях.

Следует отметить, что приведенные результаты относятся к анализу поверхности катализатора. При пересчете на объем, возможно, содержание железа в исследуемой пробе не будет превышать критического значения. Однако стоит помнить, что согласно самым современным представлениям о механизме

каталитических процессов, реакции протекают именно на поверхности катализатора. И если поверхность будет неравномерна, то так же неравномерны будут показатели важнейших характеристик работы катализатора: активности, селективности и стабильности.

Таким образом, сочетание инструментальных и кинетических данных исследования и использование метода математического моделирования позволяют провести всесторонний анализ работы катализатора и последующий мониторинг работы всей промышленной установки. На основании этих данных можно сделать выводы о рационализации использования ресурсов катализаторов риформинга, что в свою очередь, позволит снизить затраты на обновление и замену катализатора, и получать продукт лучшего качества.

Литература

1. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Шарова Е.С., Чеканцев Н.В., Полуобярец Д.С., Компьютерное прогнозирование работы промышленных катализаторов процессов риформинга и изомеризации углеводородов бензиновой фракции, 10.02.2011г., ГРИФ СибРУМЦ; – Томск: Изд. ТПУ, 2011. – 125с.
2. Романовский Р.В., Францина Е.В., Юрьев Е.М., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В. Единый критерий эффективности Pt-катализаторов дегидрирования высших n-парафинов //Катализ в промышленности, 2010. – № 4. – С. 55-61.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОКИСЛЯЕМОСТИ СМАЗОЧНО-ОХЛАЖДАЮЩИХСЯ ЖИДКОСТЕЙ

Ю. А. Власенко¹, Н. И. Кривцова

Научный руководитель, доцент, к.т.н. Н. И. Кривцова

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы, протекающие в ходе сверления глубоких отверстий, определяются механическими, термоокислительными, температурными и химическими воздействиями. Смазочный материал как элемент этой системы оказывает существенное влияние на её надёжность. В связи с тем, что эти процессы протекают одновременно, исследование раздельного влияния продуктов окисления и температурной деструкции на противозносные свойства является актуальной задачей, решение которой позволит разработать мероприятия по уменьшению скорости окисления и повышению температуры начала деструкции базовой основы и присадок[1].

Окисляемость тесно связана со многими свойствами смазочно-охлаждающих жидкостей (СОЖ). От нее в значительной степени зависит качество СОЖ. При вступлении в реакции с кислородом, молекулы химических веществ, способствуют «старению» СОЖ, т.е. постепенному разрушению. Это ведет к образованию новых соединений - гидропероксидов, пероксидов, кислот, спиртов, смол и т. д. Продукты окисления, накапливаясь в жидкости, изменяя внешний вид, эксплуатационные и другие свойства. СОЖ приобретает более темный цвет, у нее увеличивается вязкость и возрастает кислотное число. Часть продуктов окисления растворяется в СОЖ, а часть нерастворима и выпадает из нее в виде осадка. Окисление СОЖ приводит к повышению ее токсичности.

Окисляемость масляных СОЖ зависит от многих факторов: времени эксплуатации, химической природы нефтяного масла, наличия веществ, ускоряющих или замедляющих процесс окисления, температуры.

Уже при хранении СОЖ (при невысоких температурах) наблюдается окисление, что подтверждается потемнением и увеличением кислотности жидкости. Окисление в этом случае протекает за счет кислорода, растворенного в СОЖ. В процессе эксплуатации температура жидкости в емкостях системы охлаждения достигает 60°C. В этих условиях, окисление продукта может протекать достаточно заметно. Особенно интенсивно окисляется СОЖ в зоне разрезания, где имеют место высокие температуры и давление. Свидетельством этому, могут служить лакообразные отложения и нагар на нагретых до высоких температур поверхностях, обрабатываемого изделия и стружки.

О катализирующем влиянии металлов на процесс окисления масел известно давно. Такие металлы как: медь, свинец, марганец, хром, наиболее активно ускоряют окислительный процесс. При окислении нефтяных масел в присутствии парных катализаторов (железо – медь) процесс ускоряется в большей степени, чем при использовании тех же катализаторов в отдельности. Окисление масел ускоряют также органические соли металлов. Ускорению процессов окисления масляных СОЖ способствуют: влага, различные примеси, солнечные лучи, электрические поля и облучение УФ - лучами.

Стабильность СОЖ против окисления характеризуется изменением во время ее окисления, кислотного числа, числа омыления и вязкости, содержанием нерастворимого осадка и другими показателями.

В данной работе, в качестве объектов исследования были взяты 3 образца СОЖ: МР-3, МР-7, Garia. Термостатировали образцы при температуре 95⁰С, в течение 200 часов, без металлической стружки, и при наличии металлической стружки. Через некоторые промежутки времени отбирали пробы на анализ, для того, чтоб проследить изменение свойств СОЖ при длительной эксплуатации. Результаты приведены на Рис.1-3

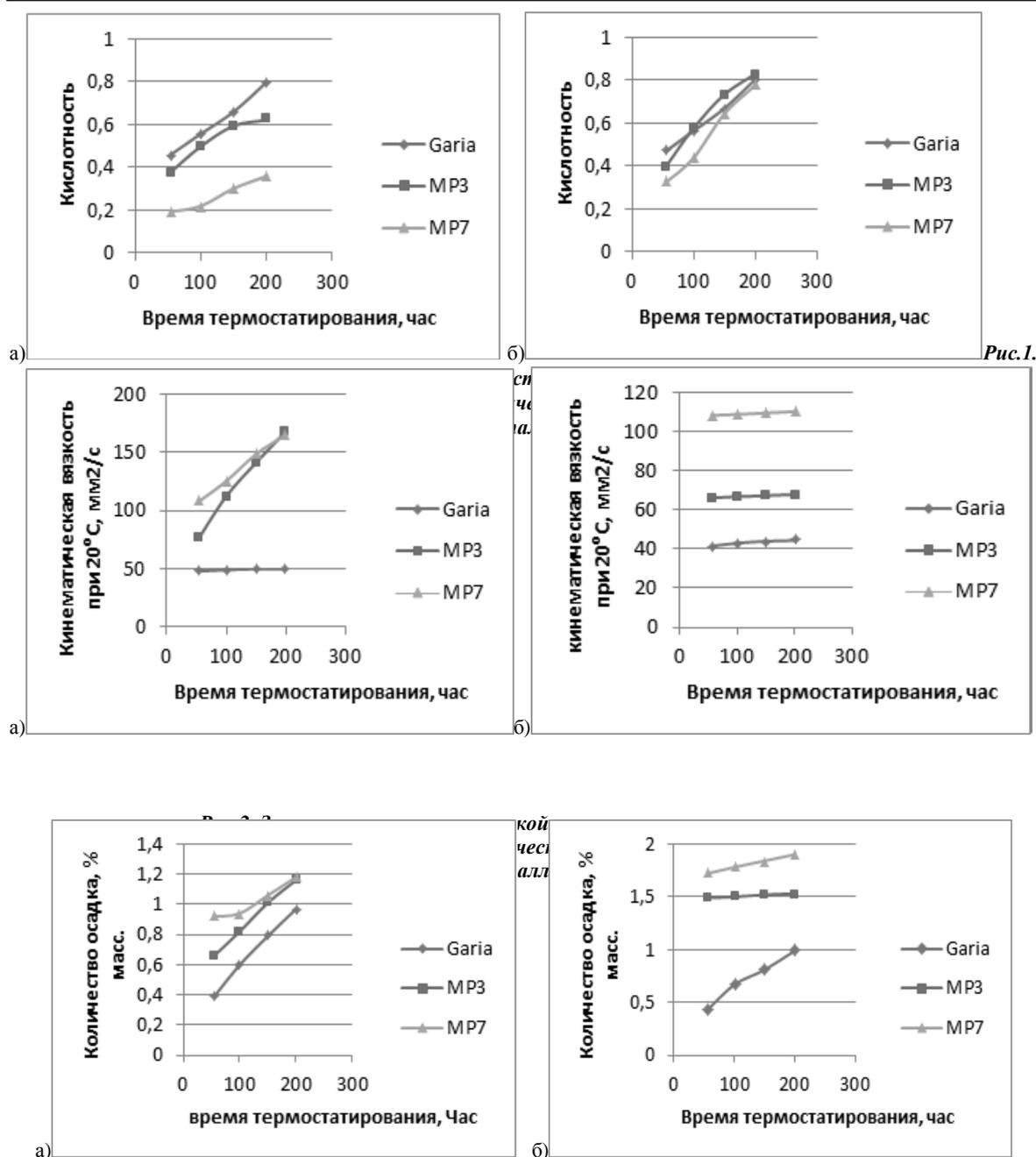


Рис.3. Зависимость количества образовавшегося осадка от времени термостатирования
а) без металлической стружки
б) при наличии металлической стружки

Вязкость (Рис.2) всех образцов, которые термостатировались без металлической стружки в течении 200 часов, практически не изменяется, однако при термостатировании образцов с металлической стружкой характер кривых меняется (кроме образца Garia), причем вязкость образца MP3 возрастает сильнее, нежели MP7. Кислотность (Рис.1) образцов при термостатировании с металлической стружкой изменяется сильнее для образцов MP3 и MP7, нежели без металлической стружки, однако характер кривых остается прежним. Это можно объяснить тем, что наличие в СОЖ металлической стружки способствует более сильной окисляемости образцов кислородом воздуха с предположительным образованием новых продуктов: пероксиды, гидропероксиды, кислоты, спирты, смолы и др., которые и оказывают влияние на некоторые свойства СОЖ.

В процессе эксплуатации СОЖ окисляются, образуя продукты окисления, часть которых растворяется в смазочно-охлаждающей жидкости, а другая часть выпадает в осадок. На Рис.3 показано, что меньше всего нерастворимого осадка образуется при окислении образца Garia. Для образца MP3, наличие металлической

стружки изменило характер кривой: максимальное количество нерастворимого осадка выпало за 55 часов.. Наличие металлической стружки способствовало увеличению вдвое образовавшегося нерастворимого осадка в образце МР7.

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что образец МР3 меньше всего стабилен к окислению в условиях эксплуатации, в то время как, образец Gaia оказался наиболее устойчив.

Литература

1. Худобин Л. В. СОЖ при обработке резанием // Научные технологии размерной обработки в производстве деталей машин. М., 1992. С. 23–25.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОТРАБОТАННЫХ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГПС W-Bi-Co, В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ

Н. Д. Власова¹, Нажису²

Научные руководители, доцент Л. А. Егорова, профессор В. И. Ерофеев

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время наиболее перспективными для производства высокооктановых бензинов класса «Евро-4, 5 и 6» с низким содержанием бензола, серы и ароматических углеводородов, могут быть, модифицированные цеолитсодержащие катализаторы на основе высококремнезёмных цеолитов типа ZSM-5 [1-13]. В настоящей работе представлены результаты термогравиметрических исследований отработанных цеолитных катализаторов 1–3 % ГПС (W-Bi-Co)/Н-ЦКЕ-Г и подвергнутых ультрафиолетовой обработке в процессе превращения прямогонных бензинов (ПБ). Синтез высококремнезёмных цеолитов (Н-ЦКЕ-Г) проводили из щелочных алюмокремнегелей при 175–180 °С в течение 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. Модифицирование проводили методом пропитки высококремнистого цеолита солянокислым раствором солей гетерополиосоединений (ГПС) системы (W-Bi-Co) в количестве 1-3 мас. % и подвергнутых ультрафиолетовой обработке. Физико-химические свойства синтезированных и закоксованных катализаторов исследовали с помощью ИК-спектроскопии, рентгенофазового и термогравиметрического анализов. Согласно экспериментальным данным синтезированный катализатор соответствует типу MF1(ZSM-5). Исследования по превращению ПБ проводили на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350–425 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения ПБ проводили газохроматографическим методом. В жидких продуктах превращения ПБ преобладают арены С₆–С₉ (в основном толуол и ксилолы). Выход нафтеновых, *n*-изо-парафиновых углеводородов С₅₊ с ростом температуры реакции снижается. Ультрафиолетовая обработка катализаторов 1-3 % (W-Bi-Co)/Н-ЦКЕ-Г приводит к значительному повышению октанового числа на 3-5 пунктов, по сравнению с не подвергнутыми ультрафиолетовой обработке катализаторами. Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБ преобладают, в основном, пропан и бутаны. Оценку зауглероживания отработанных цеолитных катализаторов, модифицированных ГПС (W-Bi-Co), проводили по результатам термического анализа. Анализ образцов осуществляли на синхронном термоанализаторе STA 449 C Jupiter в воздушной атмосфере со скоростью нагрева 10 град/мин. Для оценки влияния концентрации модифицирующей добавки на зауглероживание, термический анализ проводили на четырех образцах: 1-3 % ГПС (W-Bi-Co)/99-97 % Н-ЦКЕ-Г.

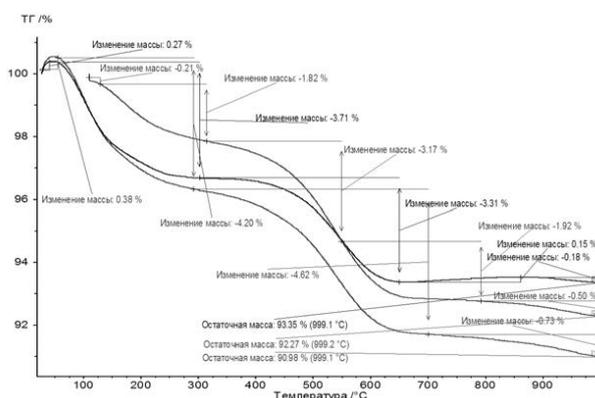


Рисунок 1. Термогравиметрические кривые температурного изменения массы образцов: 1 – 3 % ГПС (W-Bi-Co)/97 % Н-ЦКЕ-Г, 2 – 3 % ГПС УФО (W-Bi-Co)/97 % Н-ЦКЕ-Г, 3 – 1 % ГПС УФО (W-Bi-Co)/97 % Н-ЦКЕ-Г, 4 – 1 % ГПС (W-Bi-Co)/97 % Н-ЦКЕ-Г.

Ход ДСК-кривых свидетельствует о том, что с повышением температуры начинаются процессы с выделением тепла. Уменьшение массы и наблюдаемый экзоэффект дают основание предполагать протекание реакций окисления углеродной компоненты в отработанных цеолитах. Очевидно, выгорает поверхностный углерод, масса его незначительна (таблица, интервал температур 200 -500 °С).

Таблица

Температурные интервалы изменения массы образцов цеолита, модифицированного гетерополисиодинениями

№	Модификатор W-Bi-Co, % мас.	Дополнительные условия	Изменение массы, %			
			$\Delta T=25-200^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=200-500^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=500-700^{\circ}\text{C}$	$\Delta T=700-1000^{\circ}\text{C}$
1	3	ГПС	2,60	2,63	4,21	0,62
2	3	ГПС + УФО	3,97	1,85	2,81	0,78
3	1	ГПС + СФ	2,14	0,97	4,31	0,65
4	1	ГПС	3,34	3,23	4,41	0,91

В области температур 500 – 700 °С очевидно выгорает углерод в порах цеолита. Масса его составляет 4,21 - 4,41 % масс. Исключение составляет образец 2 – 2,81% масс. Температура максимальной скорости составляет 540 °С. В высокотемпературной области наблюдаемое уменьшение массы для всех образцов, имеет общий идентичный характер и обусловлено поведением цеолита.

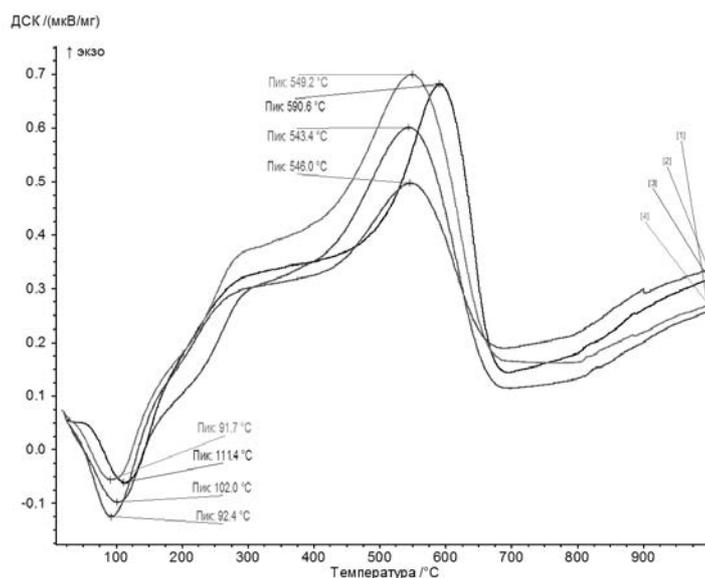


Рисунок 2 – Термоаналитическая кривая образцов: 1– 3 % ГПС (W-Bi-Co)/97 % Н-ЦКЕ-Г, 2– 3 % ГПС УФО (W-Bi-Co)/97 % Н-ЦКЕ-Г, 3 – 1 % ГПС УФО (W-Bi-Co)/97 % Н-ЦКЕ-Г, 4 – 1 % ГПС (W-Bi-Co)/97 % Н-ЦКЕ-Г.

В области температур 300 – 700⁰С проходит выгорание углерода, о чем свидетельствует уменьшение массы образцов, сопровождающееся экзотермическим эффектом на ДСК-кривой. (рис.2). Таким образом, с помощью термогравиметрического анализа исследованы закоксованные цеолитные катализаторы Н-ЦКЕ-Г, модифицированные 1-3 % (Sn-Bi-O). Показано, что коксовые отложения с закоксованных катализаторов выгорают в двух областях температур: в области 200-400 °С и 400-650 °С.

Литература

1. Erofeev V.I., Medvedev A.S., Koval L.M., Khomyakov I.S., Erofeev M.V., Tarasenko V.F. Effect of UV Activation on acid and catalytic properties of zeolite-containing Catalysts in conversion of gas-condensate straight-run Gasolines to high-octane Gasolines // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2011. – V. 84. – N 10 – P. 1760 –1766.
2. Korobitsyna L.L., Velichkina L.M., Antonova N.V., Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Physicochemical and catalytic properties of iron-containing Zeolites // Russian Journal of Physical Chemistry. – 1997. – V. 71. – N 1. – P. 54 –57.
3. Медведев Ю.В., Иванов В.Г., Середя Н.И., Полягалов Ю.И., Ерофеев В.И., Коровин С.Д., Ерофеев М.В., Соснин Э.А., Суслов А.И., Тарасенко В.Ф., Истомин В.А. Воздействие мощного ультрафиолетового излучения на поток природного газа в проточном фотореакторе // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3-4. – С. 83 – 87.

4. Ryabov Yu.V., Erofeev V.I. Carbonization of high-silica Zeolites during the conversion of methanol to hydrocarbons // Russian Chemical Bulletin. – 1986. – V. 35. – N 9. – P. 1785–1789.
5. Tretyakov V.F., Lermontov A.S., Makarfi Yu.I., Yakimova M.S., Frantsuzova N.A., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Motor Fuels from Bioethanol // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2008. – V.44. – N 6. – P. 409–414.
6. Erofeev V.I., Khomyakhov I.S., Egorova L.A. Production of high-octane Gasoline from straight-run Gasoline on ZSM-5 modified Zeolites // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. –2014. – V. 48. – N 1. – P. 71–76.

СИНТЕЗ, ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЭЛЕМЕНТОАЛЮМОСИЛИКАТОВ В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРОПАНА В АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

А. Н. Волынкина¹, В. И. Зайковский²

Научный руководитель, старший научный сотрудник Л. Н. Восмерикова
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия
Институт катализа им. Г.К. Борескова Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Новосибирск, Россия

В последние годы все большее значение приобретают разработки по каталитической переработке газообразных углеводородов, с целью более рационального использования всех компонентов, входящих в состав природного и попутных нефтяных газов. Наибольшие успехи в этом направлении связаны с использованием цеолитов структурного типа ZSM-5 [1]. Каталитические свойства алюмосиликатов, в том числе цеолитов, обусловлены фиксацией в изоморфных позициях в кремнекислородном каркасе катионов алюминия за счет обмена $\text{SiO}_4^{4-} \leftrightarrow \text{AlO}_4^{5-}$. Введение полизарядных катионов элементов I-VIII групп (M^{n+}) в исходный алюмокремнегель перед его гидротермальной кристаллизацией дает возможность для изменения химического состава анионной части кремнекислородного каркаса. От природы вводимого катиона M^{n+} должна зависеть величина нескомпенсированного заряда анионной части силиката, а следовательно, и сила активных центров с кислотно-основными свойствами [2]. В связи с этим, модифицирование цеолитов различными металлами, на стадии гидротермального синтеза, является одним из перспективных методов, позволяющих целенаправленно влиять на кислотные и каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов [3-4]. В данной работе приводятся результаты исследований по синтезу элементоалюмосиликатов (ЭАС), содержащих в своем составе, наряду с атомами алюминия и кремния, атомы цинка и циркония, а также данные по их физико-химическим и каталитическим свойствам в процессе ароматизации пропана.

Синтез цинка и цирконийалюмосиликатов (Zn-AC и Zr-AC) структурного типа цеолита ZSM-5 проводили изоморфным замещением ионов Si^{4+} на ионы Zn^{2+} и Zr^{4+} в кристаллической решетке цеолита на стадии гидротермального синтеза путем частичной замены алюминия на соответствующий металл в исходном алюмокремнегеле ($\text{SiO}_2/(\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{Me}_x\text{O}_y) = 40$). В качестве структурообразующей добавки использовали гексаметилендиамин, а жидкое стекло служило источником кремния.

Контроль за качеством полученных образцов осуществляли с помощью ИК-спектроскопии. ИК-спектры исследуемых цеолитов снимали на ИК-Фурье спектрометре «Nicolet 5700» в области $2000\text{--}400\text{ см}^{-1}$ в таблетках с KBr (1,2 мг ВКЦ на 300 мг KBr) на воздухе. Снимки просвечивающей электронной микроскопии высокого разрешения (ПЭМВР) получали на электронных микроскопах JEM-2010 и JEM-2200FS (JEOL Ltd.) с разрешением по решетке 0.14 и 0.1 нм, соответственно. Для анализа снимков ПЭМВР использовали быстрое преобразование Фурье (FFT). Энергодисперсионные рентгеновские (EDX) спектры и элементные карты получали в сканирующей моде на приборе JEM-2200FS в режиме темного поля (HAADF-STEM) с использованием спектрометра JED-2300T. Количественный элементный анализ выполняли с помощью программного обеспечения спектрометра EDX. Спектры РФЭС снимались на фотоэлектронном спектрометре ES300 (Kratos Analytic) в режиме постоянной энергии пропускания энергоанализатора фотоэлектронов.

Процесс превращения пропана в ароматические углеводороды изучали на стендовой установке проточного типа со стационарным слоем катализатора объемом $3,0\text{ см}^3$ при атмосферном давлении, температуре реакции $400\text{--}600\text{ }^\circ\text{C}$ и объемной скорости подачи сырья 500 ч^{-1} . Продукты реакции анализировали методом ГЖХ с использованием хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000.2». Для оценки каталитической активности образцов определяли степень превращения пропана, выход газообразных и жидких продуктов реакции, а также рассчитывали селективность образования продуктов реакции.

Исследования каталитических свойств элементоалюмосиликатов показали, что по общей (оцениваемой по степени превращения пропана) и ароматизирующей активности катализаторы отличаются друг от друга. Как видно из приведенных в таблице 1 данных, на образце Zn-AC превращение пропана начинается при температуре реакции $450\text{ }^\circ\text{C}$, а при $550\text{ }^\circ\text{C}$ и выше происходит образование целевого продукта – ароматических углеводородов, состоящих преимущественно из бензола, толуола и ксилолов, в небольших количествах также образуются алкилбензолы C_9+ , нафталин и алкилнафталины. Побочные продукты представлены газообразными углеводородами – метаном и этаном, в незначительном количестве присутствуют водород и олефины $\text{C}_2\text{--C}_4$, а также непревращенный пропан. С ростом температуры процесса происходит увеличение степени превращения пропана и селективности образования ароматических углеводородов. При температуре реакции $600\text{ }^\circ\text{C}$ конверсия и селективность образования ароматических углеводородов на образце 0,81 % Zn-AC достигают соответственно

91 и 37,3 %. Увеличение концентрации оксида цинка в катализаторе приводит к небольшому снижению конверсии и росту ароматизирующей активности катализатора (табл. 1).

В присутствии образца Zr-AC заметное образование ароматических углеводородов из пропана наблюдается, как и на Zn-алюмосиликатах, при температуре 550 °C и выше. С ростом температуры процесса ароматизирующая активность катализатора 0,81 % Zr-AC увеличивается, а при 600 °C выход ароматических углеводородов достигает 35,0 %. Однако, в отличие от Zn-содержащего цеолита увеличение концентрации оксида циркония в катализаторе приводит к снижению как общей, так и ароматизирующей активности, а на образце 3,64 % Zr-AC селективность образования ароматических углеводородов при 600 °C составляет всего 7,2 % при конверсии пропана 54 %. В образующихся на данном катализаторе продуктах содержится значительное количество низших олефинов C₂-C₄, селективность образования которых при 600 °C составляет 47,9 % (табл. 1).

Таблица 1

Показатели ароматизации пропана на элементоалюмосиликатных катализаторах

Катализатор	T, °C	X, %	A, %	Селективность по продуктам, %				
				H ₂	CH ₄	Алканы C ₂ -C ₅	Алкены C ₂ -C ₄	Арены
0,81 % Zn-AC	450	16	0,6	1,1	21,2	61,3	12,6	3,8
	500	34	2,3	2,3	33,4	41,1	16,5	6,8
	550	69	24,2	2,3	30,5	19,2	13,3	34,7
	600	91	33,9	3,0	33,4	13,4	12,9	37,3
1,89 % Zn-AC	450	9	1,1	2,7	22,8	39,7	22,6	12,3
	500	21	3,6	4,4	30,4	24,9	23,6	16,7
	550	46	8,2	6,2	36,4	16,8	22,8	17,9
	600	85	36,9	5,8	25,9	11,3	13,3	43,7
2,16 % Zn-AC	450	4	0,5	2,7	18,7	33,9	32,5	12,2
	500	13	1,9	5,3	26,6	22,4	30,7	15,1
	550	33	4,9	7,3	32,6	17,7	27,4	15,0
	600	78	39,8	4,8	19,1	12,5	12,6	51,0
0,81 % Zr-AC	450	21	0,9	1,3	21,1	62,5	5,8	4,4
	500	43	2,7	1,5	35,3	43,2	13,7	6,4
	550	75	16,2	2,0	38,3	30,0	13,2	21,6
	600	94	35,0	2,5	34,5	15,1	10,7	37,3
2,03 % Zr-AC	450	16	0,8	0,5	19,8	57,1	17,4	5,2
	500	33	3,1	1,1	29,3	38,8	21,6	9,2
	550	58	4,4	1,6	38,0	26,8	25,9	7,7
	600	87	23,9	2,0	34,2	15,7	20,6	27,5
3,64 % Zr-AC	450	3	0,2	0,2	21,3	30,7	41,2	6,6
	500	11	0,2	0,5	24,4	27,2	45,8	2,1
	550	28	1,3	0,9	27,7	20,4	46,4	4,6
	600	54	3,9	1,5	30,3	13,1	47,9	7,2

Примечание. T – температура; X – конверсия; A – выход ароматических углеводородов.

По данным TEM и EDX для образца 1,89 % Zn-AC обнаружены 2 вида частиц катализатора: преобладающая фракция – это кристаллы цеолита с размерами 1-3 мкм, а также поликристаллические частицы в форме вытянутых эллипсоидов с размерами 100x500 нм, по краям которых наблюдается их расщепление на тонкие фрагменты с толщиной приблизительно 20 нм, что указывает на внутреннее микроблочное строение «эллипсоидов» с упорядочением в одномерную текстуру. Несмотря на обнаруженные морфологические различия в составе ЭАС, внутри частиц каждой из форм распределение элементов однородно.

Для образца 2,03 % Zr-AC крупнокристаллическая фаза цеолита сопоставима по объемной доле с более разупорядоченной фазой. Кристаллы цеолита с размерами 1-3 мкм находятся в смеси с агрегатами губчатых частиц ЭАС размером 50-100 нм с мезопорами диаметром 10-20 нм. По данным EDX анализа в губчатых частицах содержится более чем на порядок больше циркония по сравнению с кристаллами цеолита, хотя содержание Al очень близкое. Нагрев электронным лучом приводит к агрегированию циркония и образованию Zr-содержащих кластеров внутри частиц Zr-AC.

Таким образом, проведенные исследования показали, что при введении в цеолит выбранных промотирующих добавок катализаторы проявляют относительно высокую активность в процессе ароматизации пропана, но наиболее активным и селективным из них является цеолитная система с добавкой цинка. На основании данных структурно-морфологических исследований элементоалюмосиликатов установлено, что модифицирование цеолита цинком и цирконием приводит к появлению частиц катализаторов, отличающихся по морфологии и элементному составу. Локальный рентгеновский микроанализ показал, что распределение элементов по объему каждой из морфологических форм ЭАС практически однородно, отдельные частицы фаз либо кластерные окисленные формы элементов отсутствуют, что указывает на локализацию ионов Zn²⁺ и Zr⁴⁺ в объемной структуре ЭАС, происходящую за счет изоморфного замещения ионов Si⁴⁺ в кристаллической решетке цеолита.

Литература

1. Baerlocher C., McCusker L.B., Olson D.H. Atlas of Zeolite Framework Types. 6th ed. New York: Elsevier Inc., 2007. – 398 p.
2. Баррер Р. Гидротермальная химия цеолитов. – М.: «Мир», 1985. – 209 с.
3. Восмеринова Л.Н., Рябова Н.В., Восмеринов А.В. Синтез, кислотные и каталитические свойства элементоалюмосиликатов в процессе ароматизации низших алканов // Нефтепереработка и нефтехимия. – Москва, 2008. – № 2. – С. 35 – 39.
4. Ионе К.Г., Вострикова А.А. Изоморфизм и каталитические свойства силикатов со структурой цеолитов // Успехи химии. – Москва, 1987. – № 3. – Т. 56. – С. 393 – 427.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ УЛЬТРАДИСПЕРСНЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ В
СИНТЕЗЕ ФИШЕРА – ТРОПША**

Т. М. Гладченко

Научный руководитель, доцент А. И. Левашова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время, одним из значимых вопросов для нефтеперерабатывающих организаций является - переработка и утилизация попутных газов. Наиболее перспективным методом переработки является - синтез газа в жидкие углеводороды по методу Фишера – Тропша [2].

Катализатор в процессе Фишера – Тропша играет ключевую роль в оформлении процесса. Выбор типа катализатора зависит, прежде всего, от потребностей рынка в конечных продуктах и исходного сырья. На сегодняшний день в качестве катализаторов используют такие активные металлы как кобальт (Co), железо (Fe), рутений (Ru) и никель (Ni). Co и Ru используются для синтеза высших углеводородов (C₅–C₆) при низких температурах и высоком давлении. Рутеневые катализаторы, не смотря на высокую каталитическую активность, не получили широкого применения, из-за дороговизны и не высоких минеральных запасов этого металла, по сравнению с кобальтом и железом. При высоком давлении, в никелевых катализаторах образуются карбонилы никеля, и при увеличении температуры увеличивается синтез метана [3]. Кобальтовые катализаторы, которые обладают высокой гидрирующей способностью, имеют больший выход среднестиллятной фракции по сравнению с железными, однако работают при низких соотношениях H₂:CO с высокой конверсией и низким выходом метана они не способны. С другой стороны, преимуществами железных катализаторов могут служить следующие факторы: низкий выход метана даже при высоких температурах, дешевизна. Кобальтовые катализаторы дороже примерно в 4,5 раза; способность работать при низком соотношении H₂:CO; высокая селективность в образовании углеводородов изостроения (до 5–10 %) [4].

Цель работы заключается в изучении физических и каталитических (методом электронного парамагнитного резонанса) свойств ультрадисперсных железных контактов на основе порошков, полученных при электрическом взрыве железных проволочек в различных газовых средах.

Состав продуктов синтеза Фишера – Тропша зависят от способа приготовления, условий перевода в активное состояние катализаторов, и их свойств. В связи с тем, что каталитические реакции протекают на поверхности катализатора, применяемый катализатор должен иметь достаточно большую площадь поверхности, доступную для реагентов [5]. Исходя из этого, метод приготовления катализатора должен обеспечивать большую и доступную для реагентов площадь поверхности. Также катализатор должен обладать механической прочностью и устойчивостью, для того чтобы частицы в незначительной степени изменялись в ходе работы.

Железные катализаторы для процесса Фишера – Тропша получают различными методами: методом осаждения; нанесением (пропиткой) активного компонента на основу; методом плавления; спеканием. Проанализировав методы получения железных катализаторов выявлено, что основными недостатками данных методов являются такие характеристики как: большой расход реактивов, значительные объемы сточных вод (осаждение); ограниченная концентрация активного компонента и высокая температура разложения исходных компонентов (пропитка); малая величина удельной поверхности (плавление и спекание); не равномерное распределение активных центров по полученному катализатору (разложение солей).

Для устранения всех этих недостатков был разработан метод электрического взрыва. Катализаторы, полученные данным методом, имеют высокую поверхностную активность, стабильны, не требуют дополнительного восстановления (значит менее затратные в производстве), активные центры равномерно распределены по поверхности.

Учитывая все эти качества, в данной работе были исследованы ультрадисперсные железные катализаторы, полученные в Институте физики высоких технологий Томского политехнического университета [1,6]. В качестве газовой среды использовали: азот, оксид углерода и диоксид углерода.

Для анализа физико-химических свойств катализатора были проведены исследования гранулометрического состава, удельной поверхности, рентгенофазный анализ, сканирующая микроскопия и парамагнитный резонанс. Для исследования продуктов синтеза использовалась хроматография.

Гранулометрический состав образцов исследовали с помощью лазерного измерителя размера частиц «HORIBA LA-950S2» (Япония).

Определение распределения частиц по размерам методом лазерной дифракции основано на измерении углового распределения интенсивности рассеянного света при прохождении лазерного луча через

диспергированный образец. Исследуемый железный катализатор представляет собой ультрадисперсный порошок 80 % частиц которого имеют диаметр равный 80 и 105 мкм.

Изучив рентгенограммы образцов, было выявлено, что большая часть вещества находится в рентгеноморфном состоянии. В составе катализатора, полученного в газовой среде оксида углерода, обнаружено присутствие монооксида железа (вюстит). Вюстит образуется при распаде оксида углерода, благодаря образовавшемуся атомарному кислороду, который легко внедряется в решетку металла. Вюстит не наблюдается в образцах, полученных в азоте и диоксиде углерода. Все образцы содержат различные модификации железа, в большей степени α - Fe. Данная модификация является наиболее активной. Благодаря образованию оксида и карбида на стадии получения катализатора, исчезает необходимость в восстановлении, что существенно снижает себестоимость катализатора. Также данные соединения повышают селективность катализатора.

Одной из наиболее важных характеристик катализатора является удельная поверхность. Результаты исследования представлены в таблице 7.

Таблица 7

Результаты исследований методом БЭТ

Металл(среда)	Fe (N)	Fe (CO)	Fe (CO ₂)
S _{уд.} , м ² /г	5,63	8,03	8,35
Общий объем пор, см ³ /г	1,30	2,06	2,13
Средняя ширина пор, Е	114,48	90,18	126,40
Удельный объем монослоя, см ³ /г	1,26	1,84	1,92

Из полученных результатов видно, что данный тип катализатора относится к макропористым (более 50 нм). Наибольшую удельную поверхность и пористость имеет катализатор, полученный в присутствии диоксида углерода. Данный катализатор также имеет больше активных центров на поверхности, на это указывает больший объем монослоя.

Наиболее подробный элементный состав нам показывает сканирующая микроскопия. Результаты опыта представлены в таблице 8.

Таблица 8

Элементный состав катализаторов (%масс.)

Катализатор	Элементы, %масс					
	Fe	O	C	Mg	Cr	Al
Fe(N ₂)	89,08	6,53	–	0,29	0,23	–
Fe(CO)	94,29	6,32	следы	0,53	–	–
Fe(CO ₂)	87,23	6,60	следы	0,40	0,13	0,68

По результатам электронной микроскопии выявлено, что частицы имеют сферическую форму. Катализаторы, полученные в газовых средах азота и оксида углерода, являются проводниками, а в присутствии диоксида углерода – полупроводниками.

Парамагнитный резонанс показал, что все катализаторы высокопарамагнитны. Каждый второй электрон является неспаренным, несбалансированным противоположным спином. Число неспаренных электронов ультрадисперсного железного катализатора полученного в среде оксида углерода составило $1,162 \cdot 10^{16}$.

Катализаторы, полученные методом электрического взрыва, имеют развитую удельную поверхность, сферическую форму частиц и обладают высокой активностью и селективностью.

Из проведенных анализов можно сделать вывод, что наиболее перспективным катализатором для получения жидких углеводородов методом Фишера – Тропша является образец, полученный в процессе электровзрыва в среде оксида углерода. Он обладает высокой активностью, так как имеет наибольшее количество неспаренных электронов ($1,162 \cdot 10^{16}$). Имея в своем составе оксид и карбид железа, обладает большей избирательностью при синтезе жидких углеводородов. А также не требует восстановления, что уменьшает его себестоимость.

Литература

1. Lysenko E.N., Surzhikov A.P., The oxidation kinetics study of ultrafine iron powders by thermogravimetric analysis – J Therm Anal Calorim. 2013 – 6 p.
2. Pour A.N., Housaindokht M.R. // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2014. № 20. P. 591 – 596.
3. Pour A. N., Housaindokht M. R., Studies on product distribution of nanostructured iron catalyst in Fischer–Tropsch synthesis: Effect of catalyst particle size - Journal of Industrial and Engineering Chemistry 20, 2013 – 6 p.
4. Schulz H., Short history and present trends of Fischer-Tropsch synthesis - Applied Catalysis A: General 186, 1999 – P. 3-12
5. Subiranas A.M. Combining Fischer-Tropsch Synthesis (FTS) and Hydrocarbon Reactions in one Reactor - Universitätsverlag Karlsruhe, 2009–186 p.
6. Левашова А.И., Дубинин В.И., Юрьев Е.М. // Фундаментальные исследования. 2013. № 8. С. 645 – 649.

УПРАВЛЕНИЕ АКТИВНОСТЬЮ ПЛАТИНОСОДЕРЖАЩЕГО КАТАЛИЗАТОРА
РИФОРМИНГА ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА ГИДРОГЕНИЗАТА

П. А. Глик, В. А. Чузлов

Научные руководители, профессор Э. Д. Иванчина, доцент И. М. Долганов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важной характеристикой платиносодержащего катализатора риформинга - является степень дезактивации коксогенными структурами, что в свою очередь определяет его каталитическую активность. Поскольку результирующий тепловой эффект реакций риформинга высоко эндотермический, то для осуществления протекания процесса используются реакторы с промежуточным подогревом сырьевого потока, причем наиболее эффективными являются температуры в диапазоне от 480 до 510 °С. При данных температурах наиболее полно протекают реакции дегидрирования нафтенов до ароматических углеводородов, а также дегидроизомеризация алкилциклических парафинов и дегидроциклизация парафиновых углеводородов.

Но наряду с целевыми реакциями при данных температурах протекают и побочные процессы, такие как гидрокрекинг, поскольку процесс проводится в избытке водородсодержащего газа (ВСГ), гидродеалкилирования ароматики до бензола (бензол нежелательный компонент риформата), а также реакции коксообразования на поверхности Pt-катализатора.

С целью поддержания наиболее эффективного и полного превращения гидрогенизата (фракция 85-140 °С) в целевой высокоароматизированный риформат процесс проводят при средней температуре по реакторам в диапазоне 470-490 °С, при мольном соотношении водород/гидрогенизат равном или большим значению 2,4. Данное мольное соотношение водород/углеводороды позволяет предотвратить реакции коксообразования на поверхности катализатора до допустимого уровня, при котором эксплуатация катализатора является технологически более эффективной. Для обеспечения требуемой степени превращения парафинов и нафтенов в изоолефины и ароматические углеводороды расход гидрогенизата поддерживается в диапазоне от 90 до 180 м³/ч, при этом наиболее приемлемым является расход в 120-140 м³/ч по гидроочищенному гидрогенизату [1].

Наряду с технологическими параметрами, которые приводятся исходя из оптимальной работы катализатора, наиболее важное значение имеет состав исходного сырья (гидрогенизата). В состав гидрогенизата входят углеводороды с числом атомов углерода от 6 до 10, наиболее ценными являются, нафтеновые углеводороды гексанового типа, то есть алкилпроизводные циклогексана, их содержание в гидрогенизате колеблется от 15 до 35 % (мас.). При этом высокое содержание в исходном сырье ароматических углеводородов (толуола, ксилолов, бензола и др.) инициирует побочные процессы на поверхности платиносодержащего катализатора.

С целью оценки эффективности использования сырья различных составов, применялась компьютерная система АКТИВ+С [2], моделирующая процесс получения высокоароматизированных (высокооктановых) бензинов. С помощью данной системы стало возможным проводить не только расчет показателей получаемого риформата, но и активности катализатора в процессе осуществления риформинга, концентрации кокса на поверхности катализатора, а также определять выход того или иного компонента продуктового потока каждого реактора технологической схемы.

Результаты расчета на модели состава сырья процесса риформинга по 4-х реакторной схеме представлены в таблице 1.

Состав сырья риформинга определяет качество риформата, так согласно таблице 1 после прохождения гидрогенизата первого реактора наблюдается увеличение содержания углеводородов изостроения и ароматических углеводородов, во время как общее содержание ароматики не превышает 25-28 % масс. Причем наиболее расходуемым парафином является нормальный и изооктан, а нафтеном – метилциклогексан, что характерно и для других типов сырья (гидрогенизата). При дальнейшем прохождении сырья через реакторы P-2, P-3 и P-4 наблюдается постепенное уменьшение содержания парафиновых и нафтеновых углеводородов при одновременном росте концентрации ароматики. На выходе из P-4 общее содержание ароматики составляет 70-78 % масс., что определяет увеличение октанового числа смеси углеводородов с 40-60 пунктов до 95-105 пунктов по исследовательскому методу.

Отличительной особенностью риформинга является - сохранение активности катализатора за счет увеличения парциального давления водорода в системе, который образуется в результате реакций дегидрирования, в связи с этим давление по реакторам от входа в P-1 до выхода из P-4 постепенно снижают с целью ускорения целевых реакций. При последовательном снижении давления в реакторах с 0,9-1,0 МПа до 0,74-0,82 МПа дополнительно образуется до 4-5 % мас. (от исходного гидрогенизата) ценного ресурса НПЗ – водорода [3].

Исследование зависимости состава риформата (платформата) от исходного состава гидрогенизата позволяет определить особенности проведения ректификации по получению фракции 85-140 °С, а также интенсифицировать процесс гидроочистки данной фракции с целью снижения количества ароматики в гидрогенизате, способствующей на ранней стадии риформинга (P-1) преждевременной дезактивации катализатора. Вовлечение в процесс более узкой фракции C7-C8 путем более четкой ректификации способствует увеличению содержания ароматических углеводородов в риформате до 85-90 % масс.

Качественный и количественный составы гидрогенизата с НПЗ позволяет с использованием моделирующей системы определить вероятностный выход, состава и свойства продукта.

Таблица 1

Результаты расчета на модели покомпонентного состава сырья процесса риформинга, % масс.

Компонент сырья реактора	P-1	P-2	P-3	P-4	Продукт
H ₂	0	1,2	2,3	3,5	4,5
CH ₄	0	0	0	0	0

C ₂	0	0,1	0,1	0,1	0,1
C ₃	0	1,0	0,7	0,5	0,2
nC ₄	0	2,0	1,4	0,9	0,3
nC ₅	0	2,2	1,6	1,0	0,4
nC ₆	0	1,3	0,9	0,6	0,2
nC ₇	12,1	10,1	7,1	4,5	1,7
nC ₈	8,7	3,2	2,2	1,4	0,5
nC ₉	1,6	0,7	0,5	0,3	0,1
nC ₁₀	1,5	1,7	1,2	0,8	0,3
iC ₄	0	1,2	1,1	0,8	0,4
iC ₅	0	3,0	2,7	2,0	1,1
iC ₆	0	2,6	2,4	1,7	0,9
iC ₇	7,5	12,6	19,3	13,8	7,5
iC ₈	12,1	4,5	4,1	2,9	1,6
iC ₉	7,3	0,5	0,5	0,3	0,2
iC ₁₀	0,8	0,6	0,6	0,4	0,2
Циклопентан	0	0,3	0,1	0	0
Метилциклопентан	0,2	2,3	0,6	0,1	0
Диметилциклопентан	8,2	5,4	1,5	0,3	0,1
Циклогексан	2,2	0,8	0,2	0,1	0
Метилциклогексан	16,7	5,0	1,4	0,4	0,1
Нафтенy (C ₈)	8,3	2,0	0,5	0,1	0
Нафтенy (C ₉)	5,2	4,4	1,2	0,3	0,1
Нафтенy (C ₁₀)	0,8	3,0	0,8	0,2	0
Бензол	0	1,1	1,7	2,4	3,0
Толуол	3,5	12,1	19,3	27,0	34,1
Ксилолы	2,6	10,0	15,9	22,3	28,1
Ароматика (C ₉)	0,3	4,0	6,4	9,0	11,4
Ароматика (C ₁₀)	0,3	1,0	1,6	2,3	2,8

К таким наиболее значимым параметрам выходного потока относится октановое число, которое определяет эксплуатационные характеристики автомобильных бензинов, поскольку риформат – это основной поток смешения в процессе получения автомобильных топлив.

Качественные и количественные показатели состава гидрогенизата наряду с наиболее оптимальными технологическими параметрами позволяют увеличить межрегенерационный период катализаторов для реакторов со стационарным слоем катализатора до 20-30 %, что отражается на себестоимости продукции. В случае технологии с движущимся слоем катализатора, эффективность достигается в менее «жестких» условиях регенерации потока катализатора, что приводит к более длительному циклу использования катализатора при его многократной регенерации.

Литература

1. Анисимов В.И., Комарова А.В., Морозкин Ю.Г., Шумовский Ю.В. Анализ работы установок риформинга на различных видах сырья // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2007. – № 9. – С. 11-17.
2. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Храпов Д.В., Короленко М.В., Гынгазова М.С. Применение компьютерной моделирующей системы для оценки влияния технологических параметров и углеводородного состава сырья в процессе риформинга с непрерывной регенерацией катализатора // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2009. – № 10. – С. 13-19.
3. Плешакова Н.А., Рохманько Е.Н., Салмина И.В., Черепкова Н.Д., Бубнова О.В., Тыщенко В.А., Рудяк К.Б. Опыт эксплуатации отечественных и зарубежных катализаторов риформинга на различных типах сырья / Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2013. – № 6. – С. 21-25.

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ
ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТИ

И. А. Грязнова,

А. В. Вольф

Научный руководитель, М. А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Математическое моделирование активно используется для оптимизации действующих производств [1].

Для действующей установки подготовки и фракционирования нефти авторами была разработана фундаментальная математическая модель, упрощенная схема колонной части, которая представлена на рисунке 1. Выполнена верификация модели и процедура ее корректировки для различных составов сырья, изменяющихся с требованиями к качеству и количеству продуктов, различных погодных условий [3].

Цель работы заключалась в оптимизации технологических режимов при переработке нефти с различным содержанием светлых дистиллятов.

Потенциал нефти представлен объемным содержанием, %, углеводородов, выкипающих до 360 °С. Рассмотрены три типа нефти с содержанием светлых 60, 62.5, 65 % об.

Показателем эффективности потребления энергии служил термодинамический коэффициент полезного действия, который характеризует эффективность использования подведенного к системе тепла [2]. Термодинамический коэффициент полезного действия учитывает теплоту, подведенную к системе с сырьем и перегретым водяным паром, и теплоту, отведенную в водяных и воздушных холодильниках.

Повышение отбора светлых дистиллятов требует увеличения расхода орошения, что приводит к уменьшению термодинамического коэффициента полезного действия установки. Задачей оптимизации был поиск компромисса между этими противоречивыми требованиями для каждого типа перерабатываемой нефти.

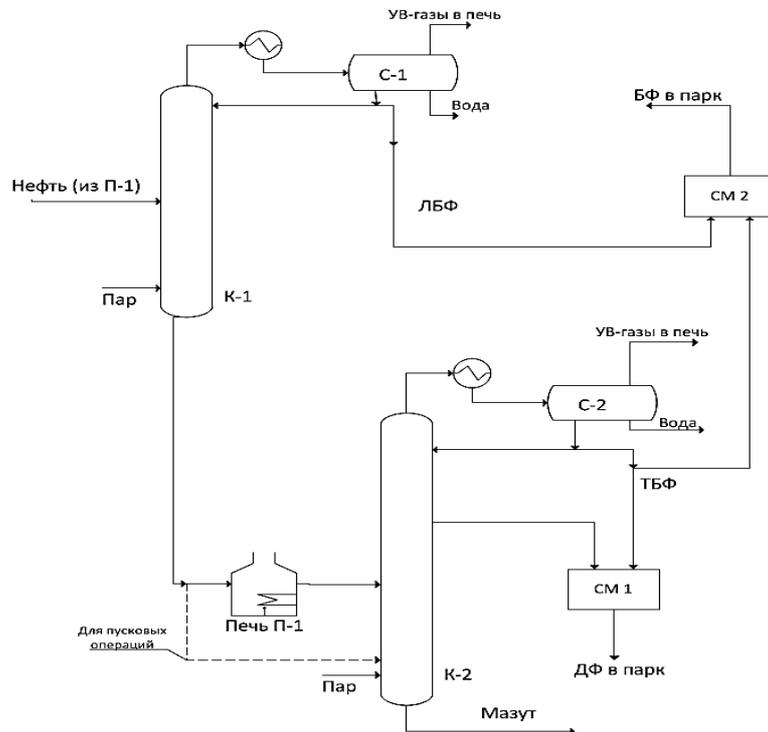


Рисунок 1 – Схема колонной части установки фракционирования нефти. Обозначения. Аппараты: К-1 – колонна частичного отбензинивания нефти; К-2 – основная атмосферная колонна; С-1, С-2 – сепараторы; СМ1, СМ2 – смесители потоков; П-1 – трубчатая печь. Материальные потоки: УВ газы – углеводородные газы; ЛБФ, ТБФ – легкая и тяжелая бензиновые фракции, соответственно; БФ – бензиновая фракция; ДФ – дизельная фракция; пар – перегретый водяной пар.

На разработанной модели выполнены расчеты зависимости выхода светлых дистиллятов от энергоэффективности работы установки и типа сырья. Результаты расчетов представлены в виде поверхности в параметрическом пространстве (рисунок 2), наглядно показывающей связь выхода продуктов и термодинамического коэффициента полезного действия.

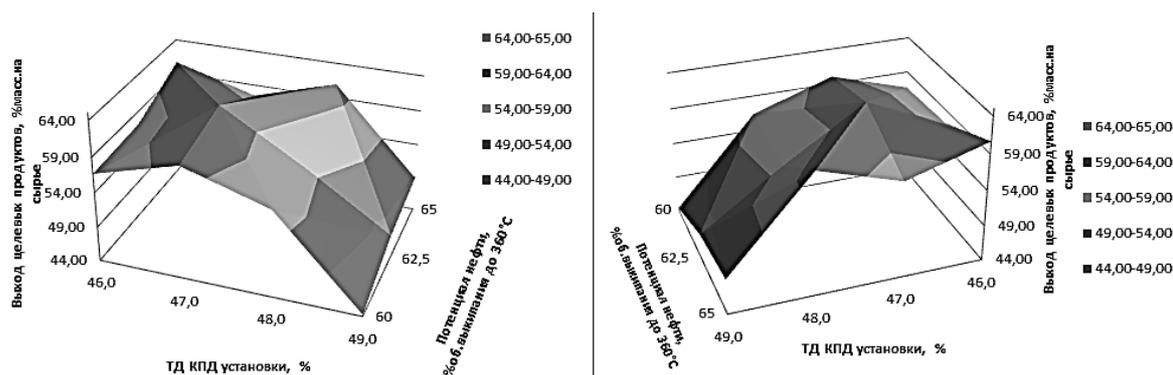


Рисунок 2 – Потенциал перерабатываемой нефти, термодинамическая эффективность работы установки и выходы целевых продуктов

По результатам расчетов рекомендованы оптимальные технологические режимы работы установки для каждого вида сырья: температуры потоков питания, профили температуры и давления в колоннах, расходы и температуры потоков орошения.

Литература

1. Кафаров В.В., Глебов М.Б. Математическое моделирование основных процессов химических производств. – М.: Высш. шк., 1991. – 400 с.
2. Основы ресурсоэффективности: учебное пособие / И.Б. Ардашкин, Г.Ю. Боярко, А.А. Дульзон, Е.М. Дутова, И.Б. Калинин, В.В. Литвак, Б.В. Лукутин, В.Ф. Панин, Т.С. Петровская, В.Я. Ушаков / под ред. А.А. Дульзона и В.Я. Ушакова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 286 с.: ил.
3. Самборская М.А., Вольф А.В., Грязнова И.А., Вдовушкина Н.С. Параметрическая оптимизация интегрированных схем фракционирования нефти // *Фундаментальные исследования*. - 2013 - №. 8-3. - С. 714-719.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА ТОРФА МЕСТОРОЖДЕНИЯ “КУТЮШКОЕ”

А. В. Егорова

Научный руководитель, доцент С. Г. Маслов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Торф является одним из широко распространенных твердых горючих ископаемых. На территории России сосредоточено более 40 % мировых ресурсов торфа. Общая площадь торфяных месторождений составляет 80 млн. га, с разведанными и прогнозными запасами торфа 200 млрд. тонн. Более 70 % этих запасов приходится на территорию Западной Сибири [4].

Торф является органической породой, образующейся в результате скопления остатков болотных растений, которые подвергаются разложению при недостатке кислорода и избыточной влажности. Кроме большого разнообразия весьма ценных органических компонентов, в торфе содержатся и различные неорганические соединения, поэтому торф считают уникальным природным образованием, и при правильной его добыче и использовании он может приносить пользу практически во всех сферах жизнедеятельности человека. Он широко используется в теплоэнергетики, в сельском хозяйстве, в медицине, в машиностроении, в металлургии и в других производствах.

Торфы горного Алтая в настоящее время, изучены, очень слабо. В Республике Алтай, в настоящее время известно 11 месторождений торфа [1]. Однако перспективы на выявление новых месторождений торфа в республике многообещающие. Поэтому поиск новых месторождений торфа является очень актуальным.

Целью данной работы является определение направлений использования торфов месторождения «Кутюшское» горного Алтая. Для этого были, определены, технический и групповой составы [2].

Полученные результаты приведены в таблице 1.

Сравним полученные результаты с литературными данными для торфов этого типа характерных для европейской территории России (Табл.2) [5,6].

Проанализировав полученные результаты видно, что содержание битумов в целом по торфяной залежи изменяется от 4,8 до 10,4 % и в основном соответствует содержанию битумов в торфах европейской части России. Исключение составляет торф верховой ангустифолиум, где содержание битумов составляет 7,4 %, что незначительно превышает пределы. Следует отметить их достаточно высокое содержание и соответствие требованиям к торфам, применяемых для получения битумов (содержание битумов не менее 5 %). При этом наибольшее содержание битумов отмечается в пробах АК-3, АК-4 и АК-5.

Выход водорастворимых и легкогидролизуемых веществ в исследованных пробах колеблется от 15,3 % до 55,3 %, гуминовых кислот от 9,6 до 22,3 %, фульвокислот от 8,9 % до 19,6 %, лигнина от 13,7 % до 34,4 % и целлюлозы от 0,13 % до 15,4 %. Сравнивая эти показатели с данными по торфам европейской части России, можно отметить, что они примерно одинаковые. Исключение составляют по ГК – пушницево-шейхцеревый и осоковый торфа, по ФК – торфа ангустифолиум и магелланикум (проба АК-4), по лигнину – торфа

магелланикум, пушницево-шейхцеревый и осоковый, по целлюлозе – торфа магелланикум, ангустифолиум и пушницево-шейхцеревый. Следует отметить высокое содержание лигнина и целлюлозы в исследуемых образцах, которое в некоторых пробах превышает пределы в несколько раз.

Таблица 1

Групповой состав органической массы торфа, %

Объект исследования	Б	ВРВ+ЛГВ	ГК	ФК	Л	Ц	Суммарный выход	Ошибка
АК-1 (верховой магелланикум)	6,4	53,8	12,6	11,3	14,0	3,2	101,3	1,3
АК-2 (верховой ангустифолиум)	7,4	55,3	12,8	9,0	13,7	1,8	100,0	0
АК-3 (верховой балтикум)	10,0	42,8	10,3	19,6	20,4	0,13	103,2	3,2
АК-4 (верховой магелланикум)	8,5	54,9	9,6	8,9	19,6	2,3	103,8	3,8
АК-5 (переходный пушницево-шейхцеревый)	10,4	15,3	16,5	17,8	34,4	2,0	96,4	3,6
АК-6 (переходный осоковый)	4,8	25,5	22,3	19,2	14,9	15,4	102,1	2,1

Таблица 2

Групповой состав органической массы торфа, % [3]

Вид торфа	Верховой магелланикум	Верховой ангустифолиум	Верховой балтикум	Верховой магелланикум	Переходный пушницево-шейхцеревый	Переходный осоковый
Б	1,8-11,7	1,6-7,1	1,2-13,4	1,8-11,7	5,3-14,1	2,9-12,6
ВРВ+ЛГВ	24,2-58,3	20,9-61,4	20,9-63,1	24,2-58,3	11,8-41,6	11,5-40,2
ГК	4,8-38,9	6,6-36,1	4,6-38,9	4,8-38,9	17,6-43,1	26,8-50,3
ФК	10,8-24,0	10,9-27,3	10,0-24,0	10,8-24,0	13,3-20,9	11,3-19,1
Лигнин	2,0-11,7	0,9-15,0	0,9-20,7	2,0-11,7	2,1-10,7	1,6-5,6
Целлюлоза	3,5-20,7	2,7-12,6	0,0-13,5	3,5-20,7	7,7-21,1	7,4-17,8

Как было сказано ранее, данный торф можно использовать в химической промышленности для производства битумов. Кроме этого исследуемый торф может найти применение и в других отраслях.

Эффективность торфяной продукции можно значительно повысить при комплексном использовании торфа. В настоящее время разработан большой ассортимент продуктов, получаемых как из самого торфа, так и при химической переработке.

Согласно требованиям, предъявляемым к торфу как к сырью для комплексного использования [3], пробы торфа АК-1, АК-2, АК-3 соответствуют требованиям для получения подстилочных материалов. Пробы АК-2 и АК-3 подходят для производства продуктов гидролиза. Проба АК-4 пригодна для производства питательных брикетов. Проба торфа АК-5 пригодна для компостирования, а пробу АК-6 можно использовать в качестве сырья для озеленения.

Литература

1. Инишева Л.И., Шурова М.В., Ларина Г.В., Хмелева И.Р. Болото Горного Алтая – охрана и рациональное использование: Книга-альбом. Новосибирск: Принтинг, 2009 г. – 56 с.
2. Технический анализ торфа/ Е.Т. Базин, В.Д. Копенкин, В.И. Косов и др. Под общей ред. Е.Т. Базины. – М.: Недра, 1992. – 431 с.
3. Лиштван И.И., Исследования физических, химических свойств торфа и его биологической активности // Химия твердого топлива. – 2002. – № 1. – С. 5–19.
4. Портал Информационный архив русского географического общества [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://old.rgo.ru/torf/zapasy-torfa-v-rossii-i-v-mire/>.

5. Суворов В.И. Перспективные технологии добычи, переработки и использования торфа // Материалы Всероссийского торфяного форума, 2011. – С.70–73.
6. Инишева Л.И., Маслов С.Г. Роль торфяных ресурсов в стратегии устойчивого развития // Труды Инсторфа, 2013. – № 8 (61). – С.3–10.

ИЗУЧЕНИЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ УЛЬТРАДИСПЕРСНЫХ ПОРОШКОВ ЖЕЛЕЗА ПРИ СИНТЕЗЕ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

А. А. Жданов

Научный руководитель, доцент Е. В. Попок

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сжигание попутных нефтяных газов месторождений, является одной из наиболее важных проблем современного производства. Утилизация газа подобным образом имеет явные недостатки:

1. Загрязнение экологии не только на территории нефтедобывающего региона, но и всей страны;
2. Попутный газ является ценным сырьем для химической промышленности, и его сжигание несет в себе потенциальные экономические убытки.

Одним из реальных путей решения проблемы сжигания попутного нефтяного газа является применение GTL (*gas-to-liquid*) - технологии по переводу газа в жидкое состояние.

Актуальность применения данной технологии, в частности синтеза Фишера-Тропша (СФТ), обусловлена тем, что основные нефтеносные месторождения находятся вдали от газоперерабатывающих предприятий или газотранспортных сетей. По средствам данной переработки наиболее выгодным является получение синтетических жидких углеводородов.

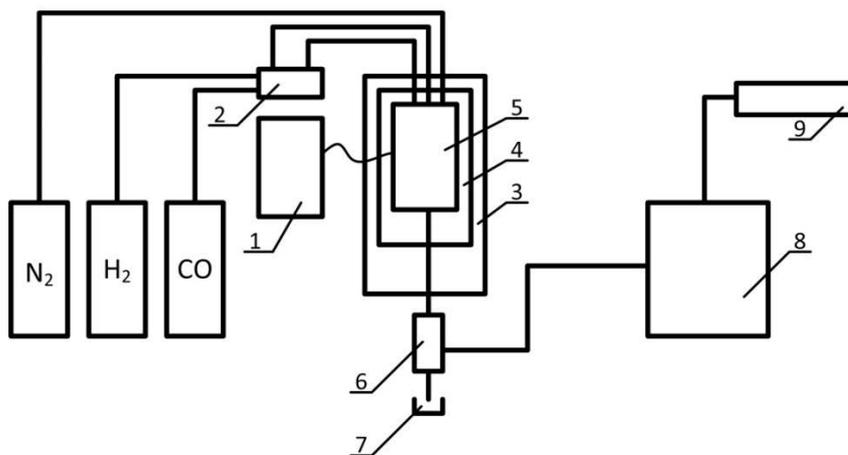
СФТ является технологией достаточно давно освоенной в промышленном масштабе. Однако есть несколько открытых вопросов, касающихся протекания данного синтеза. Одним из них является подбор катализатора.

Целью данной научной работы является проверка пригодности ультрадисперсных порошков (УДП-Fe) железа в процессе синтеза жидких углеводородов. Под пригодностью понимается не только само по себе проявление каталитической активности порошка, но и проверка долговечности его работы, характер изменения каталитических свойств, при достаточно долгой работе установки, а так же с целью получения больших данных о работе катализатора при предполагаемой подходящей температуре.

Образцы ультрадисперсного железного порошка, для исследования были получены методом электрического взрыва проводников заданного химического состава, с использованием оборудования лабораторий Института физики высоких технологий Томского политехнического университета.[1]

Для исследования на лабораторной каталитической установке УДП-Fe подвергался таблетированию. В качестве связующего вещества использовался поливиниловый спирт с концентрацией 8 % масс. Ультрадисперсный порошок обрабатывался раствором связующего вещества, затем подвергался прессованию под давлением 21 МПа, время выдержки 30 секунд. Полученные брикеты высушивались при комнатной температуре в течение суток. Для испытания на каталитической установке использовалась фракция катализатора 1-2 мм.

Опыт проводился на лабораторной каталитической установке, технологическая схема которой изображена на рисунке.



Технологическая схема лабораторной каталитической установки 1 – регулятор температуры, 2 – блок дозирования газов, 3 – термошкаф, 4 – рубашка реактора, 5 – реактор, 6 – сепаратор, 7 – приёмник, 8 – хроматографический комплекс, 9 – вытяжка

Температура катализатора, в ходе опыта поддерживалась в значениях от 280 до 285 °С. Расход CO и H₂ составил 100 и 200 мл/мин соответственно. Продолжительность опыта составила 93 часа 35 минут. Масса смеси жидких углеводородов, полученной в ходе опыта, составила 105,4323 г.

Анализ жидких продуктов синтеза, исследованных методов капиллярной газовой хроматографии, приведён в таблицах 1 и 2:

Таблица 1

Содержание веществ в полученной смеси (% масс.)

Группа	Парафины	Изопарафины	Ароматика	Нафтены	Олефины	Оксигенаты	Итого
1	0,017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,017
2	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,004	0,004
3	0,234	0,000	0,000	0,000	0,022	0,026	0,282
4	0,966	0,047	0,000	0,000	0,502	0,002	1,517
5	2,583	0,367	0,000	0,019	1,388	0,000	4,357
6	5,082	1,343	0,114	0,135	3,433	0,001	10,108
7	7,815	1,914	0,561	0,317	4,093	0,000	14,700
8	9,435	4,883	1,012	2,057	1,399	0,000	18,787
9	8,327	6,449	1,533	1,318	1,641	0,000	19,267
10	6,600	2,098	1,147	0,352	0,515	0,000	10,712
11	5,167	0,000	2,159	0,017	0,000	0,000	7,344
12	0,315	0,280	3,981	0,000	0,000	0,000	4,575
13	0,279	0,261	0,000	0,000	0,000	0,000	0,540
14	4,255	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,255
15	3,536	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,536
Итого	54,610	17,641	10,508	4,216	12,992	0,033	100,000

Таблица 2

Фракционный состав

Отгон, %	0,5	20	40	60	80	99,5
Температура, °С	39,334	92,767	115,609	137,383	171,150	279,283

На основании проведенных исследований, можно сделать следующие выводы: синтез протекал без видимых режимных отклонений, амплитуды колебаний температур и давления в ходе синтеза были невелики и никакого видимого отклонения, внести в результат не могли.

Жидкий продукт синтеза представляет собой сложную смесь углеводородов различного строения, с количеством атомов углерода от 5 до 14. В смеси преобладают углеводороды парафинового строения (около 54 масс %). Исходя из фракционного и компонентного состава продуктов, можно сделать вывод о невозможности прямого применения продукта в качестве моторного топлива (расчетное октановое число составляет около 60 пунктов). Полученный продукт необходимо подвергать дальнейшей переработке. Дальнейшие направления работы будут связаны с изменением режима протекания синтеза и методом подготовки катализатора к загрузке для улучшения качества продукта.

Литература

1. E.V. Popok, A.I. Levashova, N.P. Burlutskiy, D.V. Khudyakov, S.P. Zhuravkov Ultradispersed electro-explosive iron powders as catalysts for synthesis of liquid hydrocarbons of CO and H₂ Procedia Chemistry 15 (2015) 225 – 230

СОПОСТАВЛЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В АППАРАТАХ ЭЛЕКТРООБЕЗВОЖИВАНИЯ И ОБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТИ

В. В. Зайковский

Научный руководитель, профессор С. Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных процессов предварительной подготовки скважинной продукции является обессоливание нефти с помощью промывки водой, и последующее обезвоживание водонефтяной эмульсии. Выделяют следующие методы обезвоживания нефти: гравитационное отстаивание, термическая обработка, химическая обработка, обработка электрическим полем. На производстве применяют комбинированные методы. Окончательное расслоение эмульсии при этом происходит в аппаратах, реализующих принцип обработки электрическим полем – электродегидраторах [1].

В 2014 году Правительством Российской Федерации утверждена государственная программа "Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности", основной целью которой, является создание конкурентоспособной промышленности, интегрированной в мировую технологическую среду [2]. В рамках

исследования современных технологий подготовки и переработки природных ресурсов, является актуальной задачей сопоставления отечественных и зарубежных технических решений в электродегидрататорах.

В отечественной промышленности выделяют три принципиальных исполнения электродегидрататоров: вертикальные, шаровые и горизонтальные. Вертикальные электродегидрататоры, выпускаемые в России под маркировкой ЭД-5, ЭДВ-20, ЭДВ-32, представляют собой сосуд цилиндрической формы с полусферическим дном. Внутри сосуда на подвесных изоляторах закрепляются два горизонтальных электрода, собранных и концентрических колец [3, 4]. Подача сырья осуществляется непосредственно в межэлектродное пространство через распределительную головку. Основной особенностью вертикальных электродегидрататоров является их малый номинальный объем - от 5 до 32 м³. Рабочее давление – до 1,3 МПа. Их применение экономически целесообразно при сравнительно небольшой производительности технологического процесса.

Шаровые электродегидрататоры представляют собой сферические сосуды номинальным объемом до 600 м³. За счет значительного объема, в них размещается до трёх сырьевых вводов с тремя парами электродов. Однако, такие аппараты рассчитаны на работу при сравнительно низких давлениях – до 0,7 МПа. Шаровые электродегидрататоры были спроектированы в СССР в 1950-х годах. Они эксплуатируются на ряде НПЗ России, однако в настоящий момент отечественной промышленностью не производятся.

Горизонтальные электродегидрататоры представляют собой цилиндрические емкости с подвесной горизонтальной системой электродов, расположенной по всей площади аппарата. Они получили наибольшее распространение на современных технологических линиях. Преимуществами горизонтальных электродегидрататоров являются наиболее высокое рабочее давление – до 1,6 МПа и широкий диапазон вариации объема аппарата, в зависимости от длины емкости. В настоящее время отечественная промышленность выпускает горизонтальные электродегидрататоры под маркировкой ЭГ-63, ЭГ-100, ЭГ-160, ЭГ-200, номинальным объемом от 63 до 200 м³ [3, 4].

Процесс разделения эмульсии в аппарате с одновременной верхней и нижней подачей интенсифицируется за счет наличия в аппарате двух встречных потоков в зоне действия электрического поля. Сложная гидродинамическая структура потоков способствует увеличению числа столкновений между каплями воды, равномерно распределяет их вдоль межэлектродной области.

Для интенсификации процесса электрокоалесценции эмульсий ЗАО «НЕФТЕХ» рекомендует применять трехэлектродную систему с переменным расстоянием между электродами [5]. Такая конструкция обеспечивает большой объем охвата водонефтяной эмульсии электрическим полем, за счет электродных систем «электрод 1 – заземленный электрод», «заземленный электрод – электрод 2», «электрод 2 – заземленное зеркало отделившейся водной фазы». Расстояние между электродными системами предполагается увеличивать сверху вниз, для ступенчатого уменьшения напряженности электрического поля.

Ступенчатое уменьшение напряженности электрического поля по высоте аппарата позволяет снизить вероятность диспергирования крупных капель, расположенных ниже заземленного электрода.

За рубежом также сохраняется разделение электродегидрататоров по ориентации емкости. Вместе с тем, конструктивное исполнение внутренней части импортных аппаратов обеспечивает более высокие параметры производительности, качества выходного продукта и безопасности работы.

В результате анализа современных импортных аппаратов для электрообезвоживания и обессоливания нефти, экспертным путем установлено, что наиболее высокотехнологичными из них можно назвать электродегидрататоры маркировки VIEC, компания Hamworthy, и Dual Frequency, компании Natco.

Аппарат VIEC (Vessel Internal Electrostatic Coalescer) представляет собой емкость со встроенным блоком конденсаторных пластин [6]. Особенностью конструкции является индивидуальный подвод напряжения и управляющего сигнала к каждой пластине и тонкое изоляционное покрытие пластины. В сумме эти две конструктивные особенности позволяют безопасно эксплуатировать аппарат VIEC в условиях повышенной обводненности и загазованности скважинной продукции, поскольку, во-первых: поле в аппарате полностью регулируется по всему объему, во-вторых: изоляция предотвращает пробой электродов. Указанные преимущества позволяют использовать данный аппарат уже на первой ступени подготовки скважинной продукции, что потенциально может значительно снизить эксплуатационные расходы по транспортировке балластной воды до пунктов подготовки нефти.

Аппарат Dual Frequency также представляет собой горизонтальную емкость с особой конструкцией электродов [7]. Обработку эмульсии ведут двумя различными электродными системами «электрод переменного тока – зеркало воды» и батарей систем «электрод постоянного тока – заземленный электрод». Совместное использование двух полей – переменного и постоянного, позволяет в полной мере задействовать эффекты электрофореза и диэлектрофореза. Также в данном аппарате реализована обработка электрическим полем различной частоты (от 0.2 до 1000 Гц), что, за счет повышенной частоты колебаний капель воды, способствует интенсификации электрокоалесценции.

По результатам сопоставления можно сделать вывод о том, что отечественные электродегидрататоры отличаются простотой конструкции, высоким напряжением электродов, отсутствием изоляции и ограничением на обработку эмульсий, содержащих газовую фазу. Импортные электродегидрататоры отличаются использованием изолированных или композитных электродов, возможностью работы в высокообводненной, газосодержащей среде, автоматизированным регулированием напряженности поля по объему аппарата, использованием полей различной частоты.

Таблица 1

Сопоставление отечественных и зарубежных технологий

Параметр:	ЭДВ	ЭГ	VIЕС	Dual Frequency
Конструктивная особенность	Одна горизонтальная электродная система	Несколько горизонтальных электродных систем	Батарея обособленных изолированных электродов по всему сечению аппарата	Две электродные системы, постоянное и переменное электрическое поле, различные частоты
Напряжение на электродах, кВ	27-44	27-44	5	30
Напряженность электрического поля, кВ/см	1-3	1-3	2	2 (постоянный ток), 0.4 (переменный ток)
Изоляция электродов	Отсутствует	Отсутствует	Внешнее покрытие	Композитный материал
Время обработки полем, сек	70-100	100-300	1-5	70-160
Электрофорез	Используется слабо	Используется слабо	Используется слабо	Используется
Диэлектрофорез	Используется	Используется	Используется	Используется
Максимальная объемная доля воды в эмульсии	50-70%	50-70%	100%	40%
Максимальная объемная доля газа в эмульсии	Не рассчитано на работу в газовой среде	Не рассчитано на работу в газовой среде	100%	Менее 7%

Таким образом, для производства высокотехнологичных и конкурентоспособных аппаратов для электрообезвоживания и обессоливания водонефтяных эмульсий, а также для импортозамещения зарубежных аппаратов, необходимо проведение дополнительных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в части использования новых материалов электродов и конфигураций электрического поля.

Литература

1. John S. Eow, Mojtaba Ghadiri, Electrostatic enhancement of coalescence of water droplets in oil: a review of the technology, Chemical Engineering Journal, Volume 85, Issues 2–3, 28 January 2002, Pages 357-368
2. Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. N 328 "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности" [Электронный ресурс] // Правовой интернет-портал «Гарант». URL: Электронный ресурс <http://base.garant.ru/70643464/> (дата обращения: 01.02.2016).
3. Каталог оборудования ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ», [Электронный ресурс] // Официальный сайт ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ». URL: Электронный ресурс <http://www.vniineftemash.ru/> (дата обращения: 02.02.2016).
4. Каталог оборудования ООО «Курганхиммаш», [Электронный ресурс] // Официальный сайт торгового дома ООО «Курганхиммаш». URL: Электронный ресурс <http://www.td-khm.ru/ru/> (дата обращения: 02.02.2016).
5. Швецов В.Н., Юнусов А.А., Набиуллин М.И. Новые технические решения по усовершенствованию электродегидраторов для обезвоживания и обессоливания нефти, Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, Выпуск 5, 2012 год, стр. 48-54.
6. S. Mhatre, V. Vivacqua, M. Ghadiri, A.M. Abdullah, M.J. Al-Marri, A. Hassanpour, B. Hewakandamby, B. Azzopardi, B. Kermani, Electrostatic phase separation: A review, Chemical Engineering Research and Design, Volume 96, April 2015, Pages 177-195.
7. Simone Less, Regis Vilagines, The electrocoalescers' technology: Advances, strengths and limitations for crude oil separation, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 81, January 2012, Pages 57-63.

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРОЦЕСС ОБЕЗВОЖИВАНИЯ И ОБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТИ

К. В. Золотухина

Научный руководитель, доцент О. Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений неизбежными спутниками нефти является газ, выделяющийся из нефти по мере снижения давления, и пластовая вода. Пластовая вода – это полярная жидкость, которая по своей природе неоднородна с нефтью – углеводородной неполярной жидкостью, поэтому нефть и вода взаимно нерастворимы и образуют две фазы в жидкой продукции скважин, между которыми имеется поверхность раздела. Интенсивное перемешивание нефти и пластовой воды в процессе добычи и движение её

по промышленным коммуникациям приводит к диспергированию одной из жидкостей с сильным увеличением межфазной поверхности, то есть к образованию эмульсий [1].

Основной этап процесса обезвоживания нефти – разрушение водонефтяных эмульсий. В результате удаления из нефти воды и растворенных в ней солей значительно улучшаются свойства нефти и нефтепродуктов, увеличивается срок службы нефтеперерабатывающих установок и катализаторов. Наиболее часто процесс обезвоживания проводят в обезвоживающих установках с применением деэмульгаторов, которые ослабляют структурно-механическую прочность слоев, обволакивающих капли воды [2].

Целью данной работы является исследование влияния основных технологических параметров на эффективность проведения процесса разделения водонефтяной эмульсии с применением моделирующей системы, разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики.

В качестве основных параметров (табл. 1) использованы данные, полученные при анализе сырья и продуктов переработки нефти Верхнечонского месторождения. Данные параметры можно изменять в ходе работы программы, что делает моделирующую систему универсальной и позволяет применять её для нефтяного сырья любого месторождения.

Таблица 1

Основные параметры

Наименование параметра	Ед. изм.	Численное значение
Расход нефти из сепаратора	кг/час	110672,5
Плотность эмульсии	кг/м ³	830,51
Вязкость нефти	Пуаз	0,0332
Вязкость воды	Пуаз	6,56E-03
Плотность воды	кг/м ³	1000,0
Плотность нефти	кг/м ³	816,30
Обводненность нефти	-	0,10

На математической модели проведены исследования влияния технологических параметров на качество товарной нефти на выходе из установки промышленной подготовки нефти. В табл. 2, 3 приведены результаты исследования (обводненность – 20 %, расход деэмульгатора – 20г/т).

Таблица 2

Влияние расхода эмульсии на процесс разделения водонефтяной эмульсии

Расход эмульсии, кг/ч	Диаметр капли, мкм	Длина массообменной секции, м	Длина коалесцирующей секции, м	Общая длина секций, м
400000	539,2	42,86	13,38	56,24
450000	402,4	43,40	11,18	54,58
500000	309,8	43,90	10,04	53,94
550000	244,5	44,36	9,40	53,76
600000	197,1	44,80	9,03	53,83

Таблица 3

Влияние диаметра подводного трубопровода и расхода водонефтяной эмульсии на процесс разделения водонефтяной эмульсии

Расход эмульсии, кг/ч	Диаметр подводного трубопровода, м	Диаметр капли, мкм
394300	0,200	15,8
	0,310	131,8
	0,417	557,2
444300	0,200	11,8
	0,310	98,0
	0,417	414,2
550000	0,200	7,0
	0,310	57,8
	0,417	243,8
600000	0,200	5,6
	0,310	46,6
	0,417	196,5

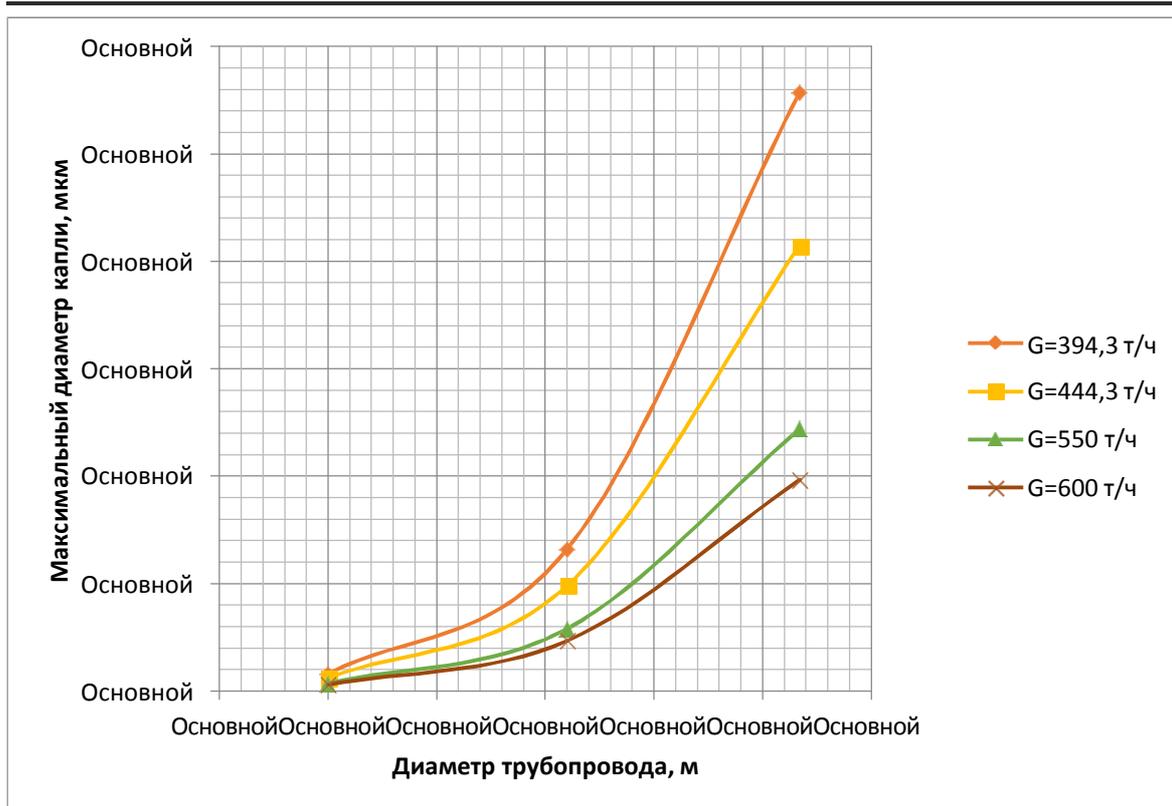


Рис.1 Зависимость максимального диаметра образующихся капель от диаметра подводящего трубопровода

Исследования показали, что при увеличении расхода эмульсии с 400 т/ч до 600 т/ч при постоянной начальной обводненности и постоянном количестве вводимого деэмульгатора максимальный диаметр капель уменьшается с 539 мкм до 197 мкм. Следовательно, эффективность процесса каплеобразования и, в дальнейшем, процесса отстаивания воды, снизится. При варьировании диаметром подводящего трубопровода (рис.1) установлено, что максимальный диаметр капель 557 мкм достигается при использовании трубы диаметром 0,417 м при расходе 394,3 т/ч.

Таким образом, для более эффективного проведения процесса разделения водонефтяной эмульсии и наиболее экономичного использования компонента-деэмульгатора, необходимо использовать экспериментальные данные по физико-химическим свойствам исследуемых нефтей (плотность, поверхностное натяжение, начальная обводненность), так как все эти параметры влияют на результат проведения процесса, а применение математического моделирования позволяет прогнозировать протекание химико-технологического процесса при различных условиях и определять оптимальные технологические режимы.

Литература

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий// Нефтепромышленное дело. – 2013. – №5. – С. 40-42.
2. Бакиев А.В., Хазиев Н.Н., Хасанов И.Ю. Технология добычи безводной нефти на обводненных месторождениях// Нефтегазовое дело. – 2015. – №3. – С. 116-124.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В КОЛОННЕ СТАБИЛИЗАЦИИ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ НА СОДЕРЖАНИЕ СЕРОВОДОРОДА В СТАБИЛЬНОМ ГИДРОГЕНИЗАТЕ

И. В. Зырянова, Н. В. Попова, Н. С. Белинская

Научный руководитель, ассистент Н. С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовая отрасль несет серьезные убытки из-за коррозии трубопроводов и аппаратов. Сероводородная коррозия является одной из главных причин коррозионного разрушения при эксплуатации оборудования в широком диапазоне сред и условий [1]. Сероводород может вызывать повреждения, в результате химической,

электрохимической коррозии и водородного охрупчивания. Дело в том, что наиболее агрессивный компонент нефтегазового сырья – сероводород – находится не только в продукции месторождений в растворенном виде, но и образуется в результате термического и каталитического превращения сероорганических соединений (тиолов, сульфидов, дисульфидов, тиофенов), углерода, сероуглерода, в частности, в процессе депарафинизации значительная доля сероводорода образуется на стадии гидроочистки. С повышением рабочих температур выделение сероводорода растет как за счет уменьшения его растворимости, так и за счет усиления распада серосодержащих соединений [2]. Коррозия – это сложная проблема, так как нужно учитывать большое количество влияющих на неё переменных величин. Борьба с коррозией – это не только продление срока службы нефтеперерабатывающего оборудования, снижение эксплуатационных затрат на его ремонт, но и улучшение технико-экономических показателей переработки нефти.

Целью работы является - исследование влияния параметров в колонне стабилизации установки каталитической депарафинизации на содержание сероводорода в стабильном гидрогенезате с применением моделирующей программы HYSYS.

Исследовано влияние технологических параметров при различных схемах на содержание сероводорода в стабильном гидрогенезате с различным содержанием сероводорода в нестабильном гидрогенезате.

Рассматриваемый аппарат – колонна стабилизации работает не эффективно. Это выражается низкой степенью разделения легких компонентов и сероводорода, вследствие чего в выходном потоке колонны стабилизации наблюдается повышенное содержание сероводорода [3]. Данный поток проходит стадию ректификации, где одним из продуктов выделяется стабильный бензин с большим содержанием сероводорода, что в значительной степени увеличивает риск коррозии верха ректификационной колонны. Для решения описанной проблемы на основе расчетов в моделирующей системе HYSYS было получено уравнение регрессии, которое имеет вид:

$$C_{H_2S} = 0.6906 + 0.0002 * X_1 - 0.0068 * X_2 - 0.0033 * X_3 - 0.0005 * X_4,$$

где C_{H_2S} – содержание H_2S в стабильном гидрогенезате, г; X_1 – H_2S в нестабильном гидрогенезате, г; X_2 – расход острого орошения в К-1, $m^3/ч$; X_3 – расход стабильного бензина в нижнюю часть колонны, $m^3/ч$; X_4 – расход ВСГ, $m^3/ч$.

На рисунке 1 показано влияние расхода орошения на содержание H_2S в стабильном гидрогенезате.

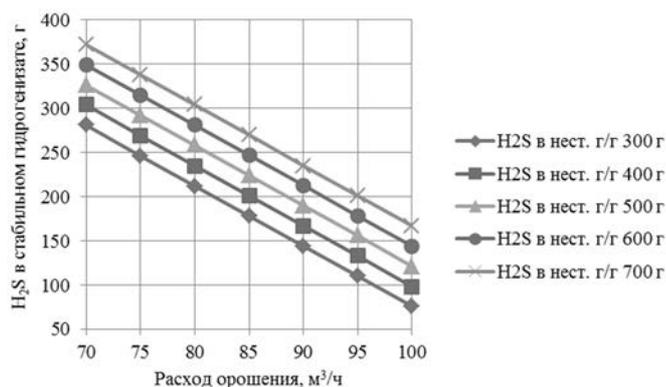


Рисунок 1. Влияние расхода орошения на содержание H_2S в стабильном гидрогенезате

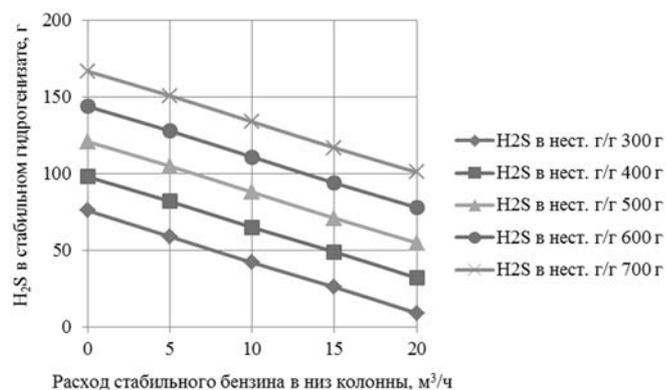


Рисунок 2. Влияние расхода стабильного бензина в низ колонны К-1 на содержание H_2S в стабильном гидрогенезате (расход орошения принят равным $100 m^3/ч$)

При увеличении расхода острого орошения в колонну К-1 с 70 до $100 m^3/ч$ содержание сероводорода в стабильном гидрогенезате снижается: при содержании сероводорода в нестабильном гидрогенезате 300 г наблюдается наибольшее снижение содержание сероводорода в стабильном гидрогенезате – с 281 до 76 г; при

дальнейшем увеличении содержания сероводорода в среднем фиксируется падение содержание сероводорода в стабильном гидрогенизате на 205 г. Несмотря на то, что увеличение расхода острого орошения в колонну К-1 способствует снижению содержания сероводорода в стабильном гидрогенизате, сероводород присутствует в стабильном гидрогенизате.

Проведен расчет содержания сероводорода в составе стабильного гидрогенизата в зависимости от количества стабильного бензина вводимого в низ колонны для нестабильного гидрогенизата с разным содержанием сероводорода, показано на рис 2.

Увеличение парового потока, вследствие увеличение расхода с 0 до 20 м³/ч стабильного бензина в низ колонны К-1 способствует снижению содержания сероводорода в стабильном гидрогенизате на 66 г, сероводород присутствует в стабильном гидрогенизате, особенно при стабилизации нестабильного гидрогенизата с более высоким содержанием сероводорода (от 400 г).

Проведено исследование влияния расхода ВСГ в колонну в пределах 0 – 300 м³/ч на присутствие H₂S в стабильном гидрогенизате.

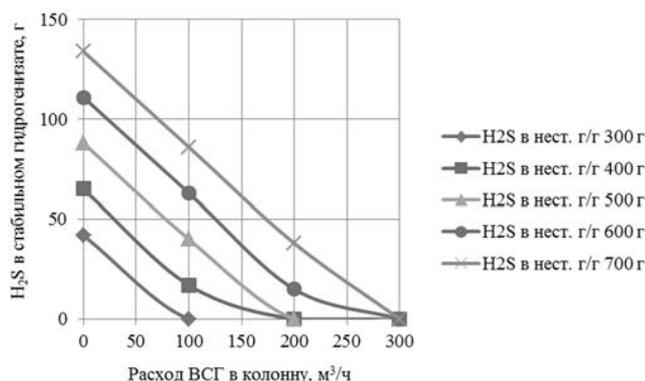


Рисунок 3. Влияние расхода стабильного бензина в низ колонны К-1 на содержание H₂S в стабильном гидрогенизате (расход орошения принят равным 100 м³/ч, расход стабильного бензина в низ колонны 10 м³/ч)

Как видно из рис. 3 добавление ВСГ во входной поток колонны позволяет добиться отсутствия сероводорода в стабильном гидрогенизате и уменьшить коррозионную активность стабильного бензина, выделяемого в колонне ректификации на следующей стадии производства. Для достижения аналогичного результата с сырьём, которое содержит большее количество сероводорода необходимо увеличивать расход ВСГ.

Добиться отсутствия сероводорода в стабильном гидрогенизате и вывода его в составе углеводородного газа и легкого бензина из верхней части колонны возможно, если в колонне стабилизации получится создать мощный паровой поток. Проведенные исследования подтверждают, что этого можно достигнуть повышением расхода острого орошения, совершенствованием схемы направления потоков в колонну путем возврата части стабильного бензина с блока ректификации в низ колонны К-1 и добавления ВСГ во входной поток в колонну К-1 в смеси с нестабильным гидрогенизатом и бензином-отгоном гидроочисток. При оптимальном варианте содержание сероводорода в стабильном гидрогенизате снижается до следовых количеств, и, как следствие, повышается коррозионная безопасность продукта, повышается ресурсоэффективность установки каталитической депарафинизации.

Литература

1. Синютин С.Е., Вигдрович В.И. Современное состояние и проблемы сероводородной коррозии металлов в растворах электролитов / Вестник ТГУ 2002, Т.7. №3. С. 319-328.
2. Медведева М.Л. Коррозия и защита оборудования при переработке нефти и газа М.: ФГУП Изд-во Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2005. - 312с.
3. Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Chuzlov V.A., Faleev S.A. Mathematical modeling of the process of catalytic hydrodewaxing of atmospheric gasoil considering the interconnection of the technological scheme devices // Procedia Engineering. – Vol. 113 – 2015 – pp.68-72

РАСЧЕТ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕАКЦИЙ ПРОЦЕССА АЛКИЛИРОВАНИЯ БЕНЗОЛА ЭТИЛЕНОМ МЕТОДОМ DFT

Л. С. Игнатова, С. А. Кошкин

Научный руководитель, профессор Е. Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Этилбензол является базовым продуктом нефтехимии использующийся в технологической цепочке получения пластиков и каучуков. На сегодняшний день, перспективными технологиями его получения являются

гетерогенно-каталитические процессы. В качестве катализатора используются цеолиты различных марок Y, Beta, MSM.

Технология включает стадии алкилирования бензола этиленом и трансалкилирования с бензолом полученных при алкилировании полиалкил бензолов с целью увеличения выхода целевого этилбензола. Режимы работы реакторов двух стадий, активность катализатора напрямую влияют на ресурсо и энергоэффективность производства. Возможность предсказывать поведение такой системы дает технологам мощный инструмент для управления процессом, с целью достижения высоких экономических показателей. Обеспечить такую возможность, позволит разработка математической модели, которая должна учитывать специфику предприятия. При разработке математических моделей сложных реакторных процессов возникает необходимость использовать возможные средства для ее упрощения, либо для вычисления приближений ее параметров, что в дальнейшем позволяет существенно упростить поиск конечного варианта вида модели и ее параметров. Одним из надежных инструментов, не требующих лабораторных изысканий, является квантово-механический расчет, позволяющий определить начальные приближения констант равновесия и скоростей учитываемых в модели химических реакций.

Целью работы стало определение и исследование термодинамических закономерностей реакций, протекающих в процессе алкилирования бензола этиленом на цеолитсодержащих катализаторах, которые в дальнейшем станут основой для разработки математической модели производства этилбензола.

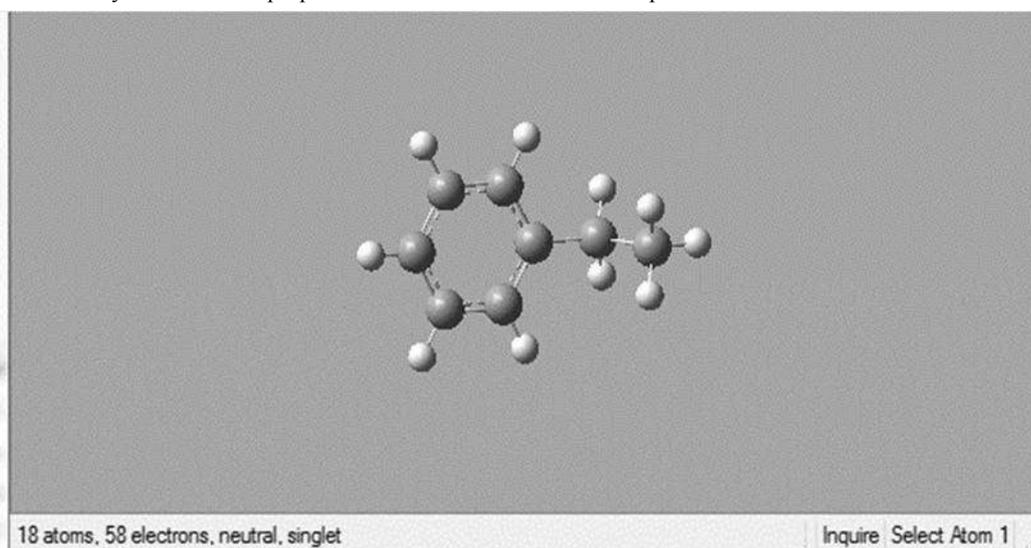


Рисунок 1 – Диалоговое окно программы GaussView

Таблица 1 – Термодинамические характеристики основных реакций процесса алкилирования ($T=483\text{ K}$, $P=33.6\text{ атм}$)

№ п/п	Реакция	ΔH , кДж/моль	ΔS , кДж/моль·К	ΔG , кДж/моль
1	$C_6H_4(C_2H_5)_2 + C_6H_6 \rightarrow 2 C_6H_5C_2H_5$	-16,64	16,54	-24,63
2	$C_6H_4(C_2H_5)_2 + C_6H_5C_2H_5 \rightarrow C_6H_3(C_2H_5)_3 + C_6H_6$	-16,92	15,98	-24,63
3	$2 C_6H_4(C_2H_5)_2 \rightarrow C_6H_3(C_2H_5)_3 + C_6H_5C_2H_5$	-33,56	32,52	-49,26
4	$C_6H_5C_2H_4C_6H_5 + H_2 \rightarrow C_6H_5CH_2C_6H_5 + CH_4$	-84,64	28,08	-98,20
5	$C_6H_4(C_2H_5)_2 + H_2 \rightarrow CH_3C_6H_5C_2H_5 + CH_4$	-82,1	22,15	-92,80
6	$C_6H_5C_2H_5 + H_2 \rightarrow C_6H_5CH_3 + CH_4$	-76,44	24,30	-88,18
7	$C_6H_5CH_3 + H_2 \rightarrow C_6H_6 + CH_4$	-68,40	6,23	-71,41
8	$C_6H_5C_2H_5 + C_2H_4 \rightarrow C_6H_4(C_2H_5)_2$	-92,62	-124,30	-32,59
9	$C_2H_4 + C_6H_6 \rightarrow C_6H_5C_2H_5$	-92,52	-124,03	-32,61
10	$C_2H_4 + C_6H_5CH_3 \rightarrow CH_3C_6H_5C_2H_5$	-92,58	-101,89	-43,37
11	$C_2H_4 + C_6H_4(C_2H_5)_2 \rightarrow C_6H_3(C_2H_5)_3$	-109,43	-108,04	-57,25
12	$2 C_2H_4 \rightarrow C_4H_8$	-110,87	-114,14	-55,74
13	$C_2H_4 + C_4H_8 \rightarrow C_6H_{12}$	-85,03	-129,08	-22,69
14	$C_3H_6 + C_6H_6 \rightarrow C_6H_5CH(CH_3)_2$	-75,97	-143,45	-6,68
15	$C_6H_{12} \rightarrow C_5H_9CH_3$	-43,68	-38,71	-24,98

Имея данные работы промышленной установки и представления о химизме процесса алкилирования бензола этиленом, был составлен полный список реакций. Расчеты для определения термодинамических констант проводились в среде Gaussian 09W методом DFT, который позволяет все параметры, аппроксимирующие интегралы взаимодействия подбирать наилучшим образом, т.е. оптимизировать с помощью

набора соединений с надежно измеренными экспериментальными свойствами [2]. Построение молекул осуществлялась на базе GaussView, позволяющей оперативно строить молекулы любой сложности и оптимизировать их структуру (рисунок 1).

Расчет термодинамических величин молекул проводился при температуре и давлении, соответствующих средним фактическим в реакторе алкилирования и трансалкилирования установки получения этилбензола ($T=483\text{ K}$, $P=33.6\text{ атм}$). Для определения энергии Гиббса использовалось следующее уравнение: $\Delta G = \Delta H - T\Delta S$ [1]

Полученные данные термодинамического расчета представлены в таблице 1.

Полученные значения хорошо сходятся с литературными данными [1]. Следовательно, разрабатываемая математическая модель будет содержать все вышеперечисленные реакции.

В данной работе проведен термодинамический анализ процесса алкилирования бензола этиленом на цеолитсодержащих катализаторах. Определено, что наибольший вклад в образование этилбензола вносят как реакции алкилирования, так и трансалкилирования. Полученные значения станут основой для разработки математической модели, которая позволит повысить эффективность работы реакторного блока.

Работа выполнена в рамках гранта Президента РФ МД-5019.2016.8.

Литература

1. Сталл Д., Вестрам Э., Зинге Г. Химическая термодинамика органических соединений. М.: Мир, 1971. 808 с.
2. Цышевский Р.В., Гарифзянова Г.Г., Храпковский Г.М. Квантово-химические расчеты механизмов химических реакций. Казань.: КНИТУ, 2012. 85 с.

ВЛИЯНИЕ СВЧ НА ИНИЦИИРОВАННОЕ ПЕРОКСИДОМ ВОДОРОДА КАТАЛИТИЧЕСКОЕ ПРЕВРАЩЕНИЕ ЭТАНОЛА В ДИВИНИЛ

А. М. Илолов, П. А. Мурадова, Ю. Н. Литвишков, В. Ф. Третьяков

Научный руководитель, профессор В. Ф. Третьяков

Институт нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева, РАН, г. Москва, Россия

Институт катализа и неорганической химии им. М. Ф. Нагиева,

Национальная академия наук Баку, Азербайджана

Установлена принципиальная возможность регулирования наноразмерности, формирующихся, микрокристаллитов оксида цинка на поверхности $ZnO/\gamma-Al_2O_3/Al$ катализатора инициированного превращения этанола в дивинил с участием пероксида водорода при воздействии СВЧ излучения в процессе его приготовления.

С помощью ИК - спектроскопического анализа, сканирующей электронной микроскопии (СЭМ), кинетических исследований процесса, с привлечением квантово-химических расчетов, установлена зависимость характера гидроксильного покрытия поверхности $ZnO/\gamma-Al_2O_3/Al$ катализатора, а также наноразмерности структурных фрагментов его активной массы от концентрации пероксида водорода и параметров воздействия СВЧ излучения. Показано, что наблюдаемый при оценке энергетических параметров стимулируемой микроволновым излучением реакции динамический компенсационный эффект обусловлен формированием высокодисперсной наноразмерной структуры поверхностных центров, координирующих гидроксильные группы, проявляющие оптимальные кислотные свойства.

Изучено влияние концентрации пероксида водорода на селективность превращения этанола в дивинил, катализируемого $ZnO/\gamma-Al_2O_3/Al$ системой, а также в зависимости от наличия или отсутствия СВЧ – излучения при фиксированной конверсии этанола в диапазоне температур 400-410°C.

Установлено, что оптимальная концентрация пероксида водорода, при которой достигаются более высокие значения селективности, составляет примерно 2,3% масс. Отсюда можно предположить, что формирование активной динамической структуры под влиянием инициатора, модифицирующего поверхность катализатора гидроксильными группами, ответственными за катализ, организуется при определенной (оптимальной) концентрации пероксида водорода.

Эти данные согласуются с представлениями и выводами о корреляции, с активностью волнового числа, соответствующего гидроксильной группе (1050 см^{-1}).

При частоте 1053 см^{-1} в этаноле активируются валентные и деформационные колебания связи C–H, приводящие к ее удлинению и сближению водородного атома с атомом водорода OH-группы, что приводит к дегидрированию этанола.

Образцы катализатора, термическая обработка которых проводилась в поле СВЧ, отличаются большей удельной поверхностью, пористостью, и при отмеченном выше варьировании параметров термообработки текстурные характеристики образцов претерпевают гораздо меньшие изменения.

Из полученных результатов можно заключить, что за счёт поглощения микроволнового излучения во всем объеме нагреваемого материала достигается высокая однородность температурного поля. Это способствует равномерному спеканию микрокристаллитов, что и обеспечивает получение наноразмерной микроструктуры с линейным размером (48-70нм), а также отсутствию термических напряжений, ограничивающих процесс самоуплотнения микрокристаллитов оксида цинка в более крупные агломераты в условиях катализа.

Судя по знаку в изменении энергии Гиббса ($\Delta G < 0$), термодинамическая реакция становится возможной после 600К. Изменение теплоемкости системы уменьшается в области 820К до нуля. Можно полагать, что при воздействии СВЧ излучения, когда скорость передачи тепла в реакционной системе наиболее эффективна, уменьшение теплоемкости наступит при более низких температурах.

При изучении кинетики инициированного процесса показано, что в случае воздействия СВЧ динамический компенсационный эффект (ДКЭ) проявляется заметнее по сравнению с процессом, в котором тепло подводится обычным способом.

Анализ реакции, индуцированной СВЧ - излучением, позволяет сделать вывод о том, что СВЧ излучение снимает только кинетические ограничения реакций, не изменяя термодинамические параметры. Величина кванта энергии, соответствующая сантиметровому, миллиметровому и субмиллиметровому диапазонам СВЧ, соизмерима разнице энергий близко расположенных энергетических уровней атомов и молекул, что является хорошей предпосылкой для их активации. Это обстоятельство играет определяющую роль, поскольку реализация резонансного взаимодействия СВЧ - энергии с веществом стимулирует промежуточное взаимодействие твердого тела с реагирующими компонентами через их активированное состояние.

Влияние СВЧ на инициированный гетерогенно каталитический процесс превращения этанола в дивинил сводится к миграции энергии, необходимой для обеспечения гидроксильного покрова, образующегося при воздействии инициатора (пероксида водорода) и влияющего на ускорение медленной стадии образования ацетальдегида, которая является ключевой в механизме образования дивинила.

В результате одновременного воздействия инициатора и СВЧ-излучения проявляется синергизм, усиливающий динамический компенсационный эффект резонансного взаимодействия этанола с поверхностными ОН группами, входящих в структуру активных центров и ответственных за образование целевого продукта.

Оксид алюминия, благодаря своим кислотно-основным свойствам и структурным характеристикам является наиболее распространенным носителем активной массы при приготовлении катализаторов нанесенного типа. Его адсорбционные свойства в условиях взаимодействия с растворами предшественников (прекурсоров) - активных компонентов катализаторов во многом определяют природу (состав) гидроксильного покрова.

Известно, что поверхность гидроксида алюминия представляет собой комбинацию координационно ненасыщенных ионов алюминия и кислорода. Восполнение до октаэдрической и тетраэдрической координации поверхностных ионов алюминия осуществляется за счет гидроксогрупп, образующихся при диссоциативной адсорбции воды, пероксида водорода, или каких-либо других гидроксилсодержащих молекул.

В соответствии с координационным состоянием гидроксильных групп на поверхности оксида алюминия (терминальных, мостиковых) и типом координации ионов алюминия (октаэдрическая, тетраэдрическая) различают от пяти до девяти типов гидроксильных групп. При этом каждому типу ОН-групп соответствует характеристическая полоса поглощения в ИК-спектрах. Так, наиболее высокочастотные полосы поглощения относят к терминальным ОН-группам, связанным с одним катионом алюминия в различном координационном состоянии. Эти гидроксильные группы характеризуются как слабые кислотные центры бренстедовского типа.

Низкочастотные полосы поглощения относятся к мостиковым гидроксилам, являющимися сильными кислотными центрами. В зависимости от координационного состояния и концентрации гидроксильных групп на поверхности алюмооксидных образцов, сформированных в различных условиях, имеется широкий спектр распределения ОН групп по их кислотной силе (сильные, слабые, умеренные).

Разработаны методы качественной и количественной оценки поверхностной кислотности, из числа которых наиболее высокоинформативными являются: термодесорбция оснований, (аммиака) с поверхности образцов, а также ИК - спектральный анализ адсорбированных аминов.

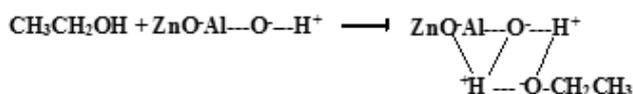
Как правило, при оценке характеристик поверхностной кислотности, является корреляция кислотной силы поверхностных гидроксильных групп бренстедовского типа с интенсивностью полос поглощения соответствующей частоты в ИК спектрах образцов.

Таким образом, особенности поверхностной структуры $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3/\text{Al}$ носителя катализаторов нанесенного типа отражаются в формировании неоднородных по своим кислотно-основным свойствам поверхностных гидроксогрупп в процессе их приготовления.

В процессе катализа проявляются кислотные функции поверхностных гидроксильных групп (бренстедовская кислотность), образующихся в результате диссоциативной адсорбции пероксида водорода. Избирательность по целевому продукту в соответствующем реакционном маршруте определяется участием в лимитирующей стадии активных центров, характеризующихся оптимальной кислотностью (слабые центры не способны активировать, а сильные приводят к прочной адсорбции органических оснований, в частности непредельных соединений, с последующей их полимеризацией и образованием нежелательных продуктов уплотнения ПУ).

Модифицирование катализаторов оксидом цинка, с одной стороны приводит к блокировке сильнокислотных центров, снижая тем самым образование ПУ, а с другой (что самое главное) формирует на поверхности кислотного носителя центры, обладающие основностью.

Сочетание на поверхности катализатора кислотно-основных центров (кисотно-основной пары) способствует более эффективной активации субстратов, в частности этанола, который при диссоциативной адсорбции на кислотно-основной паре образует весьма реакционноспособный тетраэдрический интермедиат:



Подобный, так называемый концертный механизм (в отличие от чисто кислотного механизма активации) характеризуется относительно низким значением энергии активации.

Что касается предэкспоненциального множителя, то его значение для гетерогенных катализаторов кислотно-основной природы определяется числом (концентрацией) гидроксильных кислотных групп (диссоциативная адсорбция пероксида водорода) и основных центров ($\text{ZnO} \cdot$).

Воздействие СВЧ излучения способствует, с одной стороны, образованию и стабилизации мелкодисперсных (наноразмерных) микрокристаллитов оксида цинка в процессе приготовления катализатора, что приводит к увеличению числа основных центров, а с другой – способствует разрыву связи $\text{HO} \cdots \text{OH}$ за счет резонансного поглощения энергии излучения «скручивающими» колебаниями, что определяет поверхностную концентрацию кислотных центров.

Путем варьирования соответствующих управляемых параметров (мощность СВЧ, время экспозиции, количество модифицирующей добавки, концентрации пероксида водорода и т.п.) можно добиться оптимальных условий проявления каталитических свойств, которые в сравнении с традиционными условиями катализа, могут быть отражены в виде динамического компенсационного эффекта (ДКЭ).

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА СЫРЬЯ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА

М. Д. Кириллова

Научный руководитель, доцент Е. С. Чернякова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический риформинг бензиновых фракций является базовым процессом современной нефтепереработки и предназначен для производства высокооктанового компонента автобензина, индивидуальных ароматических углеводородов, а также водорода [1]. Как известно, на процесс риформинга оказывают влияние такие факторы, как: давление, температура, состав перерабатываемого сырья и т.д. Углеводородный состав сырья оказывает значительное влияние на выход риформата. Так при любом заданном октановом числе (ОЧ) выход продукта тем больше, чем выше содержание в сырье нафтеновых и ароматических углеводородов.

Объектом исследования является установка каталитического риформинга бензиновых фракций ООО «РН Комсомольского НПЗ» Л-35-11/450К.

Исследования проводились с использованием математической модели, которая позволяет провести анализ изменения состава перерабатываемого сырья, а также оценить его влияние на выход и качество получаемого продукта [2]. Для исследований было выбрано пять различных составов перерабатываемого сырья (рис. 1, табл. 1).

Таблица 1

Исследование влияния состава сырья

Показатели	Сырье 1	Сырье 2	Сырье 3	Сырье 4	Сырье 5
Расход сырья, м ³ /ч	70	70	70	70	70
Пар/(Нафт+Аром) в сырье	0,88	0,76	0,83	0,83	0,89
Н-Пар/и-Пар в сырье	0,69	0,63	0,72	0,71	0,69
Октановое число	94,1	93,8	93,6	94,2	95
Выход риформата, % масс.	87,14	87,29	87,36	87,04	86,25

При сравнении представленных проб состава перерабатываемого сырья, сырье 1 и 5 содержит большое количество алканов. Индекс по соотношению парафиновых углеводородов к ароматическим и нафтеновым (Пар/(Нафт+Аром)) в этих образцах оказался около 0,9 пунктов.

Сырье 2 с наименьшим содержанием алканов в сырье. Тот же индекс в этой пробе равен 0,76, что говорит о преобладании в сырье ароматических и нафтеновых углеводородов.

Так как состав перерабатываемого сырья оказывает влияние на октановое число риформата и выход целевого продукта, были построены соответствующие зависимости, представленные на рисунке 2 и 3.

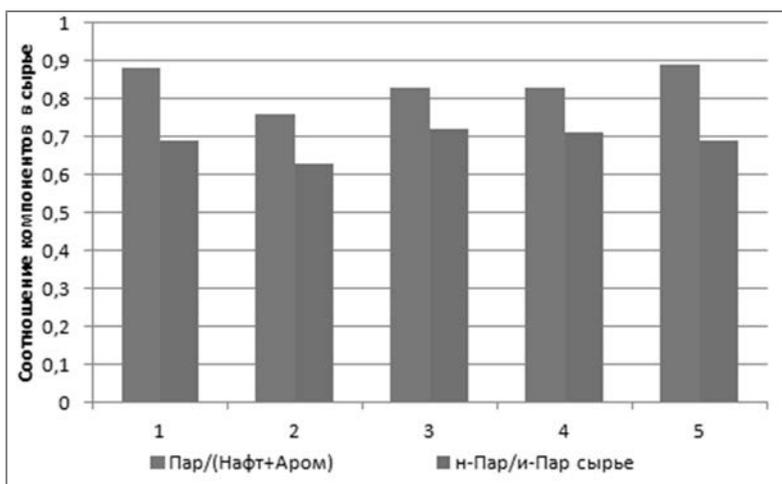


Рис. 1 Изменение состава перерабатываемого сырья для установки Комсомольского НПЗ

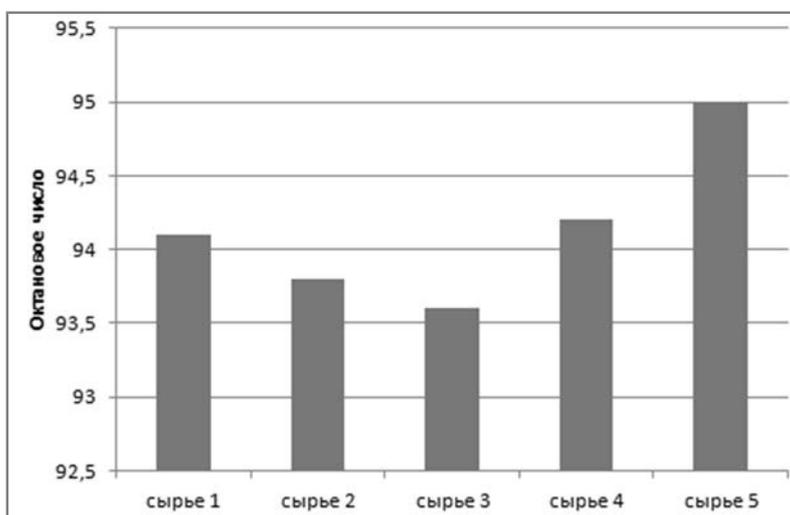


Рис. 2 – Влияние состава сырья на октановое число риформата

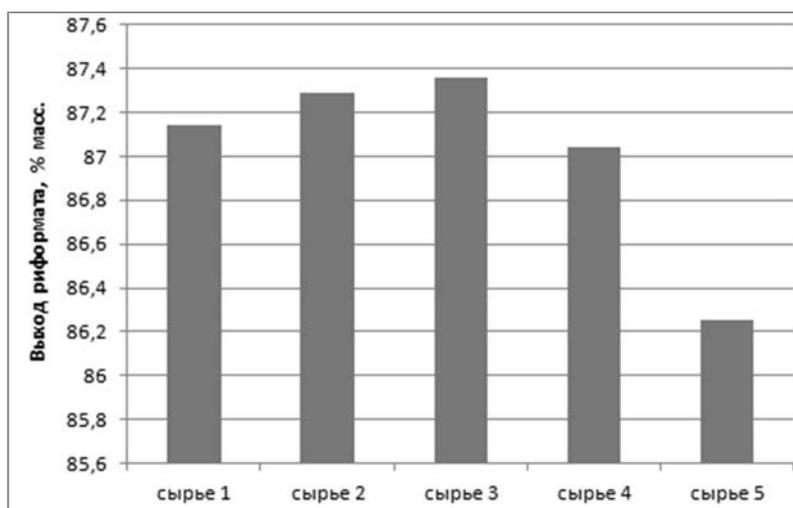


Рис.3 – Влияние состава сырья на выход риформата

При высоком содержании парафиновых углеводородов нормального строения и при низком содержании ароматических октановое число снижается.

Так в Сырье 3 соотношение н-Пар/и-Пар самое высокое 0,72 по отношению к другим видам сырья, это говорит о том, что в данном сырье содержится большое количество парафиновых углеводородов нормального строения.

Октановое число, при использовании это сырья, очень низкое ОЧ=93,6 пунктов, но достаточно высокий выход риформата. Так как цель процесса повысить октановое число, сырье 3 не рекомендуется использовать.

Сырье 4 и сырье 5 имеют наибольшее содержание ароматических и нафтеновых углеводородов в сырье, что ведет к повышению октанового числа риформата. Однако по сырью 5 наблюдается очень низкий выход продукта, что говорит о преобладании в нем парафиновых углеводородов изо-строения (рис. 3). Таким образом, наиболее оптимальным для переработки является сырье 4.

С помощью проведенных исследований по влиянию состава сырья было показано, что углеводородный состав сырья оказывает значительное влияние на октановое число и выход риформата. Из пяти видов перерабатываемого сырья наиболее оптимальным для переработки выбрано Сырье 4, которое отличается высоким содержанием ароматических и нафтеновых углеводородов, способных повышать октановое число.

Литература

1. Белый А.С. Современное состояние, перспективы развития процесса и катализаторов риформинга бензиновых фракций нефти // Катализ в промышленности. 2014. №5. с. 23 – 28.
2. Кравцов А.В., Иванчина Е.Д., Шарова Е.С., Чеканцев Н.В., Полубоярцев Д.С. / Компьютерное прогнозирование работы промышленных катализаторов процессов риформинга и изомеризации углеводородов бензиновой фракции: учебное пособие; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 129с.

АЛЬТЕРНАТИВНОЕ УГЛЕРОДСОДЕРЖАЩЕЕ ЖИДКОЕ ТОПЛИВО

А. С. Кононова

Научные руководители, доцент А. Ю. Игнатова, доцент А. В. Папин
**Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф.
Горбачева, г. Кемерово, Россия**

Развитие промышленности в технически развитых странах требует потребления жидкого и газообразного углеводородного сырья [4]. Со временем добыча нефти будет только дорожать, а новые нефтеносные провинции будут открываться во все более и более труднодоступных и дорогих в освоении регионах планеты [9]. Поэтому все более и более остро встает проблема о разработке альтернативных видов жидкого топлива.

На данный момент, существует множество разработок, связанных с получением аналогов жидкого топлива из нефти и угля, но не одна из этих разработок не запущена в массовое производство, по причине того, что получаемое топливо должно отвечать жестким требованиям современного рынка: стабильность основных технологических характеристик, задаваемых потребителем, рентабельность производства и минимально возможное негативное экологическое воздействие на окружающую среду при его получении и использовании [2].

В литературе описан ряд способов получения жидкого топлива.

Угли открытой добычи могут рассматриваться как перспективное сырье для переработки в жидкое топливо [4]. Эффективная переработка углей может осуществляться в широком диапазоне температур. В первом температурном интервале – в области низких температур (10-40 °С), т. е. без теплового воздействия, из углей путем преимущественно механического воздействия могут быть получены водоугольные суспензии, пригодные для транспортировки по трубопроводам на большие расстояния [8]. Известен способ получения водоугольного топлива на основе ископаемых углей. Способ характеризуется тем, что предварительно измельченный исходный продукт подвергают в две и более стадии мокрому измельчению в роторном гидродинамическом кавитационном аппарате. Каждую стадию мокрого измельчения ведут в замкнутом цикле с классификацией водоугольной суспензии [7]. Еще один известный способ получения ВУТ предусматривает следующее: уголь после предварительного дробления подвергают сухому измельчению в роторно-вихревой мельнице. В процессе измельчения одновременно производится сепарация угля от минеральных компонентов и гидрофобизация частиц угля. Далее проводится смешивание частиц угля с водой с образованием коллоидной гидросмеси. В результате получается ВУТ [1].

С экологической позиции перспективным способом получения ВУТ, является способ получения из угольных шламов. Водоугольную суспензию перемешивают, затем добавляют мазут и вновь перемешивают. При этом образуются углемазутные гранулы (УМГ). Таким образом, приготовленное водоугольное топливо содержит углемазутные гранулы гумат натрия и остальное – вода [6].

Но производство ВУТ связано с одним большим недостатком – возможности применения способа только в регионах, где развита угольная промышленность и снижении экономической эффективности в случае транспортировки полученного топлива на дальние расстояния.

В наших исследованиях предлагается получение композитного жидкого топлива из твердого углеродного остатка пиролиза отработанных автошин, которые являются отходом, распространенным повсеместно.

Цель научно-исследовательской работы – разработка технологии получения композиционного жидкого вида топлива из твердого остатка пиролиза автошин.

Пиролиз – наиболее экологичный способ утилизации изношенных шин. Наибольший интерес из продуктов пиролиза вызывает технический углерод. Однако он низкокачественный и не пригоден для дальнейшего использования. На первом этапе исследований при проведении технического анализа технического углерода были получены следующие данные (табл. 1).

Таблица 1

Характеристики низкокачественного технического углерода

Объект испытания	Определяемый компонент	Содержание компонента, % масс.
Низкокачественный технический углерод	Содержание влаги	2,2
	Зольность: A^d	16,7
	Выход летучих веществ: V^{daf}	8,6
	S^d , масс. %	4-8

Для повышения качества углеродного сырья при приготовлении водоугольной суспензии применимо использование процесса масляной агломерации (грануляции), который основан на различной смачиваемости жидкими углеводородами угольных и породных частиц в воде и способности полярных жидкостей, образовывать в суспензии углемасляные комплексы за счёт гидрофобной агрегации [3, 5]. После проведения обогащения методом масляной агломерации (это относится ко второму этапу исследования) низкокачественный технический углерод имеет следующие технические характеристики, полученные после проведения технического анализа полученного концентрата (табл. 2).

Таблица 2

Характеристики концентрата

A^d , % (зольность)	W^a , % (влажность)	V^{daf} , % (выход летучих веществ)	Q_s^r , ккал/кг (теплота сгорания)	S^d , мас. % (сернистость)
4,0-5,5	8,5-10,5	8,0-8,5	6000-7500	0,5

Разрабатываемые высококонцентрированные водоуглеродные суспензии (композиционное жидкое топливо на основе углеродсодержащего остатка пиролиза автошин) будут иметь следующие характеристики (табл. 3).

Таблица 3

Сравнение композиционного жидкого топлива на основе углеродсодержащего остатка пиролиза автошин с аналогом

Название топлива	Концентрация твердой фазы, % масс.	Влагосодержание, % масс.	Теплотворная способность, кДж/кг	Вязкость, Па*с	Зольность, % масс.
Водоугольное топливо	62,0	38,0	31850	0,8	5,0
Композиционное топливо	58,0	42,0	30000	0,8-1	10,0

Области применения полученного топлива: угольная, металлургическая и энергетическая отрасли, бытовые котельные, частные потребители.

Утилизация твердого остатка пиролиза автошин позволит улучшить экологическую обстановку, расширить сырьевую базу для энергетики за счет использования альтернативных видов топлив. Так же станет одним из переходов на инновационный путь развития.

Литература

1. Пат. РФ № 2167189 Россия Способ получения водоугольного топлива / Сост. Артемьев В.К., Данченков Н.И., Титов А.И. // Заявл. 11.04.2000, опубл. 20.05.2001.
2. Зайденварг В.Е., Трубецкой К.Н., Мурко В.И., Нехороший И.Х. Производство и использование водоугольного топлива. – М.: Издательство Академии горных наук, 2001. - 176 с.
3. Клейн М.С., Байченко А.А., Почевалова Е.В. Масляная грануляция угольных шламов Кузбасса // Вестн. КузГТУ. 1999. № 6. С. 59 - 62.
4. Кукушкина, И.И. Топливо-энергетическое производство и состояние окружающей среды: учеб. пособие / И.И. Кукушкина, Г.Л. Евменова; ГОУ ВПО «Кемеровский государственный университет». - Томск: Издательство Томского государственного педагогического университета, 2009. - С. 71.
5. Папин А.В., Макаревич Е.А., Неведров А.В., Игнатова А.Ю., Солодов В.С. Утилизация углеродного остатка пиролиза изношенных автошин в виде высококонцентрированных водоугольных суспензий / Сборник трудов XV международной научно-практической конференции «Энергетическая безопасность России. Новые подходы к развитию угольной промышленности». – Кемерово. – 2013. – С. 188-190.
6. Пат. РФ № 2277120 Россия Способ получения водоугольного топлива / Сост. Потапов В.П., Солодов Г.А., Заостровский А.Н., Папин А.В. и др. // Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Томский государственный политехнический университет. Заявл. 03.05.2005, опубл. 27.05.2006.

7. Пат. РФ № 2439131 Россия Способ получения водоугольного топлива / Скворцов Л.Б., Грачева Р.С., Якубсон Г.С. и др. // Заявл. 13.07.2010, опубл. 10.01.2012.
8. Комплексная переработка углей и повышение эффективности их использования. Каталог-справочник / Под общей редакцией В.М. Щадова / Сост. Г. С. Головин, А.С. Малолетнев. – М.: НТК «Трек», 2007. - С. 27-38.
9. Заменители нефти: актуальность и перспективы /http://news-mining.ru/analitika/zameniteli_nefti_aktualnost_i_perspektivy/.

ПОДГОТОВКА ШАХТНОЙ МЕТАНОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ К ПОЛЕЗНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ

А. В. Копылова, С. И. Кривошеева, Е. А. Кравцова

Научный руководитель, профессор В. А. Малашкина

**Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС»,
Горный институт, г. Москва, Россия**

Технический прогресс в угольной промышленности связан с освоением новых месторождений и развития действующих предприятий с безопасными условиями труда. В настоящее время, средняя глубина угледобывающих шахт, в странах СНГ уже превысила 450 м, а на отдельных шахтах достигла 800–1500 м, и по экспертным оценкам к 2020 году возрастет на 150-200 м по отношению к существующему уровню [3]. Увеличение глубины разработки угольных месторождений влечет за собой рост количества метана, выделяющегося из угольных пластов, вмещающих пород, спутников угольных пластов и выработанного пространства в горные выработки [10].

Вентиляция в таких условиях не обеспечивает нормальные условия работы, поэтому шахтный метан извлекается с помощью дегазационных установок. По ориентировочным подсчетам ежегодно в угольных шахтах мира при добыче угля выделяется 25-28 млрд. м³ метана [10]. Ежегодно дегазационными установками в странах СНГ извлекается 2,3 млрд. м³ метана, в том числе в России – 900 млн. м³.

Основными компонентами газовой смеси, каптируемой шахтными дегазационными установками и выбрасываемой с вентиляционной струей, являются метан и воздух. Известно что, метан является ценным химическим сырьем и высококалорийным топливом. В современных условиях экономического и социального развития России и стран СНГ необходимо особенно бережно и экономно использовать топливно-энергетические ресурсы, что включает в себя более полную утилизацию вторичных энергоресурсов. В частности, последнее относится к газу метану, добываемому при ведении дегазационных работ в угольных шахтах, а также выбрасываемому с вентиляционной струей в окружающую атмосферу. Утилизация шахтного метана позволит снизить себестоимость добычи угля на шахтах в зависимости от конкретных условий на 3-4%. Главная особенность метана, содержащегося в угольных пластах – его чистота (отсутствие агрессивных примесей), что отличает его от газа нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений.

Изменение параметров каптируемой системами дегазации смеси происходит в следующих пределах [4, 5, 7]: разрежение у устья дегазационной скважины – 0 ... 27 (33) кПа, в вакуумном подземном дегазационном трубопроводе – 0 ... 53 кПа; концентрации метана в смеси: до 100 %; концентрации углекислого газа: 0 ... 2 %; относительной влажности газовоздушной смеси: до 100 %; скорость движения метановоздушной смеси: от 0,5 до 20-25 м/с; среднем значении температуры смеси на выходе из скважин: 30-35 °С, на конечном участке подземного трубопровода: 16-18°С; содержании серы – 0 %.

Наиболее доступные способы утилизации шахтного метана: сжигание метановоздушных смесей в котельных шахт; обеспечение высококонцентрированными по метану газовыми смесями предприятий и населения; выработка электроэнергии и тепла; продажа метана в баллонах для автотранспорта шахт и прилегающих предприятий, частных домов и дач; поставка концернам и компаниям, наращивающим выпуск продукции с обильными объемами вредных выбросов в атмосферу. К числу наиболее экономичных технологий утилизации шахтного метана относятся, прежде всего, выработка электроэнергии и тепла, продажа метана автохозяйствам и владельцам частных автомашин как наиболее дешевого вида топлива по сравнению с бензином, подача высококонцентрированных метановоздушных смесей предприятиям и населению взамен природного газа [6]. В зависимости от направления использования, определяется перечень требований к шахтному метану и его параметрам [6].

Газ угольных пластов более чем на 95 % состоит из метана. Это позволяет применять традиционные технологии и существующее газовое оборудование. Каковы наиболее перспективные направления использования шахтного метана? В котельных, прежде всего. В Кузбассе работают десять крупных тепловых электростанций, 2000 котельных. Перевод их на газ или одновременное сжигание угля и газа — самый простой способ утилизации. Но он требует организации системы подготовки метановоздушной смеси и создания системы контроля и управления процессом.

Проблему подготовки шахтных метановоздушных смесей решают газоподготовительные станции ГПС-1, ГПС-2 и ГПС-3 – непрерывно действующие автоматические системы, не требующие постоянного обслуживающего персонала. Необходимые параметры устанавливаются с помощью ручного датчика и автоматически поддерживаются системой регулирования. Газоподготовительная станция ГПС-1 [1] предназначена для подготовки к использованию метановоздушной смеси с низким содержанием метана (менее 30 %) путем ее обогащения природным газом. Газоподготовительная станция ГПС-2 [2] предназначена для приготовления метановоздушных смесей с содержанием метана не более 2,5 % с целью использования их в

котельной вместо дутьевого воздуха газоподготовительная станция ГПС-3 [9] предназначена для подготовки к использованию метановоздушных смесей с повышенным содержанием метана (от 50 до 100 %) к полезному использованию в качестве: моторного топлива, химического сырья, топлива котельных и др.

Учеными Горного института Национального исследовательского технологического университета «МИСиС» разработана технологическая схема универсальной газоподготовительной установки [8], позволяющей благодаря наличию кассеты с разделительными мембранами 5 (рис.1) подготовить метановоздушную смесь с любой концентрацией метана и влажностью для полезного использования, обеспечивая на выходе установки, требуемые для потребителя параметры смеси. В основу действия кассеты с разделительными мембранами заложено разделение смеси, за счет разницы парциальных давлений на внешней и внутренней поверхностях полуволоконной мембраны. Газы, «быстро» проникающие (рис.2) через полимерную мембрану (например, H_2 , CO_2 , O_2 , пары воды, высшие углеводороды), поступают внутрь волокон и выходят из мембранного картриджа через один из выходных патрубков. Газы, «медленно» проникающие через мембрану (например, CO , N_2 , CH_4), выходят из мембранного модуля через другой выходной патрубков.

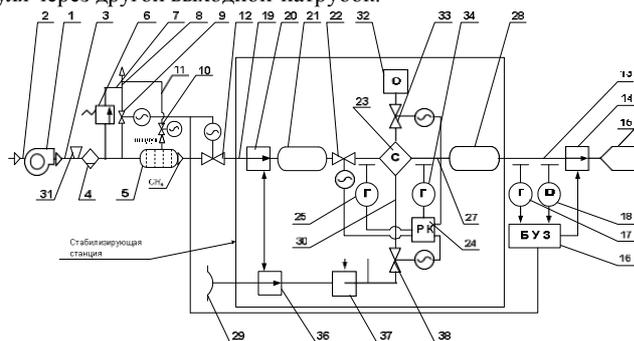


Рис.1. Технологическая схема установки для подготовки шахтного метана к утилизации:

1 – вентилятор или вакуум-насос; 2 – всасывающий газопровод; 3 – нагнетательный газопровод; 4 – влагоотделитель; 5 – кассета с разделительными мембранами; 6 – регулятор давления; 6 – трубопровод; 8 – свеча; 7 – газопровод; 9 – регулирующая задвижка; 10 – управляемая задвижка; 11 – трубопровод; 12 – управляемая задвижка; 13 – трубопровод; 14 – клапан-отсекатель; 15 – потребитель шахтного метана; 16 – блок управления системой защиты; 17 – газоанализатор; 18 – сигнализатор давления; 19 – входной трубопровод; 20 – клапан-отсекатель; 21 – демпфирующая емкость; 22 – регулируемая задвижка; 23 – смеситель; 24 – регулятор концентрации газовой смеси; 25 – первичный газоанализатор; 27 – выходной трубопровод; 28 – демпфирующая емкость; 29 – воздухозаборник; 30 – входной воздухопровод; 31 – фильтр мокрой очистки; 32 – одоратор; 33 – регулирующая задвижка; 34 – вторичный газоанализатор; 36 – клапан-отсекатель; 37 – регулятор-стабилизатор давления; 38 – регулирующая задвижка;

Быстрые газы

Медленные газы

H_2O	He	H_2	NH_3	CO_2	O_2	CO	Ar	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8
Рис.2. Скорость проникновения газов через вещество мембраны											

Рис.2. Скорость проникновения газов через вещество мембраны

Был проведен анализ проблемы утилизации метана, рассмотрены варианты систем подготовки метановоздушных смесей, позволяющих использовать метан в ряде направлений. Рассматриваемый вопрос является актуальным и требует дальнейшего развития с целью повышения эффективности использования шахтного метана в будущем.

Литература

1. АС 767363 (СССР) Дегазационная установка /Лаврик В.Г., Гаязов Н.И., Мирончак О.П., Алидзаев Е.Д., Гавриленко В.В. - Оpubл. В Б.И., 1980, №36.
2. АС 1209898 (СССР). Дегазационная установка. /Лаврик В.Г., Гаязов Н.И., Мирончак О.П. – Оpubл. В Б.И., 1986, №5.
3. Инструкция по дегазации угольных шахт. Серия 05. Выпуск 22. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2012. –250с.
4. Карпов Е.Ф., Басовский Б.И. Контроль проветривания и дегазации в угольных шахтах: Справ. пособие. – М.: Недра, 1994. – 336 с.
5. Карпов Е.Ф., Рязанов А.В. Автоматизация и контроль дегазационных систем. – М.: Недра, 1983. – 196 с.
6. Малашкина В.А., Вострикова Н.А. Исследование особенностей транспортирования метановоздушной смеси в подземных дегазационных трубопроводах угольных шахт // Отдельные статьи Горного информационно-аналитического бюллетеня. – М.: Изд-во МГГУ, 2003. – С. 3-12.
7. Малашкина В.А. Дегазационные установки: Учеб. пособие. 2-е изд.– М.: Изд-во МГГУ, 2012. – 190 с.
8. Патент № 2557289(РФ). Установка для подготовки шахтного метана к утилизации. /Малашкина В.А., Каледина Н.О., Кобылкин С.С. - Оpubл. в Б.И., 2015, №20
9. Патент №2299331 (РФ).Пучков Л.А., Малашкина В.А., Каледина Н.О. - Оpubл. в Б.И., 2007, № 14
10. Правила безопасности в угольных шахтах. Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 19.11.2013 г. N 550.Серия 05 выпуск 40 – М.: изд-во ЗАО НТЦ ПБ, 2014.. – 95с.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ
 КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ**

Д. С. Корнеев

Научные руководители, доцент Г. С. Певнева, профессор А. К. Головки
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Мировая тенденция к увеличению доли добычи и переработки, тяжелых нефтей, с каждым годом неуклонно растет. Однако в таком сырье присутствует значительное количество смолисто-асфальтеновых веществ, отрицательно влияющих на процессы добычи, транспорта и переработки углеводородного сырья. Это связано с высоким содержанием в смолах и асфальтенах гетероатомов и металлов, которые являются каталитическими ядами и затрудняют переработку тяжелых нефтей по традиционным схемам [4]. Сегодня огромное внимание уделяется изучению свойств, состава, молекулярной структуры [3, 8, 9] и механизмов образования [1] высокомолекулярных гетероатомных соединений нефти, а также исследованию их поведения в процессах нефтепереработки [7]. Одним из возможных подходов к изучению механизма и закономерностей образования высокомолекулярных гетероатомных соединений нефти является моделирование термических превращений индивидуальных соединений или их смесей [5, 6].

Целью данной работы является исследование влияния температуры на образование смолисто-асфальтеноподобных компонентов при термоллизе смесей индивидуальных соединений.

В качестве объектов исследования использовались модельные смеси индивидуальных углеводородов, представляющих алифатические (нонадекан $C_{19}H_{40}$), нафтеновые (декалин $C_{10}H_{18}$), ароматические (фенантрен $C_{14}H_{10}$) и сераорганические (дибензотиофен $C_{12}H_8S$) соединения (табл. 1). В основу расчета соотношения индивидуальных соединений в смеси заложены данные об относительном содержании серы и распределении атомов углерода в различных структурных фрагментах средней молекулы асфальтенов усинской нефти.

Таблица 1

Элементный состав модельной смеси и исходных асфальтенов

Образец	Распределение атомов углерода, % отн.			Содержание элементов, % масс.		
	Са	Сн	Сп	С	Н	S
Модельная смесь	45,7	44,7	9,6	85,9	9,5	4,6
Исходные асфальтены	47,7	48,6	10,8	83,6	7,8	4,3
Са, Сн, Сп – доля атомов углерода в ароматических, нафтеновых и алифатических структурах соответственно						

В рамках исследования проводился термоллиз модельной смеси при температурах 350, 400, 450 и 500 °С продолжительностью каждого эксперимента 3 часа. Термоллиз проводили в автоклавах объемом 12 см³ в инертной среде, масса навески образца составляла 2 г. После термического воздействия на образец выход газа определялся как разность массы реактора с образцом до и после термоллиза после дегазации продуктов. Продукты реакций извлекали из автоклава путем растворения и вымывания их хлороформом и высушивания до постоянного веса. Разница между массой чистого пустого реактора до эксперимента и после выделения жидких продуктов хлороформом определялась как количество образовавшегося при термоллизе кокса.

Содержание смол и асфальтенов в полученных жидких продуктах термоллиза определялось согласно методике [2]. Навеска термолизата растворялась в 40-кратном массовом избытке н-гексана и выдерживалась в течение суток. Выпавший осадок (асфальтены) фильтровался, после чего бумажный фильтр с асфальтенами промывался в аппарате Сокслета от масел и смол (мальтенов). Затем асфальтены смывались с фильтра хлороформом, выпаривался растворитель, и образец сушился до постоянного веса. Мальтены, полученные после деасфальтенизации, разделялись методом жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле АСК. Мальтены наносились на сорбент и полученная смесь загружалась в аппарат Сокслета. н-Гексаном элюировались масла (углеводороды), а затем смолы - смесью бензола и этанола (1:1 по объему). Из полученных растворов масел и смол выпаривались растворители и вещества сушились до постоянного веса. Выделенные высокомолекулярные серусодержащие соединения (смолы) были проанализированы методами ядерного магнитного резонанса (ЯМР) H^1 и инфракрасной спектроскопии для изучения их структурных особенностей.

В ходе исследования показано, что в продуктах термоллиза модельной смеси присутствуют все компоненты, содержащиеся в термолизатах нефтяного сырья: газ, кокс, масла, смолы и асфальтены (табл. 2). Это подтверждает то, что при определенных термобарических условиях углеводороды могут преобразовываться с увеличением молекулярной массы по схеме: углеводороды → смолы → асфальтены → кокс. Во всех экспериментах количество газообразных продуктов составило около 5 %. Отсутствие явной зависимости выхода газа от температуры процесса, вероятно, обусловлено тем, что среди индивидуальных соединений модельной смеси лишь наонадекан имеет относительно низкую энергию разрыва связей и в данном диапазоне температур склонен преимущественно к крекингу с образованием газообразных углеводородов. Содержание смол в продуктах термоллиза находится в диапазоне 0,65-1,29 % масс., асфальтенов – 0,05-0,13 % масс. По данным табл. 2 видно, что температурная зависимость изменения содержания всех продуктов термоллиза кроме газа носит экстремальный характер.

Установлено, что термоллиз модельной смеси при 450 °С сопровождается максимальными выходами смолистых веществ (1,29 % масс.) и коксоподобного остатка, тогда как содержание асфальтенов (0,05 % масс.)

оказалось наименьшим. По всей видимости, из двух конкурирующих реакций термических процессов, конденсации и деструкции, при термоллизе модельной смеси до 450 °С преобладает первая, на что указывает увеличение количества высокомолекулярных соединений и кокса. При температуре термоллиза 500 °С начинают доминировать реакции крекинга, в результате чего продуктов уплотнения становится значительно меньше по сравнению с термоллизом при 450 °С.

Таблица 2

Продукты термоллизом модельной смеси и особенности структуры смолистых компонентов

Эксперимент	Состав продуктов термоллиза, % масс.					Распределение водорода в смолах, % отн.		
	Газ	Кокс	Масла	Смолы	Асфальтены	Нар	Нγ+	Ност
T350	5,52	следы	93,74	0,65	0,09	7,6	57,6	34,8
T400	4,89	1,71	92,46	0,83	0,11	8,8	61,5	29,7
T450	5,16	3,14	89,91	1,29	0,05	14,3	53,9	31,8
T500	4,47	следы	94,57	0,83	0,13	24,4	41,2	34,4

По данным ЯМР ^1H и ИК-спектроскопии проведен анализ особенностей молекулярной структуры смол. Методом ЯМР ^1H установлено относительное содержание атомов водорода в ароматических фрагментах (Нар) и алифатических заместителях в γ -положении и далее (Н γ +) относительно ароматических ядер молекул смолистых компонентов (табл. 3).

Из полученных результатов следует, что с увеличением температуры термоллиза в молекулах смол возрастает доля водорода в ароматических кольцах с 7,6 % (T350) до 24,4 % (T500) при одновременном снижении содержания протонов в алифатических фрагментах Н γ + около 20 %. Следует отметить, что разница значений Ност во всех экспериментах не превышает 5 %, что позволяет говорить об условном постоянстве распределения водорода по α - и β -положениям относительно ароматических ядер молекул смол, полученных при термоллизе данной модельной смеси. В связи с этим, можно считать, что число заместителей ароматического кольца в смолах каждого из экспериментов одинаково. Следовательно, установлено, что повышение температуры процесса способствует интенсификации реакций конденсации с образованием более сложных полиароматических структур, при этом алкильные заместители ароматического ядра, становятся, более подвержены деструкции, в результате чего уменьшается длина их цепи. Также возможны реакции циклизации алифатических фрагментов с последующим дегидрированием и образованием ароматических фрагментов.

По данным ИК-спектроскопии, путем сравнения спектров поглощения полученных смол и дибензотиофена, установлено, что образованные при термоллизе высокомолекулярные соединения являются сераорганическими. Характеристическая интенсивная полоса поглощения при 750 см^{-1} , отвечающая за валентные колебания связи C-S дибензотиофена присутствует в спектрах всех образцов. Также в каждом спектре идентифицированы наиболее интенсивные валентные колебания связи -C-H алкильных заместителей (2924 см^{-1} , 2853 см^{-1}) и =C-H ароматического кольца (3057 см^{-1}).

Ввиду недостаточных количеств образованных при термоллизе асфальтенов, исследование их данными спектральными методами оказалось невозможным.

Таким образом, показано, что при термоллизе индивидуальных соединений возможно образование высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых компонентов. Установлено, что смолы термоллиза представлены серусодержащими полиароматическими молекулами с длинными алкильными заместителями, причем с увеличением температуры процесса возрастает относительное число ароматических колец и уменьшается длина алифатических цепей молекул смол. Также выявлено, что термоллиз модельной смеси при 450 °С сопровождается наибольшим образованием продуктов уплотнения вследствие преобладания реакций конденсации.

Литература

- 1 Борисова, Л. С. Геохимия асфальтенов нефтей Западной Сибири / Л. С. Борисова // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – с. 76-80.
- 2 Головкин А.К. Природные битумы и тяжелые нефти. / А.К. Головкин, В.Ф. Камьянов, Л.В. Горбунова. // Сборник материалов международной научно-практической конференции. – Санкт-Петербург: Недра. – 2006. – С. 64.
- 3 Akbarzadeh, K. Asphaltenes. Problematic but rich in potential / K. Akbarzadeh, A. Hammami, A. Kharrat et al. // Oilfield Review. – 2007. – V. 19. – № 2. – p. 22-43.
- 4 Jorge Ancheyta, James G. Speight. Hydroprocessing of Heavy Oils and Residua. Boca Raton London New York: CRC Press. – 2007. – 346 p.
- 5 Burklý-Vitzthum V., Michels R., Scacchi G., Marquaire P.-M., Dessort D., Pradier B., Brevart O.. Kinetic effect of alkyaromatics on the thermal stability of hydrocarbons under geological conditions // Organic Geochemistry. – 2004. – V. 35. – I. 1. – P. 3-31
- 6 Darouich T. Al., Behar F., Largeau C. Thermal cracking of the light aromatic fraction of Safaniya crude oil – experimental study and compositional modelling of molecular classes // Organic Geochemistry. – 2006. – V. 37. – p. 1130-1154
- 7 Dmitriev, D. E.; Golovko, A. K. Transformations of resins and asphaltenes during the thermal treatment of heavy oils. //Petroleum Chemistry. – 2010. – V. 50. – I. 2. – P.106-113
- 8 Lisitza, N. V. Study of asphaltenes nanoaggregation by nuclear magnetic resonance (NMR) / N. V. Lisitza, D. E. Freed, P. N. Sen et al. // Energy Fuels. – 2009. – V. 23. – №3. – p. 1189-1193.
- 9 Mullins, O. C. The modified Yen model / O. C. Mullins // Energy Fuels. – 2010. V. 24. – № 4. – p. 2179-2207.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОКСОВАННЫХ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ,
МОДИФИЦИРОВАННЫХ ОКСИДАМИ СИСТЕМЫ Sn-Bi-O, В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ
ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ**

О. А. Костырева¹, Нажису²

Научные руководители, доцент Л. А. Егорова, профессор В.И. Ерофеев

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Получение высокооктановых бензинов относится к числу наиболее крупнотоннажных промышленных процессов и одной из актуальных проблем является получение высокооктановых бензинов класса «Евро-4, 5 и 6», которые характеризуются низким содержанием бензола, общей серы и суммарное содержание аренов не должно превышать 30-35 мас. %. Наиболее перспективными для производства высокооктановых бензинов с низким содержанием бензола, серы и ароматических углеводородов могут быть модифицированные цеолитсодержащие катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов типа ZSM-5 [1-13].

В настоящей работе представлены результаты термогравиметрических исследований закоксованных цеолитных катализаторов 1–5 % (Sn-Bi-O)/H-ЦКЕ-Г в процессе превращения прямогонных бензинов (ПБ). Синтез высококремнеземных цеолитов (H-ЦКЕ-Г) проводили из щелочных алюмокремнегелей при 175–180 °С в течение 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. Модифицирование проводили методом пропитки высококремнистого цеолита солянокислым раствором солей системы Sn-Bi-O в определенном соотношении. Физико-химические свойства синтезированных и закоксованных катализаторов исследовали с помощью ИК-спектроскопии, рентгенофазового и термогравиметрического анализов. Согласно экспериментальным данным синтезированный катализатор соответствует типу MFI(ZSM-5). Исследования по превращению ПБ проводили на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350–425 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения ПБ проводили газохроматографическим методом. В жидких продуктах преобладают арены С₆–С₉ (в основном толуол и ксилолы). Выход нафтеновых, n-, изо-парафиновых углеводородов С₅₊ с ростом температуры реакции снижается. Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБ преобладают, в основном, пропан и бутаны.

Оценку зауглероживания отработанных цеолитных катализаторов, модифицированных смешанными оксидами олова и висмута, проводили по результатам термического анализа. Анализ образцов осуществляли на синхронном термоанализаторе STA 449 C Jupiter в воздушной атмосфере со скоростью нагрева 10 град/мин. Для оценки влияния концентрации модифицирующей добавки на зауглероживание термический анализ проводили на трех образцах: 1 – 5 % (Zn-BiO)/95 % H-ЦКЕ-Г, 2 – 3 % (Zn-BiO)/97 % H-ЦКЕ-Г, 3 – 1 % (Zn-BiO)/99 % H-ЦКЕ-Г.

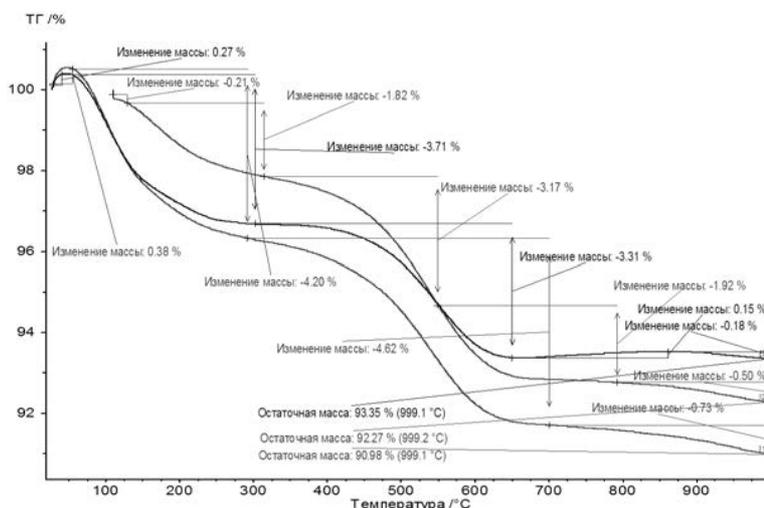


Рисунок 1 – Температурное изменение массы образцов: 1 – 5 % (Zn-BiO)/95 % H-ЦКЕ-Г, 2 – 3 % (Zn-BiO)/97 % H-ЦКЕ-Г, 3 – 1 % (Zn-BiO)/99 % H-ЦКЕ-Г

Для всех трех образцов модифицированного цеолитного катализатора в исследуемом интервале температур 50 °С - 1000 °С наблюдается уменьшение массы (рис.1). Процесс условно можно разделить на три температурные зоны (Рис.2). В низкотемпературной области наблюдаемая потеря массы, очевидно, связана с процессами десорбции воды и дегазацией из пор катализатора слабо связанных веществ – участников каталитического процесса (углеводородов). Уменьшение массы сопровождается характерным для этих процессов эндо-эффектом

на термоаналитической кривой. Наибольшее количество десорбированных веществ - 4,2% мас. наблюдается у образца №1, содержащего 5% масс. Sn-Bi-O

(Таблица 1)

Таблица 1 – Изменение массы образцов от содержания модификатора

№ образца	Содержание модификатора (Sn-Bi-O),%	Изменение массы, Δm, %		
		ΔT=100-300°C	ΔT=300-700°C	ΔT=700-1000°C
[1]	5	-4,20	-4,62	-0,73
[2]	3	-1,82	-3,17	-2,42
[3]	1	-3,71	-3,31	-0,33

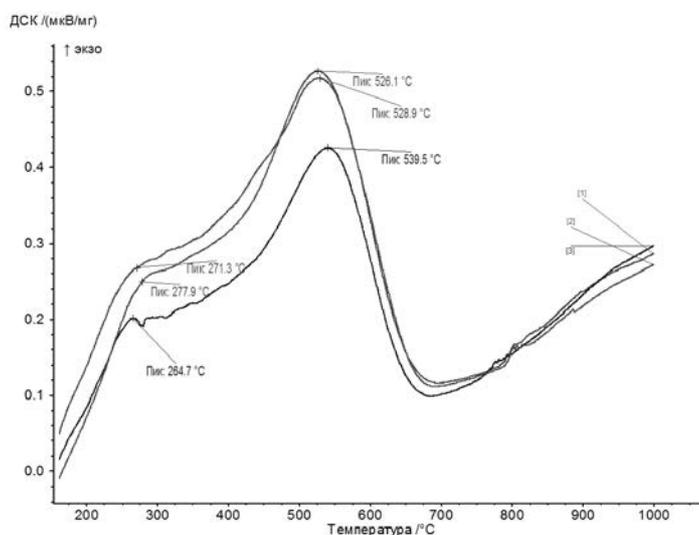


Рисунок 2 – Термоаналитическая кривая образцов: 1 – 5 % (Zn-BiO)/95 % H-ЦКЕ-Г, 2 – 3 % (Zn-BiO)/97 % H-ЦКЕ-Г, 3 – 1 % (Zn-BiO)/99 % H-ЦКЕ-Г

В области температур 300 – 700°C проходит выгорание углерода, о чем свидетельствует уменьшение массы образцов, сопровождающееся экзотермическим эффектом на ДСК-кривой. (рис.2). Таким образом, с помощью термогравиметрического анализа исследованы закоксованные цеолитные катализаторы H-ЦКЕ-Г, модифицированные 1-3 % (Sn-Bi-O). Показано, что коксовые отложения с закоксованных катализаторов выгорают в двух областях температур: в области 200-400 °C и 400-650 °C.

Литература

1. Erofeev V.I., Adyaeva L.V. Transformations of straight-run Naphthas on Indium-modified pentasils // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2003. – V. 76. – N 7. – P. 1083 – 1088.
2. Erofeev V.I., Medvedev A.S., Koval L.M., Khomyakov I.S., Erofeev M.V., Tarasenko V.F. Effect of UV Activation on acid and catalytic properties of zeolite-containing Catalysts in conversion of gas-condensate straight-run Gasolines to high-octane Gasolines // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2011. – V. 84. – N 10 – P. 1760 – 1766.
3. Korobitsyna L.L., Velichkina L.M., Antonova N.V., Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Physicochemical and catalytic properties of iron-containing Zeolites // Russian Journal of Physical Chemistry. – 1997. – V. 71. – N 1. – P. 54 – 57.
4. Медведев Ю.В., Иванов В.Г., Серeda Н.И., Полягалов Ю.И., Ерофеев В.И., Коровин С.Д., Ерофеев М.В., Соснин Э.А., Суслов А.И., Тарасенко В.Ф., Истомин В.А. Воздействие мощного ультрафиолетового излучения на поток природного газа в проточном фотореакторе // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3-4. – С. 83 – 87.
5. Ryabov Yu.V., Erofeev V.I. Carbonization of high-silica Zeolites during the conversion of methanol to hydrocarbons // Russian Chemical Bulletin. – 1986. – V. 35. – N 9. – P. 1785 – 1789.
6. Tretyakov V.F., Lermontov A.S., Makarfi Yu.I., Yakimova M.S., Frantsuzova N.A., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Motor Fuels from Bioethanol // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2008. – V.44. – N 6. – P. 409 – 414.
7. Erofeev V.I., Khomyakhov I.S., Egorova L.A. Production of high-octane Gasoline from straight-run Gasoline on ZSM-5 modified Zeolites // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2014. – V. 48. – N 1. – P. 71 – 76.

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ОСНОВЕ АЛКИЛБЕНЗОЛСУЛЬФОКИСЛОТЫ

А. А. Крутей, И. О. Долганова

Научный руководитель, профессор Е. Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день в мире ежегодно растет потребление синтетических моющих средств (СМС) на основе ПАВ. Так, в 2012 году объем рынка ПАВ составлял 26,8 миллиарда долларов, к 2016 году ожидается рост до 31 миллиарда, а к 2020 до 36 миллиардов [1]. В связи с этим, необходимо уделять пристальное внимание оптимизации технологий получения компонентов СМС, с целью достижения более высокого экономического эффекта.

Линейные алкилбензолсульфонаты (ЛАБС) является основным компонентом, используемым для производства СМС. Эти вещества представляют собой химические соединения алкилароматического ряда с насыщенной неразветвленной углеводородной цепью из 10-13 атомов углерода и одной или несколькими сульфогруппами. Сырьем для производства ЛАБС является алкилбензолсульфокислота (АБСК). Высокий спрос на АБСК высокого качества (содержание алкилбензолсульфокислоты не менее 96 % масс., содержание несulfурированных соединений не более 2 % масс.) диктует «жесткие» требования к контролю качества не только готовой продукции, но и состава перерабатываемого сырья, который определяет оптимальные режимы проведения каждой из стадий комплексного производства.

Крупнейшими производителями алкилбензолсульфокислоты в России являются «Салаватнефтеоргсинтез» и ООО «КИНЕФ».

Технология получения АБСК включает следующие стадии: 1) адсорбционное извлечение фракции n-парафинов C10-20 (процесс Парекс); 2) отделение n-парафинов состава C10-13 на этапе предфракционирования; 3) дегидрирование парафинов с получением олефинов на Pt-катализаторе (процесс Пакол); 4) гидрирование диолефинов, получившихся на предыдущей стадии, до моноолефинов (процесс Дифайн); 5) алкилирование бензола олефинами с получением линейных алкилбензолов (ЛАБ); 6) сульфирование ЛАБ с получением АБСК [2]. Целью данной работы стала выработка рекомендаций по оптимизации технологии получения алкилбензолсульфокислоты, на основе прикладного использования разработанной математической модели процесса сульфирования ЛАБ.

Анализ экспериментальных данных показал, что состав сырья, поступающего с установки Парекс на блок предфракционирования, непосредственно влияет на качество продукции, получаемой на всех последующих стадиях, включая стадию получения АБСК. Поэтому контроль за качеством сырья необходим для оперативного принятия мер с целью получения АБСК, соответствующей всем нормам качества. Причем особый акцент следует уделять контролю по содержанию ароматических углеводородов и изопарафинов, так как они вызывают протекание побочных реакций в процессе и образование продуктов, которые ухудшают качество АБСК. В таблице 1 представлены данные, которые демонстрируют связь между количеством ароматических соединений в сырье и несulfурируемым остатком в готовом продукте за разный период времени (жирным выделены даты, когда содержание ароматики было выше для установленного технологического режима, что сказывалось на сульфировании ЛАБ и образовании несulfурируемого остатка).

Таблица 1

Анализ состава сырья

Дата	Доля ароматики в десорбате, % масс.	Доля ароматики во фракции C ₁₀ -C ₁₂ , % масс.	Доля ароматики во фракции C ₁₃ , % масс.	Доля несulfурируемых соединений, % масс.	
				1 линия	2 линия
03.01.2014	1,00	0,53	0,61	2,0	2,1
27.01.2014	0,93	0,51	0,57	1,6	1,5
02.06.2014	0,97	0,62	0,68	1,6	1,7
16.06.2014	1	0,74	0,83	2,1	1,9
04.07.2014	1,06	0,74	0,84	2,0	2,0
16.07.2014	1,24	0,47	0,41	1,5	1,6

Для моделирования и оптимизации промышленного производства АБСК была разработана специализированная компьютерная программа, в основе которой лежит математическая модель пленочного реактора сульфирования. Входными данными для расчета являются технологические параметры работы аппаратов, состав и физико-химический свойства сырья (температура, расход сырья, бромный индекс и т. д.). Программа позволяет рассчитывать состав и выход конечного продукта. Погрешность расчетов по модели сравнению с реальными значениями составила не более 5 %. В качестве исходных данных были взяты параметры за 18.12.2015 г. (рис. 1).

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Сера, кг/ч	316	Твх(эксп.), ОС	40
Аром, кг/ч	767	Цвет(эксп.), ед. Кл.	10
Тетр, кг/ч	99,45	Несульф. (эксп.), %масс.	2
ЛАБобщ, кг/ч	2413	Дол. АБСК(эксп.), %масс.	96,6
SO ₃ , кг/ч	750,5	Дол. H ₂ SO ₄ (эксп.), %масс.	1
Тхл., ОС	33,26	ВгI	4
Твх, ОС	26,82	ЛАБнепр, кг/ч	14,72

Рис. 1 Входные значения технологических параметров для расчета по модели

Следующим этапом работы стало исследование влияния концентрации ароматических соединений в сырье на показатели процесса сульфирования. Модельные исследования проводились для сырья, содержащего разное (от минимального до максимального) количество ароматических соединений, согласно данным с предприятия. В результате получены следующие значения показателей качества АБСК (табл. 2).

Таблица 2

Зависимость показателей качества АБСК от концентрации ароматических соединений в сырье при постоянных технологических параметрах (расчет по модели)

Параметр	Сырье 1	Сырье 2	Сырье 3	Исходное значение	Сырье 4	Сырье 5	Сырье 6	Сырье 7	Сырье 8
Аромат., кг/ч	860	830	800	767	650	580	550	520	460
Несульф. %масс.	1,84	1,84	1,85	2	1,86	1,89	1,92	1,93	1,95
Дол. АБСК, %масс.	95,45	95,61	95,76	96,6	96,94	96,54	96,88	97,04	97,17

Как видно, увеличение ароматических соединений приводит к уменьшению доли алкилбензосульфокислоты в конечном продукте, что в свою очередь вызывает ухудшение качества продукта. Благодаря результатам этих исследований появляется возможность выработать оптимальный технологический режим работы процесса сульфирования.

Одним из важнейших технологических показателей эффективности работы промышленной установки является длительность межпромывочных периодов работы, которая зависит от содержания ароматических соединений. В первую очередь, это вызвано наличием в аппаратах несурьфуемого остатка, который значительно повышает вязкость смеси и накапливается с течением времени в пленочном реакторе. Расчеты, проведенные с применением программы, показывают, что существует возможность прогнозирования времени до остановки оборудования на промывку (табл. 3).

Таблица 3

Зависимость длительности межпромывочных периодов от концентрации ароматических соединений в сырье (расчет по модели)

Параметр	Сырье 1	Сырье 2	Сырье 3	Исходное значение	Сырье 4	Сырье 5	Сырье 6	Сырье 7	Сырье 8
Аромат., кг/ч	860	830	800	767	650	580	550	520	460
Дни до остановки	6	6	6	7	8	9	10	10	11

Установлено, что с уменьшением количества углеводородов ароматического ряда время до остановки производственной линии на промывку возрастает, что в масштабе большого предприятия имеет большое значение с точки зрения интенсификации производства.

Таким образом, полученные результаты на основе сравнительного анализа данных с предприятия и численных исследований по модели свидетельствуют о неблагоприятном влиянии ароматических соединений на процесс получения алкилбензосульфокислоты. Специально разработанная программа для расчета показателей процесса сульфирования адекватно описывает работу промышленного производства и позволяет прогнозировать длительность межпромывочных периодов линий установки сульфирования.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ МД-5019.2016.8.

Литература

1. Market Report. Global Surfactant Market. 3 rd Edition Updated, 2013. – 610P.

2. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. / П.Г. Баннов. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001. – 625 с.

РАСШИРЕНИЕ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ф. Ю. Кузнецов

Научный руководитель, старший преподаватель С. В. Фадеева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ОАО «Томскгазпром» планирует до 2019 г. увеличить мощность установки подготовки нефти, газа и подтоварной воды. Обоснованием для данного решения послужило комплексное развитие Останинско-Рыбального актива. Планируемый объем производства представлен в таблице 1.

Таблица 1

Объем производства Останинско- Рыбального актива

Максимальная добыча жидкости в год	2000 тыс.т.
Максимальная добыча нефти в год	1256 тыс.т.
Максимальная добыча попутного нефтяного газа в год	250 млн.ст.м ³
Максимальная утилизация подтоварной воды в систему поддержания пластового давления Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения в год	936 тыс.м ³

Существующая инфраструктура включает [1]:

- Установка подготовки нефти, газа и подтоварной воды производительностью:

– по жидкости: 792 тыс.т в год

– по нефти: 756 тыс.т в год

– по газу: 184 млн.ст.м³

- Товарный парк:

– РВС-2000 (4 шт.)

- Блочная кустовая насосная станция:

– 400 тыс.м³ в год

– РВС-700 (2 шт.)

- Факелы высокого и низкого давления

При существующей инфраструктуре месторождения установка подготовки нефти, газа и подтоварной воды не справится с планируемым объемом производства.

У компании есть два варианта увеличения пропускной способности установки подготовки нефти, газа и подтоварной воды: модернизация уже имеющегося оборудования или строительство второй очереди.

При модернизации установки необходимо будет провести демонтаж старого оборудования и полную перестройку территории под новое оборудование, т.к. потребуются новая система трубопроводов, необходимо будет укрепить фундамент и поменять все имеющиеся вспомогательное оборудование. Это займет очень много времени и для этого компании придется остановить весь фонд скважин, что приведет к большим убыткам.

Строительство второй очереди выглядит более перспективным по нескольким причинам:

- Нет необходимости останавливать фонд скважин;

- Строительство никак не повлияет на уже имеющуюся инфраструктуру;

• При установке подобного оборудования, технологический режим второй очереди будет подобен технологическому режиму существующей очереди установки подготовки нефти, газа и подтоварной воды;

Кроме того, при истощении продуктивных пластов и снижении количества добычи нефти и газа, вторая очередь также окажется более предусмотрительным и рентабельным вариантом. При уменьшении количества жидкости и газа, поступающих, на установку подготовки нефти, газа и подтоварной воды, вторую очередь можно исключить из работы и проводить процессы подготовки нефти и газа по старой технологической схеме, скорректировав технологический режим.

При модернизации существующей установки подготовки нефти, газа и подтоварной воды, решение проблемы с уменьшением уровня добычи углеводородов выглядит более сложной. При истощении разрабатываемых пластов, придется постоянно изменять технологический режим и схему работы, что непосредственно повлияет на качество товарной нефти. В этом случае компании придется принимать решение: вкладывать деньги в процессы интенсификации притока жидкости и увеличить добычу нефти и газа или снова перестраивать установку подготовки нефти, газа и подтоварной воды.

Литература

1. Технологический регламент установки подготовки нефти, газа и воды Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2013 г.

МОНИТОРИНГ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ

Д. А. Курская, Е. С. Чернякова

Научный руководитель, доцент Е. С. Чернякова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Каталитический риформинг – сложный химический процесс переработки углеводородного сырья, включающий разнообразные реакции преобразования углеводородов бензиновой фракции в высокооктановые компоненты [3].

Основными технологическими параметрами, в значительной степени определяющими процесс каталитического риформинга и характеристики получаемых продуктов, являются температура, давление, кратность циркуляции водородсодержащего газа и объемная скорость подачи сырья.

Температура является основным регулируемым параметром процесса каталитического риформинга и влияет на селективность процесса, выход и октановое число продукта.

Давление – это второй по значимости технологический параметр процесса, который оказывает влияние не только на выход и состав целевого продукта каталитического риформинга бензинов, но и на скорость дезактивации катализатора, которая, в свою очередь, зависит от скорости его закоксовывания.

Средняя объемная скорость подачи сырья может корректироваться путем изменения загрузки катализатора и изменения средней производительности установки. Влияет на эксплуатационную температуру и на длительность межрегенерационного цикла [1].

Кратность циркуляции водородсодержащего газа выбирается в зависимости от фракционного состава перерабатываемого сырья, давления в системе риформинга, вида катализатора и задаваемой жесткости процесса при проектировании установки. От величины кратности циркуляции зависит интенсивность коксообразования, следовательно, срок службы и стабильность катализатора как межрегенерационного, так и общего [1].

Качество сырья (его химический и фракционный состав) оказывает существенное влияние на работу установок риформинга. Значимость сырья для риформирания тем выше, чем выше массовая доля в нем ароматических и нафтеновых углеводородов. При увеличении массовой доли этих компонентов в сырье продукт заданного качества может быть получен двумя способами:

- при более высокой объемной скорости подачи сырья;
- при более низкой средней температуре в реакторах.

При этом возрастает массовая доля водорода в циркуляционном газе и увеличивается выход риформата.

Качество сырья определяет также срок службы катализатора и стабильность: чем выше массовая доля ароматических и нафтеновых углеводородов в сырье, тем соответственно мягче режим работы установки и тем больше срок службы катализатора. [4].

Для того чтобы процесс риформинга протекал эффективно, необходимо проводить мониторинг работы промышленных установок [2]. Это позволяет анализировать качество эксплуатации установки, а также выявлять причины отклонения от оптимального режима работы. На рисунках 1 и 2 приведены результаты расчета текущей и оптимальной активности Pt-Re катализатора промышленной установки риформинга бензинов с применением компьютерной моделирующей системы.

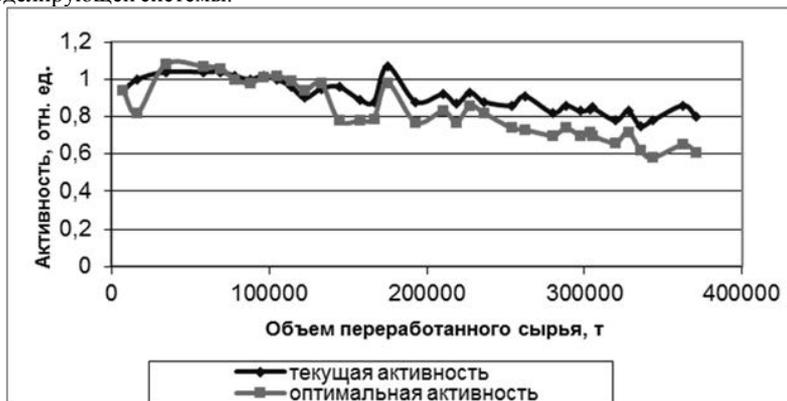


Рис. 1. Мониторинг работы промышленной установки каталитического риформинга бензинов

Проведенные исследования работы катализатора показали, что значения текущей и оптимальной активности в начальный период времени достаточно близки (Рис. 1). Отличие в пределах 0,05-0,2 отн. ед. может говорить об изменении технологических режимов работы промышленной установки или состава перерабатываемого сырья. Полученные выводы согласуются с результатами расчета коксообразования (Рис. 2).

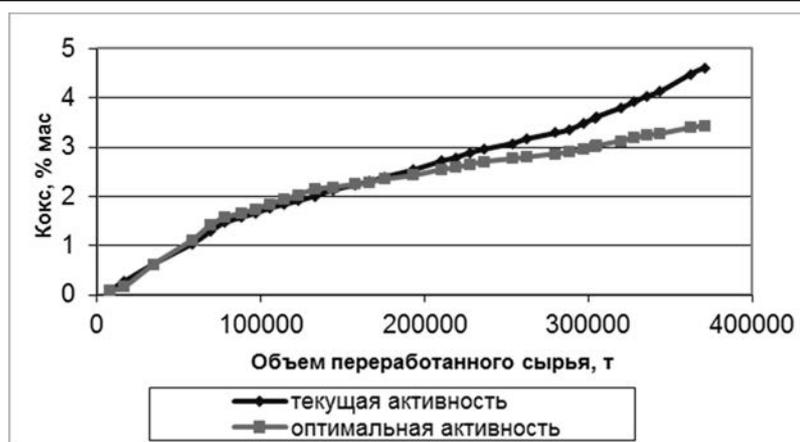


Рис. 2. Динамика коксообразования

Здесь также после 200 тыс. т по объему переработанного сырья наблюдается тенденция к отклонению коксообразования в текущем и оптимальном режимах. На конец исследуемого периода разница составляет 1,18 % мас.

Так как явных скачков в режимных параметрах не наблюдалось, то были проведены исследования по влиянию состава перерабатываемого сырья на эффективность промышленного процесса. Однако стоит также принять во внимание, что такие отклонения (Рис. 1 и 2) могут быть вызваны и режимами проведения регенерации катализатора.

Расчеты по исследованию влияния состава сырья приведены в таблице 1.

Таблица 1. Расчет на модели влияния состава перерабатываемого сырья

	Сырье 1	Сырье 2	Сырье 3	Сырье 4	Сырье 5
Выход водорода, % масс.	1,53	1,54	1,5	1,6	1,54
П/(Н+А) в сырье	0,89	0,85	0,77	0,79	0,78
н-П/и-П в сырье	0,66	0,69	0,63	0,65	0,67
Степень изомеризации	16	20	16	19	19
Степень ароматизации	13,72	12	14,27	10,95	11,8
Выход риформата, % масс.	87,84	88,39	88,1	88,93	88,9
Ароматика, % масс.	57,92	57,76	60,95	58,8	59,24
Октановое число о.ч.и.	94,2	93,7	95,6	94,2	94,9
Кокс, % масс.	4,69	4,57	4,39	4,34	4,62

Соотношение парафиновых к нафтеновым и ароматическим углеводородам – в пределах 0,77-0,89, а соотношение алканов нормального к изо-строению – в пределах 0,63-0,69. Это влечет за собой изменения октанового числа и выхода продукта, а также динамики коксообразования.

Таким образом, применение компьютерных моделирующих систем является удобным инструментом для проведения мониторинга и выполнения оптимизации производства. Определив отклонения в работе промышленной установки от оптимального режима и их причины, можно своевременно принять меры по повышению эффективности работы установки.

Литература

1. Грибоедов А.С. Оптимизация процесса каталитического риформинга бензиновых фракций / А.С. Грибоедов // Современные технологии и научно-технический прогресс. – 2004. - № 1. – С. 017-018.
2. Иванчина Э. Д. Повышение ресурсоэффективности процесса каталитического риформинга бензинов методом математического моделирования / Э.Д. Иванчина, Е.С. Шарова, И.В. Якупова // Известия вузов. Химия и химическая технология: научно-технический журнал / Министерство образования и науки Российской Федерации. — 2014. — Т. 57, № 11. — С. 87-89.
3. Кузьмина Р.И. Каталитический риформинг углеводородов / Монография под ред. Р.И. Кузьминой. – Саратов: Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского, Изд-во СЮИ МВД России, 2010. – 252 с.
4. Яковлев А.А. Модернизация процесса каталитического риформинга с целью повышения выхода ароматических углеводородов / А.А. Яковлев // Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2006. - № 2. – С. 32.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ МОДИФИКАТОРОВ ПОЛИОЛЕФИНОВ СО
 СШИТОЙ СТРУКТУРОЙ, УСТОЙЧИВЫХ К АГРЕССИВНЫМ СРЕДАМ**

Н. О. Кухленкова

Научный руководитель, профессор В. Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Во время эксплуатации многих нефтяных скважин возникает проблема парафиногидратообразования, которая традиционными средствами не всегда решается (например, применение поверхностно-активных веществ). Одним из вариантов профилактики образования парафиновых отложений является подогревание содержимого скважины до температуры, исключающей выпадение твердой фазы. Для подогрева можно использовать греющие кабели, расположенные внутри или снаружи трубы. В основном нефтяные предприятия используют силовые кабели для питания электродвигателей погружных насосов или геофизические кабели, но они имеют параметры не полностью удовлетворяющие оптимальному режиму подогрева скважин [2].

Для улучшения свойств кабелей используют различные композиции на основе полиолефинов со сшитой структурой. В качестве сшивающих агентов используют полифункциональные кремнийорганические соединения – винилсиланы. Введение в структуру мономера дополнительных функциональных групп, в частности, силоксановых, позволяет получать полимеры на их основе обладающих такими физико-химическими свойствами, как низкое влагопоглощение, устойчивость к перепадам температур, УФ-излучению, улучшение коррозионно-химических свойств. Поэтому данное направление исследований представляется перспективным для производства изделий из сшитых полиолефинов и композиций на их основе [4].

Следует добавить, что диены в настоящее время являются актуальными объектами исследования, так как они используются для получения полимеров со специальными свойствами. Сочетание непредельных связей с силоксановыми группами позволяет использовать их как аппретирующие, адгезионные компоненты для получения минералонаполненных композиционных изолирующих покрытий [3].

Целью настоящей работы является поиск методов синтеза новых сшивающих агентов на основе винилтриэтоксисилана (ВТЭС) и дициклопентадиена (ДЦПД). Синтез кремнийорганического производного норборнена проводили при температурах от 120 °С до 210 °С. Соотношение исходных компонентов ДЦПД и ВТЭС составляло 0,75:2 (моль). Анализ полученных продуктов осуществляли с помощью хромато-масс-спектрометрии (ГХМС) с ионизацией электронным ударом при использовании газового хроматографа с масс-селективным детектором, капиллярной колонкой HP-INNOWAX (полярная полиэтиленгликолевая фаза).

Взаимодействие ДЦПД с ВТЭС протекает через стадию полимеризации дициклопентадиена с образованием ЦПД, который, в свою очередь, вступает в реакцию циклоприсоединения с ВТЭС (по Дильсу-Альдеру). Продуктами этой реакции являются моно и бициклические производные. Целевым продуктом реакции является бицикло[2.2.1]гепт-5-ен-2-ил (триэтокси) силан, который в реакционной смеси представлен в качестве экзо и эндо-изомеров, структура которых была подтверждена с помощью ЯМР ¹H-спектроскопии, рисунок 1. Группы сигналов в области 0,46–0,5 м.д. соответствуют метиновым протонам норборненового цикла, соседствующим с триэтоксисиланольной группой [1].

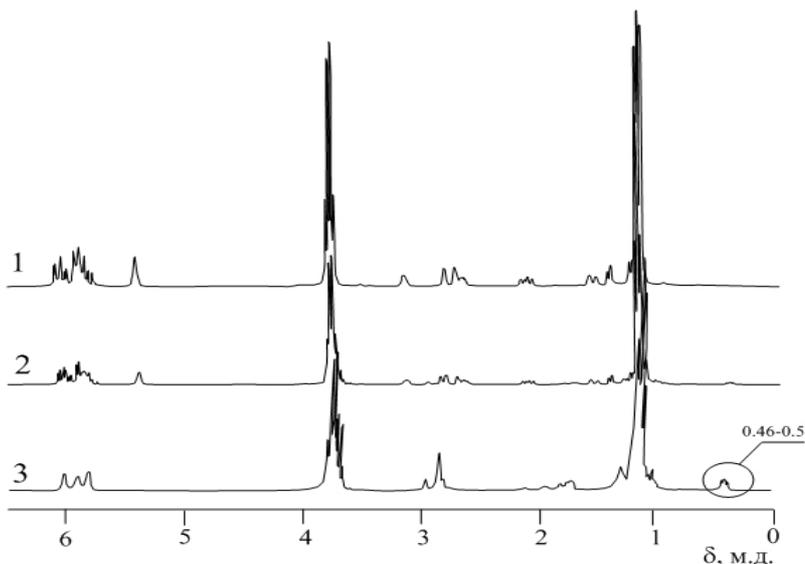


Рис. 1 – ЯМР ¹H-спектры реакционных смесей, полученных при взаимодействии ДЦПД и ВТЭС при соотношении компонентов 0,75:2 моль, температуре процесса 210 °С и продолжительности реакции: 1) – 1 ч; 2) – 8 ч; 3) – 21 ч.

На рисунке 2 представлен расход винилтриэтоксисилана в зависимости от продолжительности реакции при различных температурах.

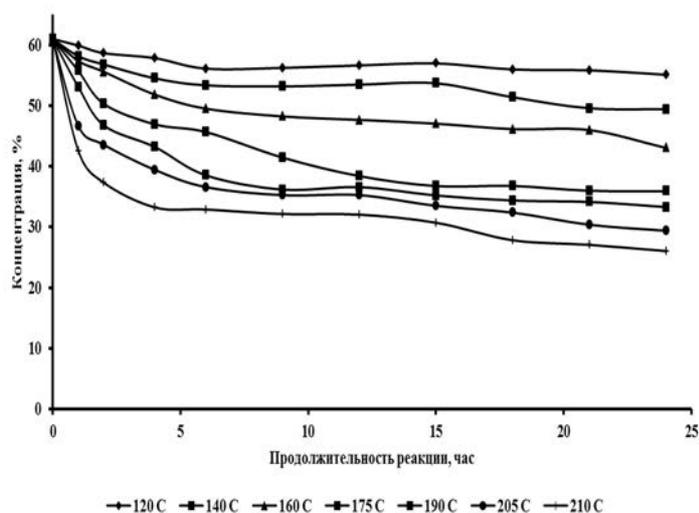


Рис. 2. Зависимость изменения концентрации ВТЭС в реакционных смесях от продолжительности реакции при различных температурах

Из графиков, представленных на рисунке 2 видно, что оптимальной температурой является 205 - 210°C, что подтверждает рисунок 3, на котором показаны графики зависимостей концентрации бицикло[2.2.1]гепт-5-ен-2-ил (триэтоксид) силан (смесь экзо и эндо изомеров) в реакционной массе от продолжительности реакции.

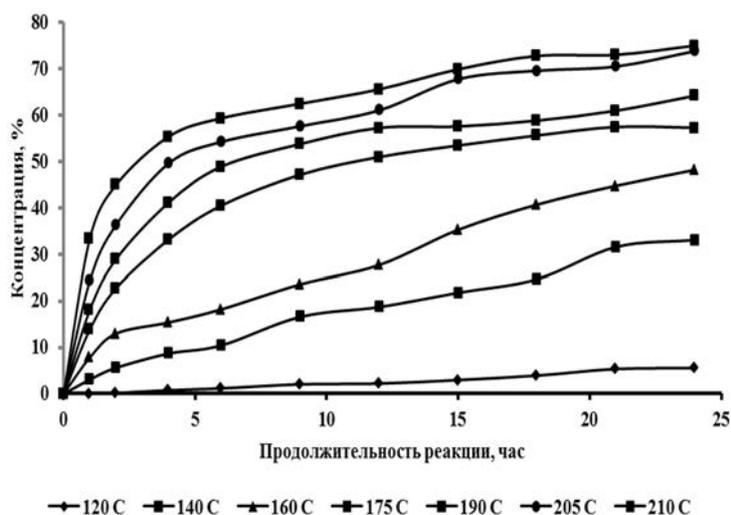


Рис. 3. Зависимость изменения концентрации суммы продуктов в реакционных смесях от продолжительности реакции

Таким образом, процесс взаимодействия дициклопентадиена с винилтриэтоксисиланом при различных температурах процесса, соотношениях исходных реагентов и времени реакции, изучен не до конца. Рассмотрение взятых условий, показало, что оптимальной температурой для проведения реакции является 205-210°C. Суммарная концентрация экзо и эндо-аддуктов достигает 75%.

Литература

1. Bondaletov V.G.. Research of the formation of regularities siloxane norbornene derivatives by thermal Diels – Alder reaction // Procedia Chemistry. - 2015. - №15. –259-264p.
2. Буренков А.Е. Разработка и исследование кабелей нагревания для нефтяных скважин: Автореферат. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2003. – 20 с.
3. Нгуен В.Т. и др. Армированные композиционные материалы на основе полидициклопентадиена // Вестник Казанского технологического университета. 2014. – Т.17 - № 15. – С. 135 – 138.
4. Фризен А.Н. Обеспечение показателей надежности нефтегрузных кабелей на стадии изготовления и в процессе эксплуатации: Автореферат. дис. ...канд. техн. наук. – Томск, 2007. - 24с.

ВЛИЯНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ОБРАБОТКИ НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРОВ НЕФТЯНОГО ПАРАФИНА

²О. С. Лазоренко, ²Л. С. Леодорова, ¹Г. И. Волкова

Научный руководитель, доцент Г. И. Волкова

¹ Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

² Национальный исследовательский Томский государственный университет г. Томск, Россия

Отложение твердой фазы на поверхности оборудования приводит к увеличению затрат при добыче и транспорте высокопарафинистых нефтей. Тепловые, химические и физические методы применяются для снижения образования парафиновых отложений. Максимальный результат, может быть, достигнут при использовании комплексных методов воздействия, например акустических полей и полимерных присадок. Эффективность применения метода, приводящего к снижению вязкостно-температурных характеристик и ингибированию осадкообразования в высокопарафинистых нефтях, может быть проверена на модельных растворах нефтяного парафина (НП). Цель данной работы - исследование влияния полимерной присадки и ультразвуковой обработки (УЗО) на вязкостно-температурные характеристики раствора НП в декане, количество и состав осадков.

Ультразвуковую обработку 6 % мас. раствора НП в декане проводили на ультразвуковом дезинтеграторе UD-20 на частоте 22 кГц и интенсивности поля 6 Вт/см². Реологические параметры раствора измеряли на ротационном вискозиметре Brookfield DV-III ULTRA. По площади петель гистерезиса, образованных изотермическими кривыми течения (температура 10 °С, интервал скоростей сдвига 0–85 с⁻¹), рассчитывали внутреннюю энергию разрушения дисперсной системы (ΔW) [2]. Полимерная присадка К-210 представляет собой 50 % масс. раствора в толуоле полиоктадецилакрилата, синтезированного в Джержинском филиале Нижегородского политехнического университета [3]. Полиакрилат имеет следующие молекулярные характеристики: $M_n = 25250$ и $M_w = 60750$. Присадку вводили в раствор НП, обработанный в ультразвуковом поле, в количестве 0,01-0,07 % масс. Температуру начала кристаллизации парафинов и процесс формирования дисперсной фазы в растворе НП при постепенном снижении температуры определяли на приборе ИНПН (КРИСТАЛЛ).

Осадки из исследуемого раствора НП получали на установке «холодный палец» при температуре раствора 30 °С, температуре «пальца» 8 °С в течение 1 ч. Степень ингибирования определяли по уравнению $I(\%) = (m_{исх} - m) / m_{исх} \cdot 100$, где $m_{исх}$ – масса осадка из исходного раствора, m – масса осадка из обработанного раствора.

Содержание n-алканов в осадках определяли методом хромато-масс-спектрометрии на хромато-масс-спектрометрической квадрупольной системе GSMS-DFS “Termo Scientific” по методу ММ. Обработку полученных результатов проводили с помощью программы Xcalibur.

Исследования, проведенные ранее, показали, что УЗО растворов НП в декане приводит к увеличению реологических параметров, температуры застывания и количества осадка, причем негативное влияние возрастает при увеличении времени воздействия [1].

В данной работе обработка растворов НП в декане в течение 5 мин привела к возрастанию температуры застывания на 2 °С (табл. 1). После 10 мин воздействия отрицательного влияния на вязкостно-температурные характеристики не наблюдали. Введение в раствор присадки К-210 в оптимальном количестве 0,03 % масс. позволяет понизить температуру застывания раствора – на 15 °С. Предварительная обработка раствора ультразвуком усиливает депрессорное влияние К-210.

Величина ΔW , характеризующая степень структурирования растворов, практически на 2 порядка снижается в присутствии присадки и после комплексного воздействия.

Из исследуемых растворов выделены осадки, масса которых приведена в табл. 1. Масса осадков несколько возрастает после 5 мин УЗО, а затем снижается после 10 мин обработки и введения присадки. Максимальная степень ингибирования достигается при комплексном воздействии, включающем УЗО и последующее введение присадки.

Таблица 1

Влияние условий обработки на свойства растворов НП и степень ингибирования

Условия воздействия	ΔW , Дж	Температура застывания, °С	Осадок, г/100 г	I, %
Исходный	72	+4	7,9	
5 мин УЗО	98	+6	8,1	-3
0,03 % масс. К-210	1	-19	3,4	57
5 мин УЗО+0,03 % масс. К-210	2	-21	2,7	66
10 мин УЗО	89	+2	6,4	19
10 мин УЗО+0,03 % масс. К-210	1	-22	2,6	67

Полученные осадки растворяли в толуоле и измеряли, интенсивность пропускания растворами инфракрасного излучения при постепенном снижении температуры от 35 °С. Интегральные кривые позволяют определить температуру начала кристаллизации, а по экстремуму дифференциальных кривых можно оценить температуру максимальной скорости кристаллизации парафинов.

Температура начала кристаллизации парафинов составляет 15,6, 18,3, 19,9 и 22,3 °С для толуольных растворов осадков, выделенных из исходного раствора НП в декане, раствора обработанного в течение 10 мин, раствора с присадкой и раствора после комплексной обработки соответственно (рис. 1а). В таком же порядке располагаются образцы по температуре максимальной скорости кристаллизации (рис. 1б).

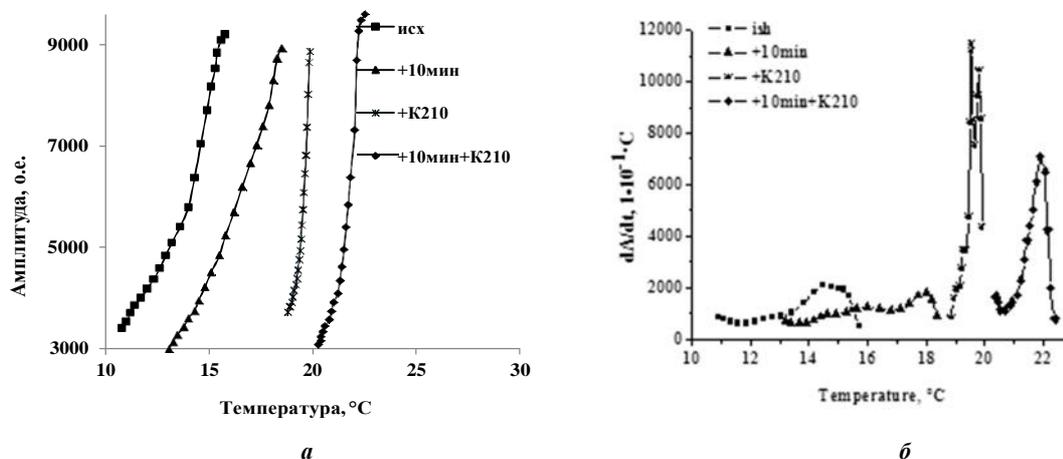


Рис. 1 Интегральные (а) и дифференциальные (б) кривые пропускания растворов НП

Проведен анализ осадков, полученных из исходного и обработанного растворов НП в декане, методом хромато-масс-спектрометрии. Максимум распределения n-алканов в осадках как исходного, так и обработанных растворов приходится на $C_{26}H_{54}$ (рис. 2). В осадках, полученных из раствора после обработки в течение 10 мин, а также в присутствии присадки и после комплексной обработки увеличивается содержание высокомолекулярной фракции $C_{27}-C_{34}$, по сравнению с исходным раствором. Эти результаты объясняют повышение температуры начала кристаллизации и максимальной скорости кристаллизации растворов осадков, выделенных из обработанных растворов.

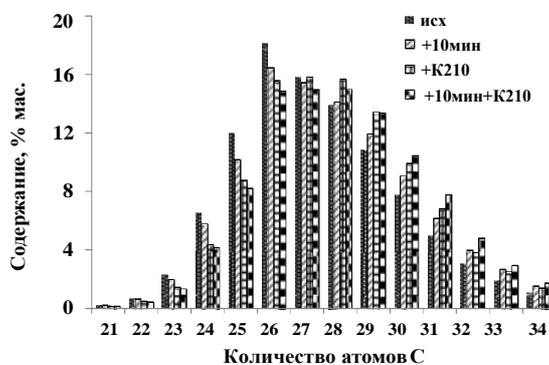


Рис. 2 Распределение n-алканов в осадках НП

застывания, степень структурирования охлажденного раствора НП, замедляется процесс образования осадков. Достигнутые эффекты усиливаются, если предварительно провести обработку растворов в акустическом поле. Полученные результаты позволяют предположить, что комплексное использование ультразвука и присадки может быть применено при транспорте высокопарафинистых нефтей.

Таблица 2

Влияние условий обработки на содержание n-алканов в осадках НП

Условия обработки	$\Sigma(C_{21}-C_{26})$	$\Sigma(C_{27}-C_{34})$
исх	40,12	59,88
5 мин	41,65	58,35
10 мин	35,20	64,80
K210	30,69	69,31
5 мин+K210	27,96	72,04
10мин+K210	29,01	70,99

Таким образом, введение присадки на основе полиоктадецилакрилата К-210 в растворы НП в декане существенно улучшает и структурно-механические характеристики: снижается вязкость и температура

Литература

- Ануфриев Р.В., Волкова Г.И. Изменение структурно-механических параметров углеводородов после высокочастотного акустического воздействия //Химия в интересах устойчивого развития. – 2014. – № 3. – С. 307-312.
- Выговской В.П., Данекер В.А., Рикконен С.В., Теплов А.И. Энергетика гидромеханического разрушения структуры высокопарафинистых нефтей // Автоматизация и информационное обеспечение технологических процессов в нефтяной промышленности. Сб. статей/ Под ред. А.К. Хорькова. – Томск: Изд-во ТГУ, 2002. – Т. 2. – 408 с.
- Kazantsev O.A., Volkova G.I., Prozorova I.V., Litvinets I.V., Orekhov D.V., Samodurov S.I., Kamorin D.M., Moikin A.A., Medzhibovskii A.S. Poly(alkyl (meth)acrylate) depressants for paraffin oils//*Petroleum Chemistry*. – 2 16. –V. 56. – Issue 1. – P. 68-72.

ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКА НА СТАБИЛЬНОСТЬ ПОЛИМЕРНЫХ ПРИСАДОК

¹Л. С. Леодорова, ²Р. В. Ануфриев,Научный руководитель, доцент Г. И. Волкова²¹Национальный исследовательский Томский государственный университет г. Томск, Россия²Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

С целью улучшения реологических характеристик и снижения температуры застывания углеводородного сырья в нефтяной промышленности широко используются полимерные присадки. Основным достоинством применения присадок является стабильное улучшение реологических свойств нефти на всем пути движения от забоя скважины до нефтеперерабатывающего завода. Применение полимерных присадок способствует увеличению производительности нефтепроводов, гарантирует надежность его запуска после длительных остановок, а также снижает отложение парафина на стенках трубопровода и в резервуарах [1]. Нефтяные присадки эксплуатируются в агрессивных условиях, поэтому полимеры, входящие в их состав, подвергаются термоокислительной, фотохимической и механической деструкции.

Цель работы: исследование стабильности полимерных присадок, обработанных в ультразвуковом поле.

В качестве объектов исследования взяты 2 присадки К-210-1 и К-210-2, содержащие 50,6 % мас. полиоктадецилакрилата ($M_n=25250$, $M_w=60750$) и 49 % мас. полиалкилакрилата с длиной углеводородных заместителей $C_{16}-C_{20}$ ($M_n=18915$, $M_w=44950$), соответственно, в толуоле. Кроме этого, для нейтрализации остаточных карбоксильных групп полиалкилакрилата в присадку К-210-2 вводится додециламин. Разбавленные растворы присадки в толуоле обрабатывали ультразвуком в течение 10 мин. Характеристическую вязкость толуольных растворов присадок до и после ультразвуковой обработки (УЗО) при температуре 25 °С определяли с помощью вискозиметра Уббелюде. Ультразвуковую обработку образцов проводили на ультразвуковом дезинтеграторе UD-20 на частоте 22 кГц и интенсивности поля 6 Вт/см². Реологические параметры образцов нефти исследовали с помощью ротационного вискозиметра Brookfield DV-III ULTRA. Значения температур помутнения, начала кристаллизации и застывания образцов определяли на приборе ИНПН «Кристалл» марки SX-800.

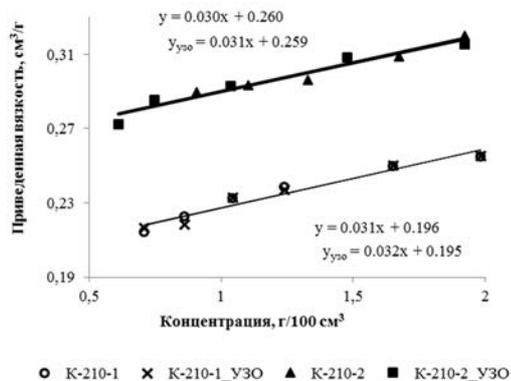


Рис. 1. Зависимость приведенной вязкости от концентрации растворов присадок К-210-1 и К-210-2

Вискозиметрические исследования показали, что характеристическая вязкость растворов исходных присадок составляет 0,196 (К-210-1) и 0,260 (К-210-2) см³/г (рис. 1). Характеристическая вязкость полимерных растворов, обработанных в ультразвуковом поле, не изменяется, то есть с большой долей вероятности можно заключить, что обработка не приводит к деструкции макромолекул.

Для того чтобы оценить депрессорную активность присадок после УЗО определяли вязкостно-температурные параметры модельных растворов нефтяного парафина в декане, ТС-1 и высокопарафинистой нефти. В углеводородные объекты вводили присадки в количестве 0,01-0,07 % мас. Выявлено, что 0,03 % масс. является оптимальной концентрацией присадок как в растворах НП, так и в нефти, поэтому последующие исследования проводили именно при таком количестве модифицирующей добавки.

Значения температуры помутнения (T_n), начала кристаллизации (T_k) и застывания (T_z) – важнейшие характеристики качества нефтепродуктов. Значения температур фазовых переходов 6 % масс. растворов НП в декане и авиационном керосине ТС-1 снижаются после введения присадки (рис. 2). T_n растворов в декане снижается на 3 °С, а в ТС-1 – на 0,7 °С. Присадка, обработанная ультразвуком, не влияет на T_n растворов в ТС-1, а в декане T_n несколько выше, но не превышает T_n растворов с исходной присадкой. Значения T_k как для исходной, так и обработанной присадок близки, однако кривые, отражающие пропускание инфракрасного света через растворы в ТС-1, имеют более пологий вид, что обусловлено замедлением процесса кристаллизации n-алканов в растворителе, содержащем ароматические компоненты (рис. 2).

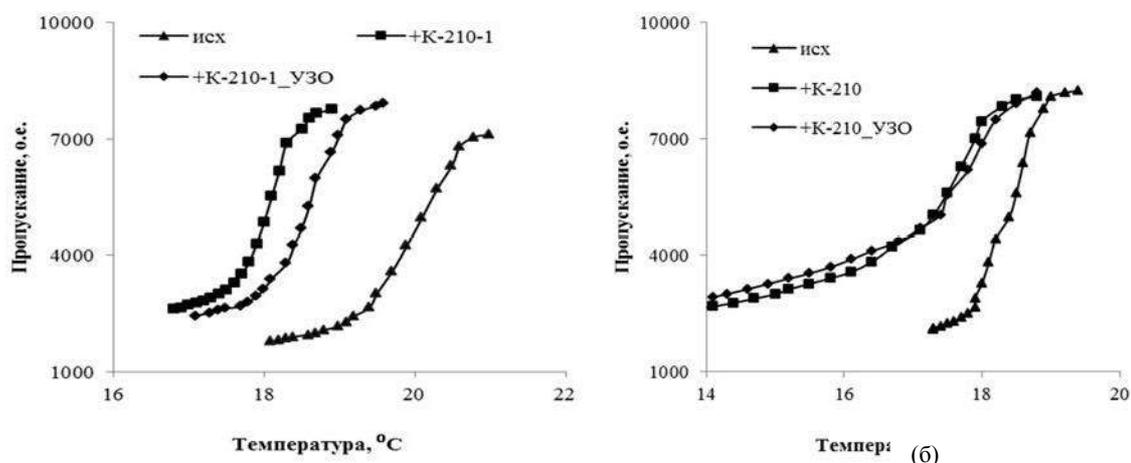


Рис. 2. Изменение пропускания растворами НП в декане (а) и ТС-1 (б)

Введение присадки снижает T_3 растворов на 23 и 48 °С в декане и ТС-1, соответственно. Величина депрессии T_3 растворов после введения обработанной присадки не снижается.

Вязкость раствора НП в ТС-1 при температуре 10 °С после введения присадки уменьшается в 8 и 3 раз в области малых и высоких скоростей сдвига, соответственно. Аналогичное снижение вязкости наблюдается также после введения обработанной присадки.

В растворах декана влияние присадки на вязкость раствора НП еще заметнее: при скоростях сдвига 0,34 с⁻¹ и 29 с⁻¹ вязкость снижается в 125 и 25 раз, соответственно, как после введения исходной, так обработанной присадки.

Стабильность депрессорных свойств присадки К210–2, предварительно обработанной УЗ, проверена на высокопарафинистой (ВПН) (табл. 2). Вязкость нефти в присутствии как исходной, так и обработанной присадок

даже в области скорости сдвига 29 с⁻¹ снижается в 4-5 раз.

Высокопарафинистые системы обладают тиксотропией, которая проявляется в гистерезисе кривых течения «напряжение сдвига – скорость сдвига», получаемых при увеличении (кривые прямого хода) и уменьшении скорости (кривые обратного хода), а также в уменьшении вязкости при увеличении скорости сдвига. Реологические кривые, полученные для исследуемых систем без присадок, описывают поведение структурированных систем, которые разрушается при увеличении нагрузки, а затем не успевает восстановиться при ее уменьшении. Гистерезисные явления для систем в присутствии полимерных присадок проявляются слабо. Введение присадки замедляет процесс кристаллизации n-алканов при охлаждении растворов, тем самым предотвращая структурирование системы.

Таким образом, обработка полимерной присадки ультразвуком не приводит к снижению ее эксплуатационных свойств.

Образец	Вязкость нефти, мПа*с	
	Скорость сдвига, с ⁻¹	
	0,34	29
НП в ТС-1	689	89
+ К-210-2	90	6
+ К-210-2 _{УЗО}	30	4
НП в декане	2090	116
+ К-210-2	210	12
+ К-210-2 _{УЗО}	212	10
Исходная нефть	329	19
+ К-210-2	60	4
+ К-210-2 _{УЗО}	60	3

Работа выполнена в рамках Госконтракта № 02.740.11.0645 от 29.03.2010 г. (ФЦП «Кадры», Мероприятие 1.1.)

Литература

1. Махмотов Е.С., Ауезов А.Б. Депрессорные присадки для нефти. Синтетические, природные и композиционные депрессорные присадки. – Саарбрюккене, Германия: Lambert Academic Publishing, 2014. – 380 с.

**ПРОМОТИРОВАНИЕ УЛЬТРАДИСПЕРСНОГО ЖЕЛЕЗНОГО КАТАЛИЗАТОРА ПРОЦЕССА
 ФИШЕРА-ТРОПША ОКСИДОМ АЛЮМИНИЯ**

А. Е. Литвинова

Научный руководитель, доцент Е. В. Попок

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время синтез Фишера-Тропша является одним из возможных путей получения высококачественных не содержащих серу моторных топлив из природного газа, а также как к одному из методов утилизации попутного нефтяного газа месторождений удаленных от газотранспортных сетей и газоперерабатывающих заводов. Данный процесс также можно рассматривать как один из возможных путей переработки угля и биомассы после истощения запасов нефти [1].

Поскольку синтез Фишера-Тропша включает себя большое число последовательных и параллельно протекающих реакций и сопровождается значительным экзотермическим эффектом, катализатор процесса должен соответствовать ряду требований:

- низкая селективность в образовании метана и диоксида углерода;
- высокая активность;
- термостабильность;
- низкая цена.

Целью данной работы является исследование каталитической активности ультрадисперсного железного порошка, полученного методом электрического взрыва проводника в газовой среде [2], промотированного гамма оксидом алюминия.

Ультрадисперсный железный порошок промотировался $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ (7% масс.) с целью получения каталитической системы с высокой каталитической активностью и селективностью в образовании углеводородов разветвленного строения. Полученные образцы подвергались исследованиям на лабораторной каталитической установке, работающей при повышенном давлении, схема которой представлена на рисунке 1 [3].

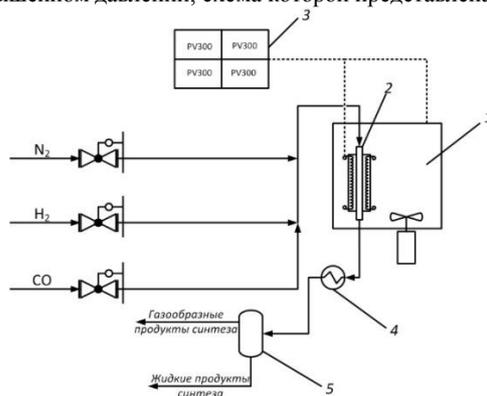


Рис 1. Схема лабораторной каталитической установки: 1 – термошкаф; 2 – реактор; 3 – микропроцессорный регулятор температуры; 4 – продуктовый холодильник; 5 – продуктовый сепаратор.

Объем загружаемого катализатора в каждом случае составлял 10 см³. Катализатор не подвергался предварительному восстановлению, изначально реактор с загруженным в него образцом прогревался в токе азота до температуры реакции, после чего в реакционную зону подавалась смесь CO и H₂. Для проведения эксперимента были выбраны соотношения реагентов H₂:CO – 2:1; 1,5:1; 1:1. Значение температуры процесса варьировалось в интервале 270–285 °С. Расход CO и H₂ для эксперимента составлял 150 мл/мин. Полученные степени конверсии монооксида углерода представлены на рисунке 2.

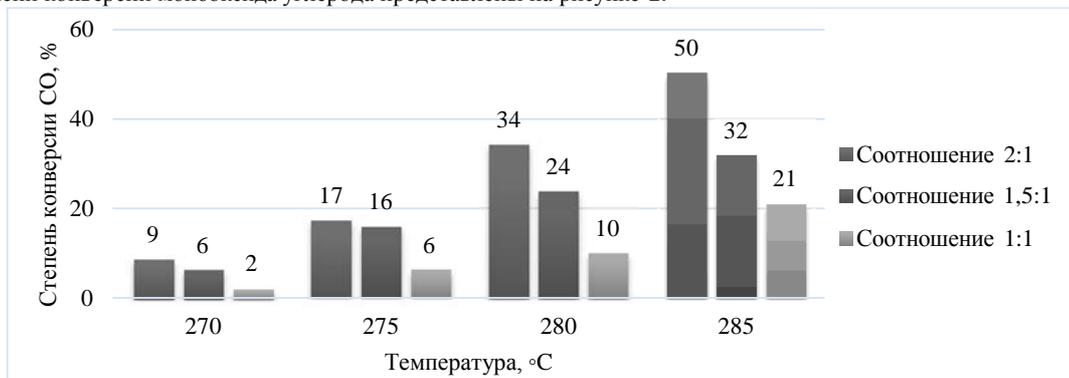


Рис. 2 Зависимость степени конверсии CO от температуры синтеза и соотношения реагентов

Полученные результаты показывают, что при увеличении температуры и соотношения реагентов степень конверсии CO увеличивается. Так при соотношении реагентов $H_2:CO = 2:1$ и температуре $280\text{ }^\circ\text{C}$ степень конверсии монооксида углерода составляет 34 %, в то время как при температуре $285\text{ }^\circ\text{C} - 50\%$. Таким образом, увеличение температуры синтеза на $5\text{ }^\circ\text{C}$ привело к увеличению степени конверсии на 16%.

Но одновременно с ростом температуры увеличился и выход побочного продукта – CO_2 . Двуокись углерода в дальнейшем нигде не используется, поэтому этот газ является побочным продуктом. К тому же, необходимо затрачивать дополнительную энергию на отделение продуктовой смеси от CO_2 . Зависимость выхода CO_2 от температуры процесса изображена на рисунке 2.

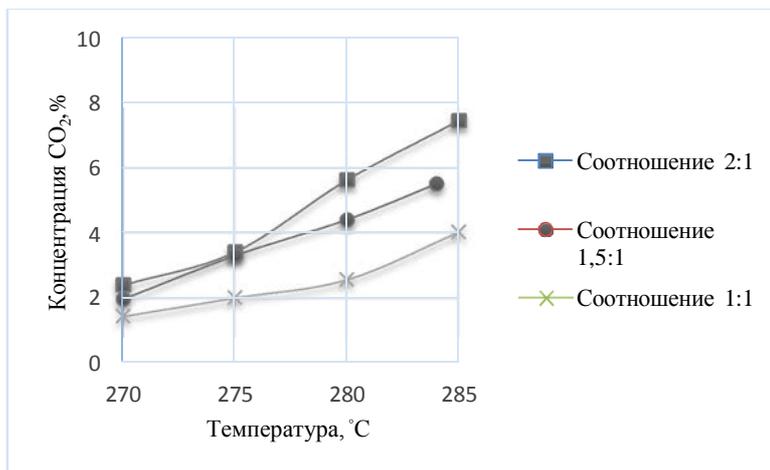


Рис.2 Зависимость выхода CO_2 от температуры синтеза

На исследуемом катализаторе выход побочного продукта – CO_2 при максимальной температуре и соотношении реагентов составил 7,45%, что является допустимым в данных условиях.

Таким образом, ультрадисперсные порошки железа, промотированные $\gamma-Al_2O_3$, проявляют достаточно высокую каталитическую активность в процессе Фишера-Тропша, однако для достижения высоких степеней конверсии CO необходимо увеличение температуры и соотношения реагентов. Жидкие продукты синтеза (при соотношении $H_2:CO = 2:1$ и температуре $285\text{ }^\circ\text{C}$) содержат значительное количество ароматических и изопарафиновых углеводородов, данные группы углеводородов обладают высоким октановым числом, но в связи с достаточно высоким содержанием в продукте кислородсодержащих соединений и парафинов нормального строения не позволяет использовать полученную смесь непосредственно в качестве моторного топлива.

Литература

1. Современный катализ и химическая кинетика : пер. с англ. / И. Чоркендорф, Х. Наймантсведрайт . – Долгопрудный : Интеллект, 2010 . – 504 с.
2. Яворовский Н.А., Пустовалов А.В. Выбор параметров электрического взрыва алюминиевых и железных проводников в атмосфере аргона // Известия вузов. Физика. – 2013 – Т. 56 – №. 7/2. – С. 164–169.
3. Popok E.V.,* Levashova A.I., Chekantsev N.V., Kirgina M.V., Rafegerst K.V. Ultradispersed Hydrocarbon Synthesis Catalyst from CO and H2 Based on Electroexplosion of Iron Powder // Procedia Chemistry 10 (2014)- С. 20 – 24.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ И СВОЙСТВ УЛЬТРАДИСПЕРСНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ В СИНТЕЗЕ ИЗ CO И H2

К. А. Малых

Научный руководитель, доцент А. И. Левашова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С каждым годом все больше растет интерес к альтернативным способам получения углеводородов разнообразного фракционного состава, в частности из синтез-газа. Синтез Фишера–Тропша позволяет не только получить смесь углеводородов, но, используя разные катализаторы и параметры (давление, температура, соотношение CO и H_2) системы, можно получать продукты заданного состава.

Чаще всего это наиболее дешевые катализаторы на основе железа, которые модифицируют, получая ультрадисперсные порошки (УДП). Использование ультрадисперсных катализаторов позволяет сократить количество стадий катализа, так как при их применении отсутствуют диффузионные стадии и распределение реагентов внутри объема катализатора, потому что синтез происходит на поверхности катализатора. Также ультрадисперсные катализаторы не нужно обрабатывать перед процессом, и они начинают работать уже при низких температурах ($190\text{ }^\circ\text{C}$ вместо $250\text{ }^\circ\text{C}$). Ультрадисперсные катализаторы имеют высокую удельную поверхность, многоуровневую организацию структуры и значительные запасы свободной энергии [1-4].

Поэтому целью данной работы являлось изучение фазового состава образцов УДП на основе железа. Исследования были проведены для трех образцов УДП, полученных в атмосферах азота ($Fe(N)$), диоксида ($Fe(CO_2)$) и оксида углерода ($Fe(CO)$) на сканирующем электронном микроскопе Hitachi S-3400N. В результате были получены изображения поверхности катализатора для каждого образца (рис.1-рис.3):

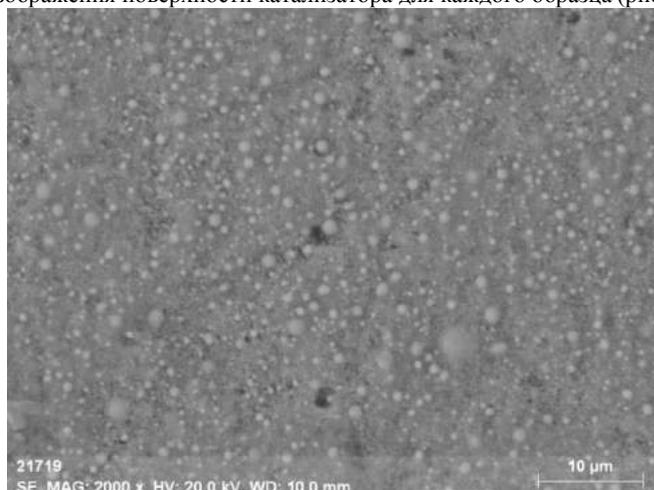


Рисунок 1– Поверхность образца $Fe(CO)$

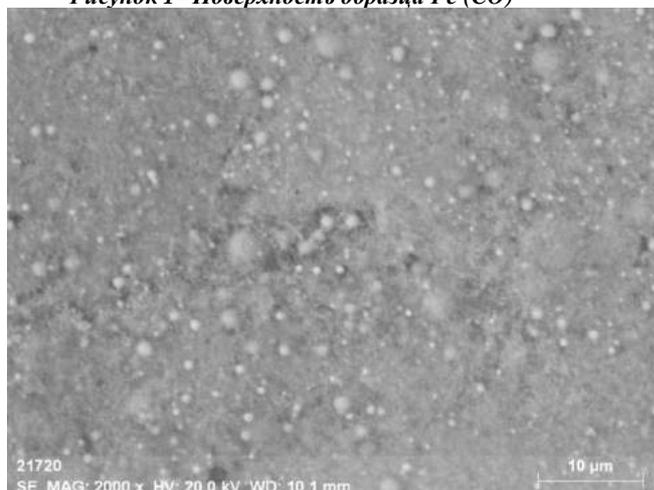


Рисунок 2– Поверхность образца $Fe(CO_2)$



Рисунок 3– Поверхность образца $Fe(N)$

Можно отметить, наличие мелкозернистой структуры фаз активного железа (FeO , FeC , $Fe-\alpha$), равномерно распределенной на поверхности первого и второго образцов.

В таблице 1 приведены процентные содержания элементов в исследуемых образцах.

Таблица 1

Процентные содержания элементов в образцах

Процентное содержание элементов в образце	Образец		
	Fe (CO)	Fe (CO ₂)	Fe (N)
Железо (FeO, FeC, Fe-α)	93,5	87,0	89,2
Кислород	6,0	6,6	6,6
Марганец	0,5	0,4	0,3
Хлор	0,0	0,0	0,3
Алюминий	0,0	0,7	0,0
Хром	0,0	0,3	0,0
Стронций	0,0	0,0	0,6
Углерод	0,0	0,0	0,0

Все исследованные ультрадисперсные порошки (УДП), полученные в атмосфере азота, диоксида и оксида углерода, проявляют каталитическую активность. В синтезе Фишера-Тропша целесообразно использовать УДП, который получен в атмосфере оксида углерода, так как в нем присутствуют активные фазы железа.

Литература

1. Yavorovsky N. A., Pustovalov A.V. Selection of parameters of electrical explosion of aluminum and iron wire in argon // Russian physics journal. 2013. vol. 115. iss. 2. pp. 1447–1452.
2. Левашова А.И., Дубинин В.И., Юрьев Е.М. Электровзрывные порошки как катализаторы синтеза углеводородов из H₂ и CO// Фундаментальные исследования №8 (3) 2013, с. 645-649.
3. Saleh A. Al-Sayari Catalytic conversion of syngas to olefins over Mn–Fe catalysts // Ceramics International. 2014. vol. 40. pp. 723–728.
4. Попок E.V., Levashova A.I. and oth. Ultradispersed hydrocarbon synthesis catalyst from CO and H₂ based on electroexplosion iron powder// Procedia Chemistry 10 (2014) pp. 20-24.

ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ ГЕТЕРОАТОМНЫХ КОМПОНЕНТОВ ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ ФЛЮИДНОЙ ЭКСТРАКЦИИ ГОРЮЧЕГО СЛАНЦА ЧИМ-ЛОПТЮГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Я. Ю. Мельников¹, Е. Ю. Коваленко²

Научный руководитель, старший научный сотрудник Е. Ю. Коваленко

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Значительные ресурсы горючих сланцев, разведанные запасы которых в России исчисляются десятками миллиардов тонн [1], стимулируют работы, направленные на рациональное их использование. Одним из перспективных способов переработки горючих сланцев считается сверхкритическая флюидная экстракция [4–7], которая позволяет получать жидкие продукты, по своему составу и свойствам близкие к нефтяному сырью.

Ранее [3] нами был проведен процесс термического растворения органического вещества горючего сланца Чим-Лоптюгского месторождения на лабораторной проточной установке [4] в среде бензола с последовательным отбором экстрактов в интервалах температур до 200, 200–300 и 300–400 °С. Было показано, что выход и состав жидких продуктов термического растворения образца горючего сланца (пиролизатов) зависят от температуры процесса охижения. С ростом температуры увеличивается выход пиролизатов, в их составе снижается содержание смолисто-асфальтеновых веществ. По данным ИК-спектроскопии, в структуре асфальтенов и смол снижается доля фрагментов, содержащих сульфоксидные группы. Асфальтены становятся менее, а смолы более окисленными.

Цель настоящей работы – изучение структурно-группового состава асфальтенов и смол полученных пиролизатов методом структурно-группового анализа [2]. Использование данного метода, в основе которого лежат результаты измерения молекулярных масс, данные элементного состава образцов и распределение протонов между различными фрагментами молекул асфальтенов и смол, установленное с помощью ЯМР ¹H-спектроскопии, позволяет рассчитать средние структурные характеристики молекул этих высокомолекулярных компонентов. Согласно данным, приведенным в таблице, средние молекулы асфальтенов всех пиролизатов крупнее средних молекул смол. Они содержат больше углеродных атомов (C=33,47–34,62), чем средние молекулы смол (C=22,78–24,39). С увеличением температуры отбора пиролизата габариты средних молекул высокомолекулярных компонентов практически не меняются. В то же время, изменяется ароматичность и насыщенность средних молекул. В последовательном ряду пиролизатов возрастает доля атомов углерода в ароматических фрагментах средних молекул высокомолекулярных соединений (f_a=31,34–38,60 и 24,70–44,46 % общего углерода для асфальтенов и смол, соответственно) и снижается доля атомов углерода в парафиновых

фрагментах ($f_n=62,04-54,98$ и $67,42-47,84$ % общего углерода для асфальтенов и смол, соответственно) их средних молекул.

По расчетным данным средние молекулы асфальтенов содержат от двух до трех ($m_a=2,04-3,26$) структурных блоков, количество которых возрастает с увеличением температуры отбора пиролизата. В основе таких блоков лежит полициклическая структура ($K_o^*=1,91-2,10$), построенная из одного или двух ароматических ($K_a^*=0,94-1,44$) и одного нафтенового ($K_n^*=0,65-0,96$) циклов. Алкильные заместители в структурных блоках (C_n^*) содержат 6,67–10,51 углеродных атомов. Количество связанных с заместителями периферийных атомов углерода в ароматических ядрах не превышает четырех ($C_a^*=2,40-3,46$). Число метильных групп, не соединенных с ароматическими ядрами в структурных единицах молекул асфальтенов, меньше единицы ($C_\gamma^*=0,49-0,83$), что составляет сравнительно малую долю от C_n^* (7,3–8,1 %). Это указывает на линейный или слабоветвильный характер основной части алифатических цепей, присутствующих в молекулах асфальтенов.

Средние молекулы смолистых компонентов состоят преимущественно из одного структурного блока ($m_a=1,09-1,61$). Повышенные расчетные габариты структурных единиц смол ($C^*=15,13-21,73$) по сравнению с асфальтенами ($C^*=11,59-16,94$) обусловлены большим развитием алифатических фрагментов. При близкой общей цикличности структурных единиц смол ($K_o^*=1,68-2,11$) к асфальтенам, в них выше количество ароматических ($K_a^*=1,20-1,78$) и ниже число нафтеновых ($K_n^*=0,34-0,53$) циклов. В алкильном замещении структурного блока смол находится $C_n^*=7,98-14,65$ атомов углерода, из которых $C_a^*=3,27-3,90$ атомов углерода непосредственно связаны с ароматическим кольцом. Доля метильных групп, удаленных от ароматического ядра, выше ($C_\gamma^*/C_n^* \cdot 100=9,4-13,0$ %), чем для средних молекул асфальтенов, что свидетельствует о большей длине и/или степени разветвленности алкильных заместителей средних молекул смол.

Таблица

Структурные параметры компонентов пиролизатов

Параметры		Асфальтены			Смолы		
		П-200 ¹	П-300 ¹	П-400 ¹	П-200	П-300	П-400
Средняя молекулярная масса, а.е.м.		650,42	658,17	640,69	390,17	406,35	376,00
Элементный состав, масс. %	C	63,87	62,06	62,69	73,09	72,03	72,69
	H	7,19	6,56	6,33	9,82	8,63	8,07
	N	0,73	1,08	2,34	0,22	0,42	1,12
	S	7,55	11,14	9,00	4,60	8,84	7,27
Число атомов в средней молекуле	O	20,66	19,16	19,64	12,27	10,08	10,85
	C	34,62	34,04	33,47	23,76	24,39	22,78
	H	46,39	42,83	40,23	38,01	34,79	30,10
	N	0,34	0,51	1,07	0,06	0,12	0,30
	S	1,53	2,29	1,80	0,56	1,12	0,85
	O	8,40	7,88	7,86	2,99	2,56	2,55
	C_a	10,85	11,04	12,92	5,87	8,75	10,13
	C_n	2,29	3,41	2,15	1,87	1,47	1,75
	C_π	21,48	19,59	18,40	16,02	14,17	10,90
C_α	7,06	7,06	6,67	4,27	5,27	5,03	
C_γ	1,71	1,45	1,49	2,08	1,33	1,09	
H/C		1,33	1,27	1,21	1,61	1,44	1,33
Кольцевой состав	K_o	4,28	5,60	5,54	1,84	2,80	2,89
	K_a	2,94	2,77	3,49	1,34	1,94	2,43
	K_n	1,34	2,83	2,05	0,50	0,86	0,46
Доля углеродных атомов в структурных фрагментах, %	f_a	31,34	32,43	38,60	24,70	35,87	44,46
	f_n	6,61	10,02	6,42	7,89	6,03	7,70
	f_π	62,04	57,55	54,98	67,42	58,10	47,84
Число блоков в молекуле	m_a	2,04	2,9	3,26	1,09	1,61	1,37
Параметры средних структурных блоков	K_o^*	2,10	1,91	2,01	1,68	1,74	2,11
	K_a^*	1,44	0,94	1,27	1,23	1,20	1,78
	K_n^*	0,65	0,96	0,74	0,46	0,53	0,34
	C^*	16,94	11,59	12,14	21,73	15,13	16,68
	C_n^*	10,51	6,67	6,67	14,65	8,79	7,98
	C_a^*	3,46	2,40	2,42	3,90	3,27	3,68
	C_γ^*	0,83	0,49	0,54	1,90	0,83	0,80
1 – П-200, П-300, П-400 – пиролизаты, отобранные в интервалах температур до 200, 200–300 и 300–400 °С, соответственно.							
* – относится к структурной единице.							

Следует отметить, что с повышением температуры отбора пиролизата цикличность структурных блоков молекул и асфальтенов и смол, а также количество ароматических и нафтеновых циклов практически не меняется, но при этом существенно уменьшается число атомов углерода в парафиновых фрагментах.

Из распределения гетероатомов в структурных блоках молекул высокомолекулярных компонентов следует, что в асфальтенах 79–87 % структурных блоков содержат 4 атома кислорода. Азот присутствует в 20–56%, а сера – в 78–91 % структурных блоков средних молекул асфальтенов. В смолистых компонентах концентрация гетероатомов несколько ниже. Так 86–87 % структурных блоков средних молекул смол содержится только по 2 атома кислорода, сера присутствует в 50–82 %, а азот лишь в 6–22 % структурных блоков средних молекул смол.

Полученные результаты расширяют представление о химической природе высокомолекулярных компонентов жидких продуктов ожижения горючих сланцев, различающихся температурным интервалом отбора, позволяют выявить важнейшие особенности структуры молекул их смол и асфальтенов. Накопление такой информации имеет значение для решения проблем, возникающих при переработке различных типов углеводородного сырья.

Литература

1. Зеленин Н.И., Озеров И.М. Справочник по горючим сланцам. - Л.: Недра, 1983. - 248 с.
2. Камьянов В.Ф., Большаков Г.Ф. Структурно-групповой анализ компонентов нефти // Нефтехимия. – 1984. – Т. 24. – № 4. – С. 443–449.
3. Коваленко Е.Ю., Мельников Я.Ю., Сагаченко Т.А., Патраков Ю.Ф. Состав жидких продуктов сверхкритической флюидной экстракции горючего сланца Чим–Лоптюгского месторождения // Химия твердого топлива. – 2016. – № 2. – С. 34–37.
4. Патраков Ю.Ф., Павлуша Е.С., Федорова Н.И., Стрижакова Ю.А. Термическое растворение Кашпирского сланца бензолом под давлением при сверхкритических условиях // Химия твердого топлива. – 2008. – № 1. – С. 14–18.
5. Патраков Ю.Ф., Фёдорова Н.И., Павлуша Е.С. Термическое растворение горючих сланцев в среде бензола с добавкой этилового спирта при сверхкритических условиях // Химия твердого топлива. – 2011. – № 6. – С. 22–28.
6. Савельев В.В., Головки А.К. Термодеструкция асфальтитов в сверхкритических флюидах // Сверхкритические флюиды: теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 3. – С. 60–66.
7. Савельев В.В., Головки А.К., Патраков Ю.Ф. Термическая деструкция витринитов различной степени метаморфизма // Химия твердого топлива. – 2013. – № 3. – С. 31–36.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК ОКСИДА ЦИНКА НА КАТАЛИТИЧЕСКУЮ АКТИВНОСТЬ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРОЦЕССЕ КОНВЕРСИИ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

Д. С. Мигачева, В. В. Хасанов

Научный руководитель, профессор В. И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в нашей стране и за рубежом ведутся активные исследования в области переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) в высшие углеводороды. Наиболее перспективными для процессов переработки низших алканов ПНГ в низшие олефины C_2 – C_4 и жидкие углеводороды могут быть модифицированные цеолитные катализаторы [1–9]. В настоящей работе исследовались цеолиты типа ZSM-5, модифицированные 1–5 мас. % ZnO, в процессе конверсии низших алканов C_3 – C_4 в жидкие углеводороды.

В работе цеолиты типа ZSM-5 получали из щелочных алюмокремнегелей при 175 °С в течение 2–4 сут с использованием спиртовой фракции (побочного продукта синтеза капролактама) в качестве структурообразующей добавки. Модифицирование цеолита ZSM-5 в количестве 1–5 мас. % ZnO проводили методом пропитки порошков цеолита заданным количеством водного раствора $Zn(NO_3)_2$, затем образцы катализаторов сушили при 110 °С и прокачивали при 600 °С в течение 6–8 ч. Каталитические исследования проводили в проточном реакторе, объем катализатора 6 см³, температурный диапазон реакции 550 – 600 °С, объемная скорость подачи сырья 240 ч⁻¹, давление внутри реактора 1 атм. Состав исходного сырья был следующим (мас. %): метан – 0,2 %, этан – 2,8 %, пропан – 81,1 %, бутаны – 12,1 %. Проводилось 4 серии опытов для каждого образца: 1 для чистого и 3 для разной степени модификации катализатора – 0,5, 1 и 2 %. Каждая серия опытов разбивалась на 4 диапазона температур с 525 до 600 °С, с шагом в 25 °С. Реакция для каждой температуры длилась 2 часа. Продукты реакции делились на газы и жидкости после охлаждения на водяном холодильнике. Газовая смесь определялась количественно на газовом хроматографе, затем уходила в атмосферу. Образовавшаяся жидкость взвешивалась, затем происходило определение пробы на газовом хроматографе.

Качественный и количественный анализы продукта и исходного сырья проводился с использованием метода газовой хроматографии с помощью газового хроматографа марки «Хроматек-Кристалл 5000М». Разделение газообразных продуктов проходило на насадочной колонке ($l=3\text{ м}$, $d=3\text{ мм}$), наполненной 8 % $NaOH/Al_2O_3$, на детекторе по теплопроводности (ДТП). Разделение жидких продуктов происходило на капиллярной колонке DB-1 (100 м*0,25 мм*0,5 мкм) на пламенно-ионизационном детекторе (ПИД), газ-носитель – гелий. Результаты исследования цеолитных катализаторов представлены в таблице.

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии природного газа на цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-СФ с добавлением различного количества ZnO, W= 240ч⁻¹

Катализатор	Н-ЦКЕ-СФ											
	чистый			1% ZnO			3% ZnO			5% ZnO		
Добавка	550	575	600	550	575	600	550	575	600	550	575	600
Температура, °С	550	575	600	550	575	600	550	575	600	550	575	600
Σ Конверсия, %	82,3	86,2	88,8	79,5	84,9	84,9	76,0	83,4	85,2	80,4	81,1	77,1
Газовая фаза (норм. %)												
Метан	34,4	38,5	40,9	31,2	33,5	36,5	18,7	23,5	23,9	20,9	20,8	16,5
Этан	24,1	23,5	22,0	20,3	21,7	23,0	27,6	34,7	33,6	34,1	31,8	22,5
Этилен	3,7	5,6	7,9	3,2	4,2	5,7	1,6	1,8	2,7	1,3	2,1	3,4
Пропан	31,6	25,9	22,4	41,6	34,6	32,7	47,5	34,9	32,0	37,5	36,5	42,9
Пропилен	2,9	3,8	4,7	2,0	2,4	3,5	2,6	3,8	6,4	4,2	6,5	11,1
Изобутан	1,0	0,71	0,34	0,35	0,19	0,14	0,37	0,22	0,19	0,32	0,28	0,29
Бутан	1,4	0,99	0,63	0,95	0,54	0,48	1,3	0,69	0,71	1,2	1,2	1,8
Жидкая фаза (норм. %)												
Бензол	13,5	14,5	16,4	17,8	20,7	21,0	18,6	21,0	21,6	18,8	20,7	19,2
Толуол	36,9	37,6	39,8	40,9	40,4	37,8	42,2	41,5	39,0	40,0	40,0	38,9
Этилбензол	2,4	2,2	2,3	2,2	1,9	1,6	1,2	0,9	0,9	0,96	1,1	1,6
m-Ксилол	11,3	10,8	10,5	10,6	8,8	7,4	10,9	8,9	7,8	8,9	8,1	7,4
p-Ксилол	5,1	4,8	4,7	4,8	4,1	3,4	5,2	4,4	4,2	5,7	5,7	6,0
o-Ксилол	5,3	5,1	5,0	4,9	4,2	3,5	4,7	3,8	3,2	3,5	3,2	3,1
Псевдокумол	1,2	1,1	1,0	1,0	0,74	0,55	0,50	0,3	0,3	0,27	0,26	0,28
Нафталин	8,5	7,8	7,7	7,0	8,3	9,5	8,0	9,8	10,1	11,1	9,4	7,5
β-метилнафталин	5,4	4,7	4,2	4,0	4,3	5,9	4,1	4,7	6,2	6,3	5,7	5,7
α-метилнафталин	2,1	1,9	1,7	1,6	1,7	2,2	1,1	0,97	1,1	0,41	0,30	0,65
Итого												
m газовой фазы, масс. %	53,8	51,2	48,6	48,1	45,3	43,2	49,3	46,7	45,3	50,8	50,2	51,2
m жидкой фазы, масс. %	46,1	48,8	51,4	51,9	54,7	56,8	50,7	53,3	54,7	49,2	49,8	48,8
m фракции бензол-толуол-ксилолы, масс. %	33,2	35,5	39,3	41,0	42,4	41,5	38,5	40,5	42,5	36,8	39,5	38,6

Как видно из таблицы, степень конверсии низших алканов C₃-C₄ ПНГ повышается с увеличением температуры для всех образцов, кроме образца с 5 % ZnO, у которого наблюдается понижение степени конверсии при 600 °С. В газообразных продуктах реакции с ростом температуры наблюдается снижение содержания алканов (за исключением метана и этана) для всех образцов, что происходит в результате процесса крекинга и дегидрирования.

В жидких продуктах с ростом температуры происходит увеличение содержания бензола в модифицированных образцах по сравнению с чистым цеолитом. Модифицированные образцы имеют более высокую селективность по бензолу, толуолу и нафталину. С повышением температуры процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для всех образцов, причем для образца с 1 % ZnO выход жидкой фазы становится максимальным (56,8 масс. %) среди всех образцов при температуре 600 °С. Что касается

фракции бензол-толуол-ксилолы (БТК-фракция), то выход данной фракции также повышается с ростом температуры и становится максимальным (42,4 масс. %) для того же образца при 575 °С.

Таким образом, исследование цеолитных катализаторов с добавлением оксида цинка показало, что модифицированные образцы обладают меньшей степенью конверсии по сравнению с чистым цеолитом, что может увеличить срок работы катализатора. Кроме того модифицированные катализаторы имеют более высокую селективность по бензолу, толуолу и нафталину, также применение модифицированных катализаторов позволило увеличить выход жидких продуктов до 10 % и БТК-фракции до 7 %. В заключение можно сказать, что использование добавок оксида цинка привело к улучшению свойств цеолитных катализаторов и к увеличению выхода ароматических соединений в процессе конверсии.

Литература

1. Восмери́ков А.В., Ерофе́ев В.И. Исследование каталитической активности Ga – содержащих цеолитов в процессе ароматизации низших алканов. // Журнал прикладной химии. – 1994. – Т. 67. – Вып. 7. – С. 1152 – 1156.
2. Ерофе́ев В.И., Восмери́ков А.В., Кори́бицына Л.Л., Соловьёв А.И. Превращение нефтяных газов на модифицированных цеолитных катализаторах // Нефтехимия. – 1990. – Т. 30. – № 4. – С. 496–500.
3. Erofeev V.I., Trofimova A.S., Koval L.M., Ryabov Yu.V. Acidity and catalytic properties of Cu-ZSM-5 in conversion of lower alkanes // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2000. – V. 73. – N 12. – P. 2057–2061.
4. Медведев Ю.В., Иванов В.Г., Серёда Н.И., Полигалов Ю.И., Ерофе́ев В.И., Коровин С.Д., Ерофе́ев М.В., Соснин Э.А., Су́слов А.И., Тарасенко В.Ф., Исто́мин В.А. Воздействие мощного ультрафиолетового излучения на поток природного газа в проточном фотореакторе // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3-4. – С. 83 – 87.
5. Trofimova A.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Lower Olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites Modified with Alkali Metals. // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – pp.S537–S540.
6. Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Effect of high-temperature steam treatment on acidic and catalytic properties of Catalysts for Aromatization of lower Alkanes // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – P. 537 – 540.
7. Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. The Preparation of the lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified by Lithium // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2002. – V. 76. – N 6. – P. 922–925.
8. Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. Synthesis of lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites Modified with Alkali Metals // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2000. – V. 73. – N 12. – P. 2057 – 2061.
9. Трофимова А.С., Ерофе́ев В.И., Коваль Л.М. Получение низших олефинов из алканов C₃-C₄ на цеолитах ZSM-5, модифицированных литием. // Журнал физической химии. – 2002. – Т. 76. – № 6. – С. 1034 – 1037.

**РЕСУРСЫ И ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ВАНАДИЕВЫХ КОНЦЕНТРАТОВ ИЗ
ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ В ПРОЦЕССАХ ИХ ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ**

Д. В. Милордов, Г. Р. Абилова

Научный руководитель, доцент М. Р. Якубов

**Институт органической и физической химии им. А. Е. Арбузова Казанского научного центра
Российской академии наук, г. Казань, Россия**

В настоящее время активно разрабатываются месторождения тяжелых нефтей (ТН), с повышенным содержанием ванадия. Наиболее крупными запасами ванадия обладают тяжелые нефти месторождений провинции Алберта (Канада), «пояса Ориноко» (Венесуэла), а также нефти Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) (Россия). Несмотря на значительные запасы и кондиционное содержание ванадия в ТН Волго-Уральского НГБ, технологии их переработки с одновременным получением металлов в настоящее время в России отсутствуют. В мировой же практике известны возможности получения пентаоксида ванадия из нефтяного сырья [1, 2].

На сегодняшний день известно и применяется на практике, в основном, в Канаде несколько методов предварительной или частичной переработки (облагораживания) ТН в промышленных условиях. Основной целью в данном случае является снижение вязкости для облегчения транспортировки и не ставится задача максимального снижения содержания серы, азота и металлов. В результате получается т. н. «синтетическая нефть» 2-го типа, состав и свойства которой, кроме вязкости, незначительно отличается от исходной ТН [3]. Большинство технологий по предварительной переработке ТН осуществляются по упрощенной схеме с включением процесса ректификации и одного из вариантов обработки нефтяного остатка. В основном, на сегодняшний день используется и совершенствуется несколько вариантов: деасфальтизация, термический крекинг и их сочетание, а также каталитический гидрокрекинг. В большинстве случаев наряду с облагораживанием ТН происходит образование побочных продуктов, в которых концентрируются ванадий и никель. Так, в случае деасфальтизации основная доля металлов остается в асфальтеновом концентрате, а при каталитическом гидрокрекинге осажается на катализатор. Термический крекинг, как правило, сопровождается образованием кокса, в котором фиксируется концентрация металлов в десятки раз больше, чем в исходном сырье. Таким образом, для ТН в процессе их предварительной переработки в промышленных условиях имеется возможность получения концентратов ванадия и никеля. Для прогнозирования содержания ванадия и никеля в получаемых концентратах можно предложить содержание данных металлов в асфальтенах. Данный параметр очевиден при использовании деасфальтизации, но и в случае термического крекинга или каталитического гидрокрекинга содержание ванадия и никеля в асфальтенах позволит оценить степень концентрирования данных металлов в получаемых побочных продуктах. Так, при термическом крекинге асфальтены являются предшественниками образующихся карбено-карбоидов, составляющих основную долю в составе коксовых частиц [4]. При этом в зависимости от условий процесса, в коксе по сравнению с асфальтенами достигается примерно в 2-3 раза более высокий уровень содержания ванадия и никеля. Также и в случае каталитического гидрокрекинга на катализаторе в первую очередь осаждаются асфальтены и содержащиеся в них комплексы ванадила и никеля.

Особенностью ТН с повышенным содержанием ванадия и никеля является одновременно высокое содержание серы, которое зачастую составляет 3-5 масс.%. Ванадий и никель сконцентрированы в асфальтено-смолистой части, при этом в асфальтенах достигается их максимальное содержание.

Для Волго-Уральского НГБ месторождения ТН с повышенным содержанием ванадия и никеля тектонически относится к восточному борту Мелекесской впадины и западному склону Южно-Татарского свода. Географически это Республика Татарстан, Самарская и Ульяновская области. На сегодняшний день разрабатывается более 50 месторождений различными нефтегазодобывающими компаниями (Татнефть, Лукойл и др.). Общий объем добычи ТН с суммарным содержанием ванадия и никеля более 300 г/т составляет не менее 6 млн. тонн в год. Основная масса ТН добывается из терригенных и карбонатных отложений среднего и нижнего карбона. Минерализация пластовых вод составляет 250-270 г/л, где в основном преобладает хлорид натрия. Месторождения из-за повышенной вязкости нефти, неоднородности коллекторов и относительно невысокого начального пластового давления относятся к малоэффективным, и разрабатываются традиционными скважинными технологиями в основном на естественном режиме. Подготовка нефти до 1-2 группы качества осуществляется традиционными методами на нескольких установках с различным объемом прокачиваемой нефти.

Содержание ванадия в ТН имеет широкий диапазон величин – от 0,009 до 0,165 масс.% (90-1650 г/т) и аналогично для никеля – от 0,0018 до 0,0145 масс.% (9-145 г/т). Таким образом, в ТН на ванадий приходится в среднем 80-90% от суммарного содержания обоих металлов. В ТН карбонатных отложений заметно большее содержание ванадия и никеля по сравнению с ТН пермских отложений при примерно одинаковом содержании асфальтенов. Аналогичная картина прослеживается и при сравнении данных по содержанию никеля.

Для большинства исследованных объектов содержание ванадия и никеля в асфальтенах в 5-10 раз больше по сравнению с исходными ТН. Для ТН карбонатных отложений с максимальными величинами содержания ванадия и никеля (0,1 масс. % и выше) их суммарное содержание в асфальтенах может достигать 1 масс.%. При этом доля ванадия в таких асфальтенах является основной и составляет примерно 93-95% от суммарного содержания обоих металлов. Таким образом, асфальтены ТН карбонатных отложений могут содержать до 18 кг пентаоксида ванадия и 0,5 кг никеля на тонну. В случае ТН пермских отложений полученные данные позволяют прогнозировать в асфальтенах не менее 3,5 кг пентаоксида ванадия и 0,2 кг никеля на тонну.

Такой уровень концентраций металлов позволяет рассматривать асфальтены некоторых ТН как сырье для извлечения металлов с учетом известных данных по содержанию ванадия в рудах. Так, например, содержание пентаоксида ванадия в промышленных рудах основных ванадиеносных месторождений России составляет 1,2-6,8 кг на тонну [3]. Однако зачастую система сбора и подготовки ТН карбонатных предусматривает их объединение с нефтями меньшей плотности, в результате чего содержание ванадия и никеля снижается в 2-3 и более раз.

Освоение запасов ТН пермских отложений предусматривает их обогащение в промышленных условиях путем термообработки, где возможно образование кокса. В настоящее время в качестве основного метода для обогащения СВН Ашальчинского месторождения выбран вариант термообработки для снижения вязкости до уровня 50-100 мПа·с. В результате моделирования процесса термообработки СВН Ашальчинского месторождения показана возможность концентрирования ванадия и никеля в коксе. Содержание ванадия в коксе в зависимости от условий процесса составляет 0,64-0,90 масс.%. Полученный кокс содержит примерно в 2-3 раза больше пентаоксида ванадия по сравнению с промышленными рудами. По литературным данным [5], увеличение содержания металлов в коксе достигается в процессе термоконтактного крекинга, при котором можно ожидать до 5 и 1 мас.% ванадия и никеля соответственно. Однако процесс термоконтактного крекинга предполагает более высокую степень конверсии ТН и создание полномасштабного производства, что не всегда возможно в промышленных условиях.

Для сравнения проведена оценка содержания металлов в асфальтенах и коксе после термокрекинга ТН карбонатных отложений. Так, из нефти Сборновского месторождения (скв. № 221) получен кокс с содержанием ванадия и никеля 4,2 и 0,2 масс.% соответственно. В зависимости от условий термокрекинга содержание ванадия в коксе варьирует в интервале 3,42-4,20 масс.%, что примерно в 3,5-4,3 раза больше величины содержания ванадия в асфальтенах. Аналогичное соотношение наблюдается и для ТН Ашальчинского месторождения, что позволяет предположить возможность прогнозирования содержания металлов, в коксе исходя из данной величины для асфальтенов.

В целом, существующие на сегодняшний день условия по объему добычи и запасов месторождения ТН с повышенным содержанием ванадия и никеля в пределах Волго-Уральского региона позволяют рассматривать их сырьевой потенциал на мировом уровне, сопоставимом с аналогичным производством в Канаде и Венесуэле. По имеющейся информации, при эксплуатации установок по извлечению ванадия из нефтяного кокса, например, в Канаде содержание ванадия в сырье составляет 1 кг на тонну [6]. В золе, образующейся после газификации кокса, содержание ванадия составляет 23 кг на тонну. При таких условиях производительность одной установки по пентаоксиду ванадия составляет 550 тонн в год.

Комбинирование и совершенствование различных методов деасфальтизации и термообработки может позволить в ближайшем будущем обеспечить одновременно с предварительным обогащением ТН в промышленных условиях получение концентратов ванадия и никеля. Так, например, достаточно перспективными в этом направлении можно считать процессы деасфальтизации и термолиза в присутствии простых и доступных неуглеводородных компонентов в сверхкритическом состоянии – акватермолиз (совместный крекинг - деасфальтизация ТН в присутствии воды), а также экстракция диоксидом углерода [1]. При этом обеспечивается возможность совмещения подготовки нефти, например, с процессом деасфальтизации, при котором достигается

необходимый уровень обессоливания нефти. В итоге получается нефть с меньшей вязкостью, плотностью и пониженным содержанием таких нежелательных компонентов как ванадий, никель, сера и азот.

Таким образом, существующие в России на сегодняшний день объемы добычи не менее 6 млн. тонн в год и суммарные запасы не менее 1 млрд. тонн тяжелых нефтей с повышенным содержанием ванадия и никеля позволяют рассматривать их как сырьевой источник этих ценных металлов, а использование современных технологий частичной переработки ТН позволят улучшить реологические характеристики нефти с одновременным получением концентратов металлов в виде кокса или остатка деасфальтизации.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 15-13-00139).

Литература

1. Магомедов Р.Н., Попова А.З., Марютина Т.А., Кадиев Х.М., Хаджиев С.Н. Состояние и перспективы деметаллизации тяжелого нефтяного сырья (обзор) // Нефтехимия. – 2015. – Т. 55. – № 4. – С. 267-290.
2. Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. – Москва: Наука, 2012. – 222 с.
3. Ахметов А.Ф., Красильникова Ю.В. Деметаллизация тяжелых нефтяных остатков - основная проблема глубокой переработки нефти // Башкирский химический журнал. – 2011. –Т. 18. – №2. – С. 93-98.
4. Ancheyta J. Modeling of Processes and Reactors for Upgrading of Heavy Petroleum: CRC Press, Taylor & Francis Group. XXIII. – 2013. – 524 p.
5. Соскин Д.М., Грибков В.В., Герасичева З.В. Концентрирование металлов в процессах переработки нефти // Попутные компоненты нефтей и проблемы их извлечения. – Л.: ВНИГРИ. -1989. –С. 83-88.
6. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. Учебное пособие для вузов. 2-е издание. М.: Химия, 2001.– 568 с.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А. Д. Мусина¹, В. В. Самойленко²

Научный руководитель, доцент А. И. Левашова

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Добыча сланцевой нефти из высокобитуминозных пород баженовской свиты является одним из наиболее приоритетных направлений в поддержании уровня добычи нефти в Западной Сибири. Значительная часть месторождений с промышленными запасами нефти в баженовской свите сосредоточена в центральных районах Западной Сибири (Салымское месторождение и прилегающих к нему территории). Однако на юго-востоке Западной Сибири при испытаниях баженовской свиты притоки нефти были получены на ряде площадей, что свидетельствует о перспективах этих отложений. При этом наиболее перспективным является район Нюрольской впадины [1]. Поэтому изучение закономерностей изменения состава и свойств нефтей баженовской свиты этого района представляет большой практический интерес.

Выполненные ранее исследования [2] показали, что все нефти Томской области, связаны, с тремя генетическими типами: баженовский, тогурский и палеозойский. Каждый тип нефти имеет ряд существенных отличий в физико-химических свойствах, которые являются следствием их разного молекулярного и группового состава. Набор этих отличий является своеобразными «отпечатками пальцев», позволяющими легко их идентифицировать.

Объектом нашего исследования являются 12 образцов нефти месторождений юго-востока Западной Сибири. Для всех образцов был выполнен единый комплекс физико-химических исследований, хромато-масс-спектрометрический анализ. Работа выполнена в лаборатории геохимии пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть» на оборудовании, имеющим свидетельство о поверки. Применялись стандартные методики в соответствии с ГОСТ.

На основе хромато-масс-спектрометрического анализа были рассчитаны молекулярные параметры, отражающие как окислительно-восстановительные условия осадконакопления нефтематеринской породы (П/Ф – отношение изопреноидов пристана к фитана), так и параметры, отражающие влияние катагенетических процессов: К_i (относительное содержание суммы изопреноидов пристана и фитана к сумме n-алканов C₁₇ и C₁₈) и 4МДБТ/1МДБТ (метилдибензотиофеновое отношение). Зависимость К_i–П/Ф [2] показала, что все исследуемые нефти относятся к нефтям баженовского типа. Нефти этого типа связаны только с одним источником – баженовской свитой. Сопоставление нами молекулярного параметра катагенеза 4МДБТ/1МДБТ в нефтях и экстрактах из пород баженовской свиты (выполненные ранее исследования [3]) позволили установить дальность миграции нефтей от очага генерации к каждому из месторождений (рисунок 1). Из рисунка видно, что значения 4МДБТ/1МДБТ для залежей нефтей либо соответствуют значениям в экстрактах из пород баженовской свиты, либо незначительно превосходят их, располагаясь в непосредственной близости от района с соответствующими значениями 4МДБТ/1МДБТ в породах баженовской свиты. Исходя из этого, исследованные нефти были разбиты на 3 группы по дальности миграции:

1. Нефти из баженовской свиты и нефти локального дренажа (0-5 км);
2. Нефти минимальной дальности миграции (5-10 км);

3. Нефти мигрировавшие на расстоянии 10-20 км и более.

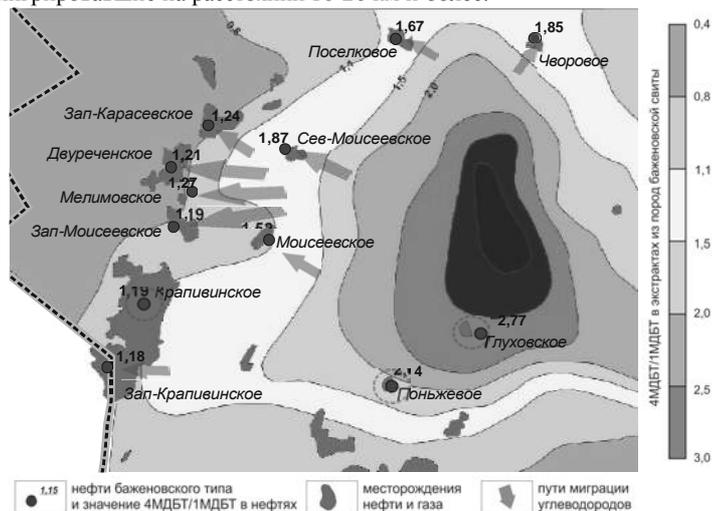


Рис. 1 Основные миграционные потоки нефтей в районе исследования

Также были получены зависимости физико-химических свойств нефтей баженовского типа в районе исследования (рисунок 2). Результаты исследования свидетельствуют, что нефти баженовской свиты, разнообразны не только в региональном плане, но и локально. Наиболее общим показателем свойств нефти является ее плотность. Плотность исследованных проб нефти изменяется в широких пределах: от легких нефтей Двуреченского и Западно-Моисеевского месторождений ($834,0-840,5 \text{ кг/м}^3$), до нефти высокой плотности на Глуховском и Поньжевом месторождениях ($877,7-884,2 \text{ кг/м}^3$). С увеличением плотности в нефтях уменьшается содержание светлых фракций (до 300°C) от 54,5 % до 32 %.

Изменяется в этом ряду нефтей и концентрация асфальтово-смолистых компонентов. В легких нефтях асфальтены составляют 1,59 %, а смолы не более 7 %. Нефти средней плотности содержат около 2,5 % асфальтенов и 7 % смол. В относительно тяжелых нефтях роль асфальтенов (3,04 %) и смол (14,80-19,97 %) значительна.

Концентрация серы меняется в широких пределах от 0,39 до 0,84 %. Молекулярный вес нефтей в среднем составляет 200-230 и имеет тенденцию увеличения в тяжелых нефтях.

Сопоставление физико-химических свойств нефтей для отдельных групп показало их прямую зависимость с дальностью миграции от очага генерации (рисунок 1, рисунок 2). Очевидно, что в условиях затрудненной миграции через заглинизированные породы верхнеюрских отложений в пределах Нюрольской впадины нефти теряют высокомолекулярные компоненты, что приводит к уменьшению их плотности и увеличению доли светлых фракций.

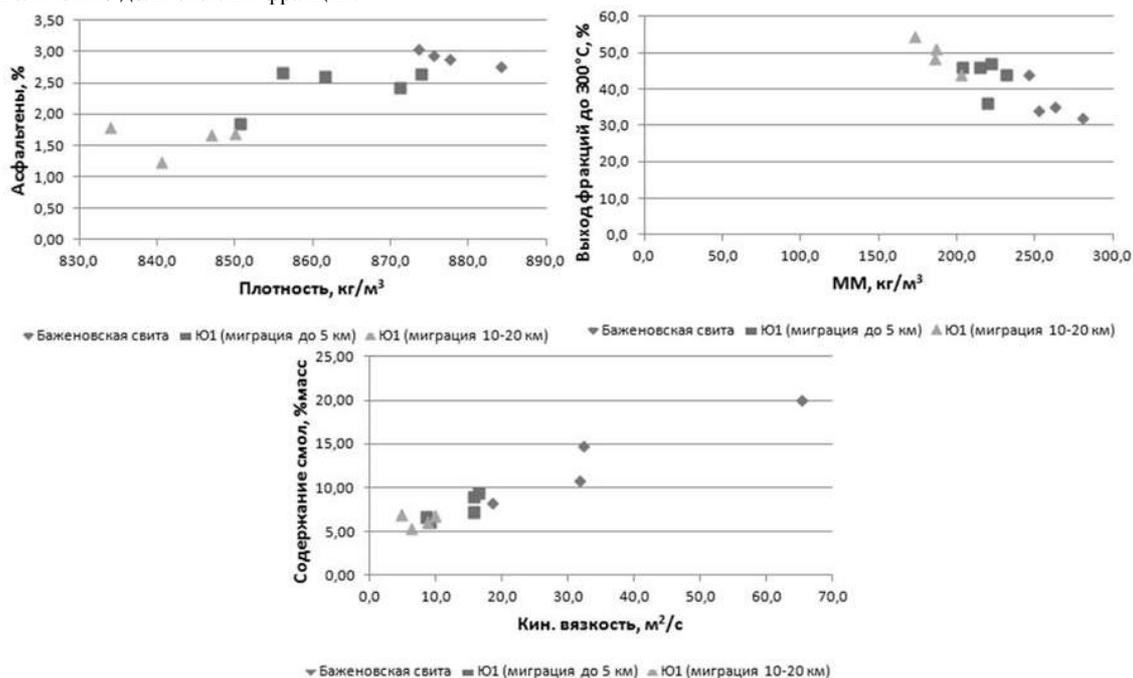


Рис. 2 Физико-химические свойства нефтей баженовского типа

Литература

1. Гончаров, И.В. Катагенез органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2013. - № 10. – С. 32-37
2. Гончаров, И.В. Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, А.В. Сметанин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 8-13.
3. Самойленко, В.В. Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов [Текст]: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.09: защищена 28.11.11: утв. 30.08.12 / Самойленко Вадим Валерьевич. - Т., 2011. - 181с.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА СЫРЬЯ И ПРОДУКТОВ ПРОЦЕССА
КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ПРИ ПЕРЕРАБОТКЕ ВАКУУМНОГО ДИСТИЛЛЯТА ИЗ
СМЕСИ КАЗАХСТАНСКОЙ И ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТИ**

Г. Ю. Назарова, Г. Р. Бурумбаева, Г. Ж. Сейтенова

Научные руководители, д.т.н., профессор Э. Д. Иванчина, д.т.н., профессор Е. Н. Ивашкина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия

Новый этап развития Казахстана, имеющего уникальные запасы углеводородов, связан в основном с развитием нефтегазового комплекса. На территории Казахстана выявлено и учтено 214 месторождений нефти (81 разрабатывается), из которых два месторождения по величине начальных извлекаемых запасов являются гигантскими, 4 – крупнейшими и 9 – крупными. На Мангистаускую область приходится около 30% добываемой нефти, Кызылординскую – 13 %, Актюбинскую – 11 %, Атыраускую – 46 % [1].

Как и всякое природное сырье, нефти Западного Казахстана значительно различаются по физико-химическим характеристикам в зависимости от географического расположения нефтяных месторождений, геологического возраста и глубины залегания. Различие в физико-химических показателях нефти напрямую связано со способами транспортировки и переработки нефтяного сырья и качеством получаемых из них нефтепродуктов. Углеводородный состав нефтей настолько сложен, что даже современные методы не позволяют точно определить содержание отдельного углеводорода в нефти.

Вместе с тем, приоритетным направлением развития экономики Республики Казахстана - является разработка и внедрение технологий, адаптированных к сырьевым условиям Республики и позволяющих перерабатывать тяжелые, вязкие и высокосернистые нефти с получением моторных топлив и минеральных масел [2].

При этом решение основных задач по совершенствованию процессов переработки нефтяного сырья и обеспечению качественной, экономически целесообразной переработки нефти возможно только при более полной изученности состава и индивидуальных особенностей нефти.

Каталитический крекинг является универсальным процессом при переработке тяжелых фракций углеводородов. В качестве сырья процесса используют вакуумный дистиллят, смесевое сырье (остатки масляных производств) и мазуты (на специально запроектированных установках).

На примере переработки вакуумного дистиллята, полученного из смеси казахстанской и Западно-Сибирской нефти, в процессе каталитического крекинга получены продукты процесса, средний выход которых на сырье составил:

- жирный газ, богатый пропан пропиленовой и бутан-бутиленовой фракциями – 33 % масс.;
- бензиновая фракция (30-215 °С) – 44 % масс.;
- дизельная фракция 195-270 °С – 8 % масс. ;
- тяжелый газойль (270-420 °С) – 10 % масс.;
- кокс – 5 % масс.

Важными параметрами, определяющими состав и выход фракций в процессе каталитического крекинга, являются групповой и фракционный состав сырья, содержание серы и металлов в сырье.

В работе представлены результаты определения группового состава сырья и продуктов процесса каталитического крекинга, а именно вакуумного дистиллята, полученного при вакуумной перегонке мазута смеси казахстанской и Западно-Сибирской нефти на комбинированной установке глубокой переработки мазута КТ-1/1, бензиновой фракции с установки каталитического крекинга, легкого и тяжелого газойля.

Вакуумный дистиллят после вакуумной перегонки направляется на гидроочистку, после чего он используется как сырье процесса каталитического крекинга. Фракционный состав сырья 350-520 °С, при этом во фракциях нефти с температурой кипения выше 200 °С циклические углеводороды характеризуются смешанным (гибридным) характером. Обычно циклические углеводороды содержат боковые парафиновые цепи.

Одним из методов определения группового состава нефти и тяжелых нефтяных фракций является метод жидкостно-адсорбционного хромато-графического разделения на силикагеле или оксиде алюминия, разработанный ВНИИ НП. Данный метод позволяет определить содержание в нефти насыщенных углеводородов, ароматических углеводородов и смол.

С применением данного метода выполнены лабораторные анализы по определению группового сырья и продуктов процесса каталитического крекинга. Для десорбции углеводородов были использованы растворители

с различной полярностью. Насыщенные углеводороды были извлечены гексаном, ароматические углеводороды смесью гексан: толуол (6:1), смолы смесью этилового спирта и бензола 1:1. Из полученных фракций произвели отгон растворителя. Фракции были разделены по показателю преломления на парафинонафтеновую фракцию и фракцию ароматических углеводородов с применением рефрактометра ИРФ-22, точность измерения показателя преломления проверена по показателю преломления дистиллированной воды.

Результаты, выполненных лабораторных анализов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Групповой состав сырья и продуктов процесса каталитического крекинга

Группа углеводородов	Сырье	Легкий газойль	Тяжелый газойль
Парафины+Нафтены	73,31	37,30	25,50
Ароматические углеводороды	23,31	60,90	71,90
Смолы	3,56	1,80	2,60
Сумма	100,0	100,0	100,0

Определено, что вакуумный дистиллят с установки каталитического крекинга характеризуется высоким содержанием насыщенных углеводородов – 73,31 % масс. Содержание ароматических углеводородов и спиртобензольных смол в сырье составляет 23,31 и 3,56 % масс., соответственно.

Легкий газойль с установки каталитического крекинга характеризуется высоким содержанием ароматических углеводородов (60,9 % масс.), при этом содержание смолистых веществ в легком газойле установки каталитического крекинга составило 1,8 % масс.

Тяжелый газойль с установки каталитического крекинга характеризуется высоким содержанием ароматических углеводородов – 71,9 % масс., при этом содержание смол в тяжелом газойле составляет 2,6 % масс., а содержание парафиновых углеводородов – 25,5 % масс.

Бензин, полученный в процессе каталитического крекинга, является одним из основных компонентов в схеме компаундирования [3]. В то же время содержание непредельных углеводородов, серы и бензола в товарном продукте является одним из определяющих критериев в процессе компаундирования бензинов различных марок, количество которых в товарных бензинах, в большей степени, зависит от качества бензинов каталитического крекинга.

Выполнены лабораторные анализы бензина с установки каталитического крекинга С-200 КТ-1/1 методом газо-жидкостной хроматографии. Исследования проведены с применением газового хроматографа «ХРОМАТЕК – КРИСТАЛЛ 5000» исполнение 2 с пламенно-ионизационным детектором, программного обеспечения «Хроматэк Аналитик» для управления, сбора и обработки хромато-графической информации, капиллярной колонки ДВ-1, 100*0,25*0,5.

В таблице 2 приведены результаты определения группового состава бензиновой фракции.

Таблица 2

Групповой состав бензиновой фракции с установки каталитического крекинга

Группа углеводородов	Содержание, % масс.
Н-парафины	3,511
И-парафины	27,526
Нафтены	9,453
Ароматические углеводороды	41,456
Олефины	16,335
Оксигенаты	0,116
Неидентифицированные углеводороды	1,902
Сумма	100,000

Результаты определения группового состава бензиновой фракции с установки каталитического крекинга показали, что, бензин характеризуется высоким содержанием олефиновых, изопарафиновых и ароматических углеводородов. Такой состав обусловлен химизмом процесса каталитического крекинга. Олефиновые углеводороды образуются в ходе реакций крекинга и деалкилирования ароматических углеводородов и нафтенов сырья. Высокое содержание ароматических углеводородов и изопарафинов обусловлено протеканием реакций изомеризации парафинов и перераспределения водорода, в ходе, которой реагентами являются нафтены и олефины, а продуктами ароматические углеводороды и изопарафины [4].

Таким образом, исследуемое сырье является благоприятным в технологии каталитического крекинга с точки зрения получения высокого выхода бензиновой фракции и жирного газа, богатого пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракциями, поскольку в составе вакуумного дистиллята более 70 % насыщенных углеводородов. Полученные фракции в дальнейшем будут исследованы с применением хромато-масс-спектрометрии. Результаты работы будут использованы при адаптации математической модели процесса каталитического крекинга к установке С-200 КТ-1/1 одного из нефтеперерабатывающих заводов Казахстана.

Литература

1. Надиров Н. К. Нефтегазовый комплекс Казахстана // Нефть и газ. – 2000. - № 3. – С9.
2. Буканова А. С. Нефти Казахстана // вестник АГТУ. – 2008. - №2(43). С. 236 – 238.
3. T. Adzamic, K. Sertic-Bionda, M. Muzic. Моделирование крекинга с флюидизированным катализатором с непрерывной экстрагируемой десульфуризацией. Нефтегазовые технологии. - № 5. – 2011. – С. 79 – 82.
4. Хаджиев С. Н. Крекинг нефтяных фракций на цеолитсодержащих катализаторах. – М.: Химия, 1982, – 276 с.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕРАВНОВЕСНОЙ ПЛАЗМЫ БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА ДЛЯ
ПОЛУЧЕНИЯ ОКСИ ПРОПИЛЕНА И ДРУГИХ ЦЕННЫХ ОКСИГЕНАТОВ**

А. Н. Очередыко, А. Ю. Рябов

Научный руководитель, старший научный сотрудник С.В. Кудряшов
*Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Томск, Россия*

В настоящее время окись пропилена, широко применяемая в нефтехимическом синтезе для производства растворителей, ПАВ, спиртов, полиуретана, производится в основном гидропероксидным методом, который позволяет достигать 95–99% выхода окиси пропилена при взаимодействии пероксида водорода и пропилена в присутствии титан-кремниевого катализатора. Однако, высокая стоимость, как катализатора, так и пероксида водорода, а также зависимость экономической эффективности метода от рынка сбыта побочных продуктов, заставляет искать более дешёвые способы производства окиси пропилена [1].

В настоящее время для получения химической продукции, упрочнения поверхности различных материалов, очистки воздуха от вредных примесей и т.д. исследуется возможность применения различных видов газовых разрядов. Их привлекательность заключается в высокой химической активности неравновесной плазмы, что обусловлено образованием большого количества активных частиц (возбуждённых молекул, радикалов) в её объёме. В таких условиях реакции с большой энергией активации могут протекать селективно и с высокой скоростью при более низких температурах, без участия катализаторов. Среди различных типов разряда привлекает внимание барьерный (БР), который формируется между электродами, хотя бы один из которых покрыт диэлектриком [2]. БР имеет низкие требования к составу сырья и позволяет обрабатывать его при атмосферном давлении и комнатной температуре в установках проточного типа.

Однако практическая реализация методов синтеза ценных продуктов и обработки углеводородного сырья с использованием плазмохимии сдерживается многокомпонентностью неравновесной плазмы и множеством одновременно протекающих в ней процессов, что приводит к сложности диагностики активных частиц и, как следствие, к трудности исследования механизмов плазмохимических реакций.

В связи с этим целью данной работы явилось изучение закономерностей процесса окисления газообразных олефинов в плазме барьерного разряда в условиях эффективного удаления продуктов реакции из зоны действия разряда, определение оптимальных условий получения окиси пропилена.

Эксперименты по окислению газообразных олефинов в барьерном разряде проводились в плазмохимическом реакторе коаксиальной конструкции (рис. 1). Конструкция реактора позволяла эффективно выводить продукты реакции из зоны действия разряда путём их растворения в плёнке октана (воды), стекающей в охлаждаемый приёмник. Плёнка образуется из подаваемых одновременно с газовой смесью в реактор его паров, конденсирующихся на охлаждаемых стенках реактора.

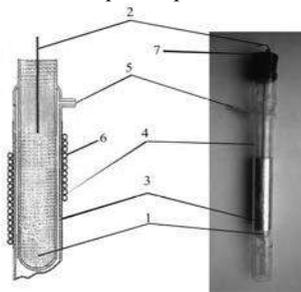


Рис. 1. Схема и внешний вид плазмохимического реактора с барьерным разрядом: (1) высоковольтный электрод (насыщенный при комнатной температуре раствор NaCl), (2) медный электрод, (3) заземленный электрод, (4) разрядный промежуток, (5) – входной итуцер, (6) – охлаждающий змеевик (на фото не показан), (7) – изолирующая пробка (на схеме не показана).

Окисление этилена, пропилена, бутилена в БР, показало, что основными продуктами их окисления являются соответствующие окиси, карбонильные и гидроксильные соединения (таблица 1). Продукты глубокого окисления и отложения на стенках реактора не обнаружены. Селективность образования окисей в ряду этилен – бутилен имеет тенденцию к росту.

Были проведены исследования влияния различных экспериментальных параметров на процесс окисления газообразных олефинов на примере пропилена. В результате изучения влияния параметров высоковольтных импульсов напряжения и величины разрядного промежутка на состав продуктов окисления и конверсию

пропилена было показано, что набор продуктов окисления пропилена, постоянен и не зависит от параметров импульса, активной мощности разряда и разрядного промежутка реактора. Однако их влияние на конверсию пропилена и селективность образования продуктов окисления позволяет обоснованно подойти к выбору параметров генераторов, питающих разряд, и режимов их работы. Для дальнейших экспериментов использовался наиболее эффективный в данных условиях генератор 3, характеризующийся стабильной работой и наименьшими энергозатратами, и реактор, в котором образуются продукты в достаточном для их достоверного анализа количестве.

Таблица 1

Состав продуктов окисления олефинов в барьерном разряде

Олефин	Продукты окисления	Селективность образования, % масс.
Этилен	Окись этилена	10,4
	Метанол	37,8
	Ацетальдегид	29,7
	Этанол	11,8
	Неидентифицированные	10,3
Пропилен	Окись пропилена	45,0
	Метанол	8,3
	Ацетальдегид	9,7
	Ацетон	3,2
	Этанол	2,3
	Пропаналь	26,5
	Акролеин	1,7
	Аллиловый спирт	1,3
	Неидентифицированные	2,0
Бутилен	Окись бутилена	40,8
	Метанол	7,2
	Ацетальдегид	7,3
	Этанол	2,8
	Ацетон	15,0
	Бутанон	22,8
Неидентифицированные	4,1	

Изучение зависимости конверсии пропилена, и селективности образования продуктов реакции от содержания кислорода в исходной смеси показало, что с ростом доли кислорода в смеси с пропиленом конверсия последнего возрастает. Селективность образования окиси пропилена увеличивается, селективность образования ацетона снижается, а пропаналь – практически не меняется. В оптимальных условиях (смесь 91 % об. кислорода и 9 % об. пропилена) выход окиси пропилена составил 45,0 масс. %, пропаналь – 26,5 масс. %, ацетона – 3,2 масс. %, конверсия пропилена составила 12,9 масс. %. Следует отметить, что максимальный достигнутый выход окиси достигает, а в некоторых случаях превышает выход этого продукта в современных термokatалитических процессах [1].

Расход октана оказывает слабое влияние на процесс окисления пропилена в плазме барьерного разряда. Увеличение объемного расхода октана приводит к незначительному росту селективности образования окиси пропилена, конверсия пропилена при этом уменьшается с 10,4 до 6,8 % масс.

С целью изучения использования более дешёвого, чем кислород, окислителя было исследовано окисление пропилена воздухом. Показано, что набор продуктов окисления пропилена, не изменяется. Селективность образования окиси пропилена снижается с 45,0 до 22,7 масс. %, ацетона – увеличивается с 3,2 до 21,8 масс. %. Конверсия пропилена также снижается с 12,9 до 7,5 масс. %.

Также с целью использования более доступного растворителя для вывода продуктов из зоны действия разряда было исследована возможность замены октана дистиллированной водой. В ходе экспериментальной работы было установлено, что, добавление воды в исходную газовую смесь не оказывает заметного влияния на электрические характеристики разряда. К продуктам окисления пропилена, по сравнению с окислением с октаном в присутствии воды добавляется только уксусная кислота в небольшом количестве (~ 6 масс. %), выход окиси пропилена снижается с 45 до 30 масс. %, выход остальных продуктов окисления изменяется слабо. Конверсия пропилена возрастает с 12,9 масс. % при использовании октана до 15,4 масс. % при использовании воды.

Таким образом, полученные экспериментальные данные позволяют рассматривать плазмохимический способ получения окиси пропилена как перспективный в практическом плане и альтернативный каталитическим методам.

Литература

1. Nijhuis A.T., Makkee M., Moulijn J.A., Weckhuysen B.M., The Production of Propene Oxide: Catalytic Processes and Recent Developments // Industrial & engineering chemistry research, 2006. – V. 45. – P. 3447–3459.
2. Самойлович В. Г., Гибалов В. И., Козлов К. В., Физическая химия барьерного разряда. М.: Изд-во МГУ, 1989. – 176 с.

ВЛИЯНИЕ O₂ И CO₂ НА ОЧИСТКУ УГЛЕВОДОРОДОВ ОТ СЕРОВОДОРОДА

А.Н. Очередыко, А.Ю. Рябов

Научный руководитель старший научный сотрудник С.В. Кудряшов

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В 2014 г. в России добыто 64010,2 млрд. м³, попутного нефтяного газа (ПНГ), доля сжигания которого в факельных установках составила в среднем 16% [7]. При сжигании факельных газовых выбросов теряется энергетический ресурс, ценное углеводородное сырье для получения широкого ряда нефтехимических продуктов, наносится негативное воздействие окружающей среде. В такой ситуации разработка новых способов переработки ПНГ является весьма актуальной. В частности использование плазмохимии для этих целей может оказаться очень удобным и эффективным.

Литературные данные последних десятилетий показывают значительный интерес исследователей к плазмохимическим методам конверсии сероводорода при очистке газов, при получении серы, водорода [6 – 3] в различных видах газового разряда, в том числе барьерного (БР). БР реализуется при атмосферном давлении и комнатной температуре, а очистка не требует предварительной подготовки сырья, использования катализаторов и осуществляется в одну стадию при минимальной конверсии основного сырья. Предлагаемый способ очистки может показать свою экономическую эффективность для подготовки ПНГ на малых и средних месторождениях, на которых применение традиционных методов очистки газов [1, 3, 5] будет экономически неэффективным.

В данной работе представлены результаты исследования влияния добавок кислорода и углекислого газа на процесс очистки смесей сероводорода и метана, пропан-бутановой смеси (ПБС) от сероводорода в плазме. Изучены зависимости конверсии сероводорода, углеводородов и энергозатрат на удаление сероводорода от содержания сероводорода в исходных газовых смесях.

Для экспериментов использовался газоразрядный металлический реактор с одним диэлектрическим барьером и стеклянный реактор с двумя диэлектрическими барьерами. Разряд в реакторах возбуждался высоковольтными импульсами напряжения, подаваемыми от генератора. Амплитуда высоковольтных импульсов напряжения и частота их повторения равнялись 9 кВ, 2000 Гц, активная мощность разряда –8,7 Вт. Объемная скорость подачи исходной смеси составляла 60 см³/мин, начальное содержание сероводорода в исходной смеси было постоянным – 3 % об.

В результате экспериментов показано (рис. 2), что добавки газов приводят к росту конверсии сероводорода и в метане, и в ПБС. Для смесей сероводорода с метаном максимальная конверсия сероводорода составила 92,2 % об.

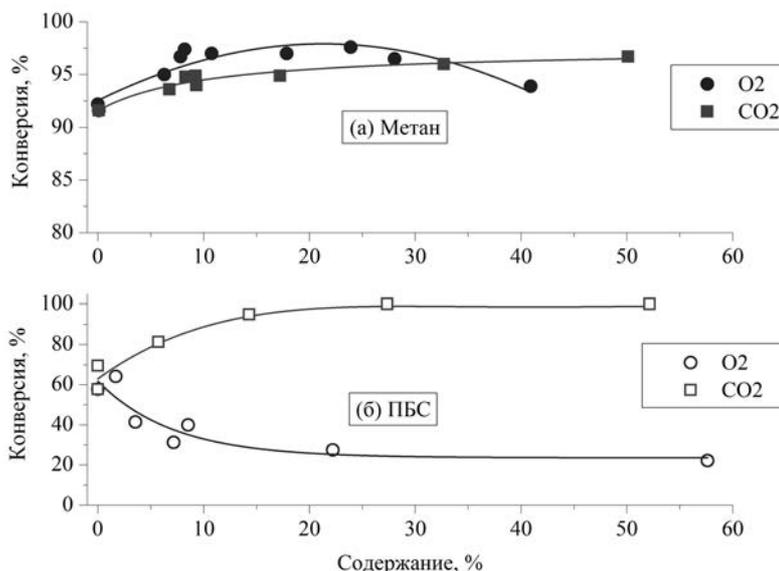


Рис. 1. Конверсия сероводорода: (а) – в смесях метаном (двухбарьерный реактор), (б) – в смесях с ПБС (однобарьерный реактор) в зависимости от содержания углеводородного газа.

При добавлении 8 % об. кислорода конверсия сероводорода возрастает до 97,4 % об., а при добавлении 50 % об. CO₂ – до 96 % об., при этом энергозатраты на удаление сероводорода из метана возрастают с 52 кВт· ч/кг до 84 и 66 кВт· ч/кг для смесей метана с добавками кислорода и углекислого газа соответственно. При удалении сероводорода из ПБС конверсия ниже, чем для метана и составляет 57,7 % об. Однако при добавлении кислорода максимальная конверсия сероводорода достигается при концентрации кислорода уже 2 % об. и составляет 64,1 % об. В случае добавления CO₂ конверсия сероводорода 100 % наблюдается для смеси с добавкой 27 % об. углекислого газа. Энергозатраты на удаление сероводорода из его смеси с ПБС выше, чем для метана, и составляют 165 кВт· ч/кг для ПБС без добавок, 198 кВт· ч/кг для смесей ПБС с добавкой кислорода и 108 кВт· ч/кг для смесей с добавкой углекислого газа.

В условиях БР состав послереакционной газовой фазы представлен как в случае метана, так и ПБС в основном водородом, C₂-C₄ углеводородами и смесью CO+CO₂, в метане также был обнаружен метилмеркаптан. Основными продуктами превращения сероводорода и углеводородов являются высокомолекулярные сероорганические соединения, оседающие на стенках реактора. Исследованы: ИК-спектры полимера, его элементный состав, хромато-масс-спектры экстрактов полимера на стенках реактора (на примере смесей с метаном), состав газовой фазы в реакторе.

Ранее нами был исследован элементный состав депозита, образующегося при воздействии БР на смесь метан-сероводород (3 % об.). Было показано, что депозиты, полученные в атмосфере метана и ПБС, имеют близкий элементный состав. Элементный состав депозита приведен в таблице 1.

Таблица 1

Элементный состав депозита (смесь метан-сероводород, 3 % об.)

Элемент	C	H	S
Содержание, % моль.	26	58	16

Из таблицы видно, что высокое содержание водорода в депозите, позволяет отнести его к мягким полимерам из аморфного гидрогенизированного углерода (a-C:H), обладающими низкой плотностью [2]. При анализе элементного состава депозита, образующегося при удалении сероводорода из метана с добавками кислорода, воздуха и оксида углерода, получены близкие значения содержания элементов C:H:S.

Достоверно определить содержание кислорода в депозите не удастся, поскольку он интенсивно окисляется и после извлечения из реактора. Представление о динамике окисления депозита из смеси метан/ПБС-сероводород (3% об.), можно получить на основании изменения интенсивности полос поглощения в ИК-спектрах образцов, записанных в разное время после их извлечения из реактора (рис. 3). Видно, что с течением времени в спектре увеличивается интенсивность полос поглощения, характерных для гидроксильной, сульфокислотной, сульфокислотной, сульфонной групп. Это свидетельствует о значительном количестве дефектов в молекулярной структуре депозита, преимущественно связанных с разрывом C-C и C-H-связей, которые стимулируют протекание реакций окисления на поверхности и, возможно, в его объеме. Это явление обычно для только что полученных a-C:H-материалов [2].

Независимо от способа получения депозита при очистке углеводородных газов от сероводорода, он хорошо растворяется в различных растворителях, и может быть легко удален со стенок реактора.

В экспериментах с добавлением кислородсодержащих газов получены серии экстрактов с использованием ацетона, бензола, н-гексана и спирта. Наибольшую растворимость депозит показал в ацетоне и бензоле, менее всего в спирте. Отметим, что для ацетона и бензола характерна экстракция полисульфидных соединений циклического и линейного строения, а для гексана преимущественно линейного строения.

В результате хромато-масс-спектрометрического анализа ацетоновых экстрактов депозита, полученного при удалении сероводорода из метана с добавлением углекислого газа и кислорода было установлено, что с добавлением кислородсодержащих газов происходит образование сульфонов различного строения. Наблюдается снижение содержания полисульфидных соединений циклического строения для случая с CO₂ и значительного уменьшения всех полисульфидных соединений циклического и линейного строения для случая с кислородом (воздухом).

Таким образом, показана высокая эффективность использования БР для очистки углеводородных газов, протекающей практически без потери углеводородного сырья. Установка каскада реакторов позволит увеличить глубину удаления сероводорода, а незначительное увеличение энергозатрат на удаление сероводорода при добавлении газов компенсируется низкой конверсией углеводородного сырья. Полученные экспериментальные закономерности при исследовании процесса удаления сероводорода из углеводородных смесей позволяют говорить о возможности разработки базовой технологии удаления сероводорода в плазме барьерного разряда.

Литература

1. Pandey R.A., Malhotra S. Desulfurization of Gaseous Fuels with Recovery of Elemental Sulfur: An Overview // *Critical Reviews: Environmental Science Technologie*, 1999. – V. 29. – № 3. – P.229–268.
2. Robertson J. Diamond-like amorphous carbon // *Materials Science and Engineering: R: Reports*, 2002. –V. 37. – P. 129–281.
3. Sekine Y., Yamadera M., Matsukata J., Kikuchi E. Simultaneous dry reforming and desulfurization of biomethane with non-equilibrium electric discharge at ambient temperature // *Chemical Engineering Science*, 2010. – V. 65. – № 1. – P.487–491.
4. Suhr H., Shmid H., Walter H.G. Desulfurization of thiophenes by radio-frequency plasma processing // *Plasma Chemistry and Plasma Processing*, 1981. – V. 1. – P. 179–182.
5. Yildirim Ç., Kiss A.A., Hьser N., LeЯmann K., Kenig E.Y. Reactive absorption in chemical process industry: A review on current activities // *Chemical Engineering Journal*, 2012. – V.213. – P.371–391.
6. Кудряшов С.В., Очередыко А.Н., Рябов А.Ю., Кривцова К.Б., Щеголева Г.С. Очистка метана от сероводорода в барьерном разряде // *Химия высоких энергий*, 2014. – Т. 48. – № 6. – С. 491–495.
7. Минэнерго России: [сайт]. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1215> (дата обращения:27.01.2016).

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АППАРАТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ
УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА С ПРИМЕНЕНИЕМ
ИМИТАЦИОННОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ**

М. О. Писарев, И. М. Долганов, Е. Н. Сизова

Научный руководитель, профессор Е. Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время, в технологии промышленной подготовки углеводородных газов зарекомендовал себя процесс низкотемпературной сепарации, основанный на извлечении жидких углеводородов из газов путем однократной конденсации при пониженных температурах от -10 до -25°C , с газо-гидромеханическим разделением равновесных газовой и жидкой фаз. Процесс отличается низкими капитальными вложениями и эксплуатационными расходами при наличии свободного перепада давления.

Сегодня для прогнозирования работы химического оборудования, в том числе, и в рамках проектирования новых установок, применяются моделирующие системы, описывающие их стационарные режимы работы [1-2].

Целью данной работы являлась разработка и использование имитационной динамической модели процесса низкотемпературной сепарации газа для прогнозирования показателей работы аппаратов действующей технологической установки.

Построение имитационной динамической модели, включает в себя этапы моделирования отдельных аппаратов, входящих в технологическую схему установки.

Проводилось создание математической модели кожухотрубчатого теплообменника, математическое моделирование процессов разделения, регулирующих клапанов и эжекторного оборудования.

Было выполнено сравнение основных показателей работы установки НТС, рассчитанных по модели, с фактическими данными реально эксплуатируемой установки, а также с результатами расчета в одном из современных моделирующих пакетов химико-технологических процессов. Погрешность не превышает 10 %, что для области применения данного программного комплекса является удовлетворительным. При повышении давления в первом сепараторе с 5,57 МПа до 7,45 МПа расход жидкости уменьшается с 82 до 35 т./сут. Это объясняется наличием ретроградного явления.

При совершении возмущения на определенном участке технологической схемы изменение режимов работы аппаратов не происходит мгновенно, а распространяется постепенно. Причем, чем дальше находится аппарат от источника, тем большее количество времени необходимо на восприятие возмущения и возврат системы в стационарное состояние.

На рис 1а, 2а представлено поведение системы при изменении точки росы и давления сырья в аппараты. На рис 1б, 2б показано изменение этих же параметров в течение первых двух минут.

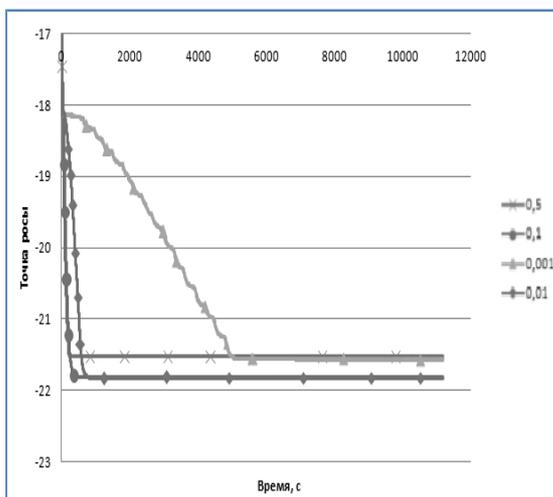


Рис. 1а. Зависимость точки росы в сепараторе третьей ступени от скорости закрытия клапана

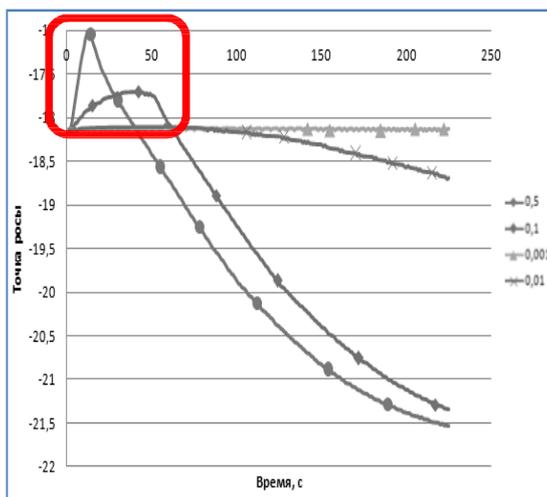


Рис. 1б. Зависимость точки росы в сепараторе третьей ступени от скорости закрытия клапана в течение первых 2 минут

2 минут

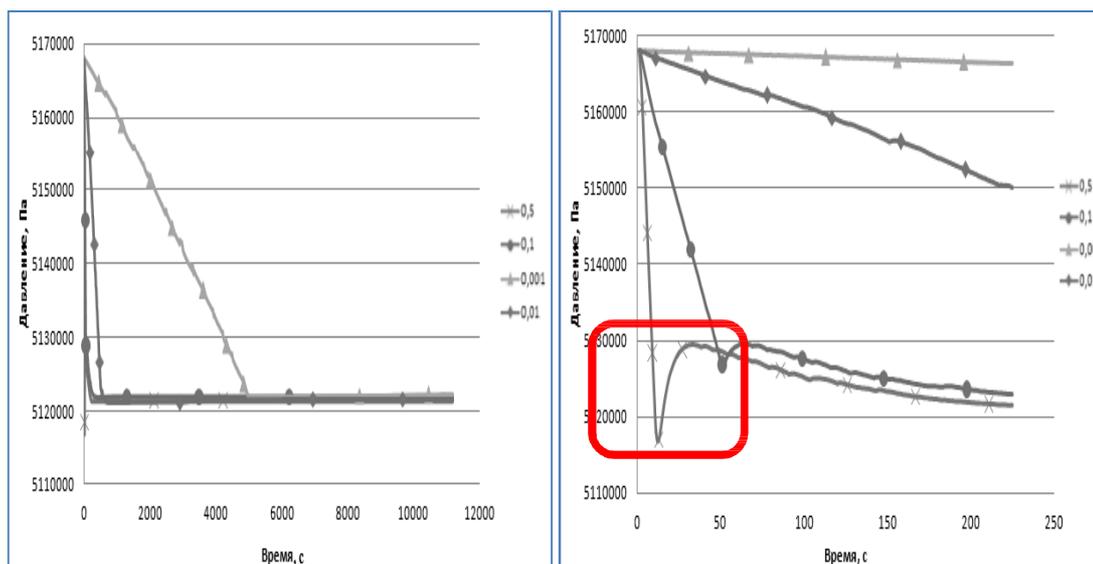


Рис. 2а. Зависимость давления в сепараторе третьей ступени от скорости закрытия клапана

Рис. 2б. Зависимость давления в сепараторе третьей ступени от скорости закрытия клапана в течение первых 2 минут

В работе проведены исследования с применением разработанной динамической модели, при этом на систему осуществлялось воздействие за счет изменения степени закрытия регулирующих клапанов. В зависимости от скорости закрытия клапана мы можем наблюдать изменения точки росы и давления перед сепаратором третьей ступени.

Были выбраны скорости закрытия клапана 0,5; 0,1; 0,01 и 0,001.

На рис 1а можно увидеть, что при выбранных скоростях 0,5 и 0,1 наблюдается очень резкое снижение точки росы, что не удовлетворяет. Наиболее подходят скорости 0,01 и 0,001. На рис 1б мы можем наблюдать за системой в течение первых двух минут, откуда видно, что при первых выбранных скоростях в начале процесса, возникает резкое возрастание точки росы. Такого явления для других скоростей 0,01 и 0,001 не наблюдается, а происходит снижение точки росы постепенно.

На рис 2а и 2б можно увидеть резкий перепад давлений, который характеризует гидроудар, что отрицательно влияет на систему. На рис 2б при выбранной скорости 0,5 возникает очень сильный гидроудар, потому что давление очень сильно падает от 5167984 Па до 5119907 Па, затем начинает возрастать и постепенно устанавливается. Такую же картину можно наблюдать при скорости 0,1, но удар будет не такой силы, но все же он наблюдается. Если скорость закрытия клапана будет не большая, то гидроудара не наблюдается, что прослеживается по рисункам при выбранных скоростях 0,01 и 0,001.

Проанализировав, можно сказать, что наиболее приемлемой скоростью можно считать 0,01, так как при скоростях 0,5 и 0,1 наблюдается гидроудар и резкое снижение точки росы, а при 0,001 процесс протекает продолжительно.

Применение имитационной динамической модели, способной отражать в динамическом режиме переходные процессы в аппаратах химико-технологической системы, позволит оценить последствия перехода с одного стационарного режима на другой и определить их продолжительность.

Другое возможное применение имитационной динамической модели – формирование и развитие навыков управления установкой НТС в условиях нормальной эксплуатации и в нештатных ситуациях.

Таким образом, разработаны математические модели теплообменного, сепарационного, эжекционного оборудования и регулирующей арматуры химико-технологической системы процесса подготовки газа и газового конденсата. На основе математических моделей разработана имитационная динамическая модель процесса низкотемпературной сепарации газа, пригодная для использования в качестве компьютерного тренажера. Рассмотрен один из основных факторов, влияющих на эффективность процесса низкотемпературной сепарации газа: точка росы и давления.

Литература

1. Долганов И. М. , Иванчина Э. Д. , Кравцов А. В. , Киргина М. В., Романовский Р. В. , Францина Е. В. Система моделирования процесса получения линейных алкилбензолов с учетом рециркуляции сырья // Химическая промышленность сегодня. – 2012. – Вып. 1. –С.33–42.
2. Ивашкина Е.Н., Хлебникова Е.С., Беккер А.В., Белинская Н.С. Исследование процесса смешения реагентов в технологии алкилирования бензола этиленом с использованием методов вычислительной гидродинамики // Химическая промышленность сегодня. – 2014. – № 8. –С.46-56

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОТСТАИВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

К. А. Полякова

Научный руководитель, доцент Е. А. Кузьменко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных этапов при промышленной подготовке нефти является процесс обезвоживания [1, 4], который осуществляется, в результате разрушения водонефтяной эмульсии. Водонефтяные эмульсии образуются при интенсивном перемешивании нефти и пластовой воды в процессе её добычи и движения по промышленным коммуникациям [3]. Отсутствие эффективных методик расчета остаточной обводненности нефти затрудняет моделирование и проектирование промышленных установок. Учесть влияние процессов каплеобразования при моделировании процесса обезвоживания нефти без экспериментальных данных в системах с реальными жидкостями практически невозможно.

Поэтому целью данной работы являлось изучение процесса обезвоживания для различных нефтей месторождений Западной Сибири при проведении экспериментальных исследований с приготовленными на их основе искусственными эмульсиями.

Исследования были проведены для проб трех нефтей, физико-химические свойства которых определялись по стандартным методикам в лаборатории «Природные энергоносители» Томского политехнического университета (табл. 1). Методика эксперимента подробно изложена в работе [2]. Наблюдались размеры капель в свежеприготовленных эмульсиях и динамика отделения водной фазы.

Таблица 1

Физико-химические характеристики нефтей

Показатели	Нефть		
	Проба 8 (Конторовичское)	Проба 31 (Соболиное)	Проба 59 (Грушевое)
Плотность при 20 °С, кг/м ³	826,5	862,2	814,6
Кинематическая вязкость при 20 °С, м ² /с при 50 °С, м ² /с	3,697	11,442	2,751
	2,298	4,864	1,285
Содержание парафинов, масс. %	Не определялось	0,98	0,03
Содержание, масс. %: асфальтенов, смола	Не определялось	1,03 14,33	0,01 0,19

Приготавливались эмульсии на основе воды, отстоявшейся в пробах нефти, отобранных на месторождениях, для проведения анализа (пластовой воды), раствора поваренной соли (40 г/л) в дистиллированной воде и растворе поваренной соли (40 г/л) в водопроводной воде.

Использование для приготовления эмульсий раствора на основе дистиллированной воды приводит к образованию мелкодисперсных очень стойких эмульсий, что затрудняет процесс их обезвоживания. Использование воды, слитой из проб, дает быструю динамику процесса отстаивания и слабую чувствительность к изменению параметров эксперимента. Поэтому основные исследования проводились с эмульсиями, приготовленными на основе раствора соли в водопроводной воде.

При приготовлении эмульсий использовались два режима перемешивания: 1000 об/мин и 2000 об/мин. Приготовленные при режиме перемешивания 3000 об/мин эмульсии были мелкодисперсными и практически не отстаивались.

В таблице 2 приведены результаты исследования процесса отстаивания водонефтяных эмульсий с различной начальной обводненностью, при различных температурах, подготовленных при разных режимах перемешивания.

Таблица 2

Исследование процесса отстаивания водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе нефти пробы 8 (Конторовичское)

Показатели	Начальная обводненность, W, об. %	Температура, °С (время завершения процесса отстаивания)			
		20		50	
		Режим перемешивания (v ₁ =1000 об/мин, v ₂ =2000 об/мин)			
		v ₁	v ₂	v ₁	v ₂
Количество отстоявшейся воды, об. %	10	8 (5 мин)	8 (80 мин)	10 (8 мин)	9 (26 мин)
	20	19 (40 мин)	18 (90 мин)	20 (10 мин)	19 (10 мин)
	30	29 (24 мин)	24 (34 мин)	29 (15 мин)	28 (12 мин)

Можно отметить, что большее количество отстоявшейся воды соответствует исследованиям эмульсий, полученных при режиме перемешивания 1000 об/мин. Это объясняется тем, что при более интенсивном перемешивании образуется большее количество мелкодисперсных капель водной фазы, которые остаются во взвешенном состоянии. Также наблюдается увеличение времени завершения процесса отстаивания с увеличением интенсивности перемешивания при приготовлении водонефтяных эмульсий.

С повышением температуры увеличивается количество отделившейся воды и уменьшается время завершения процесса отстаивания. При температуре 20 °С наблюдается экстремальная зависимость времени завершения процесса отстаивания от начальной обводненности эмульсии. При температуре 50 °С этой зависимости не наблюдается.

С использованием пластовой воды были приготовлены эмульсии на основе трех нефтей с начальной обводненностью 20 об. %. Результаты исследования процессов отстаивания данных эмульсий приведены в табл.3.

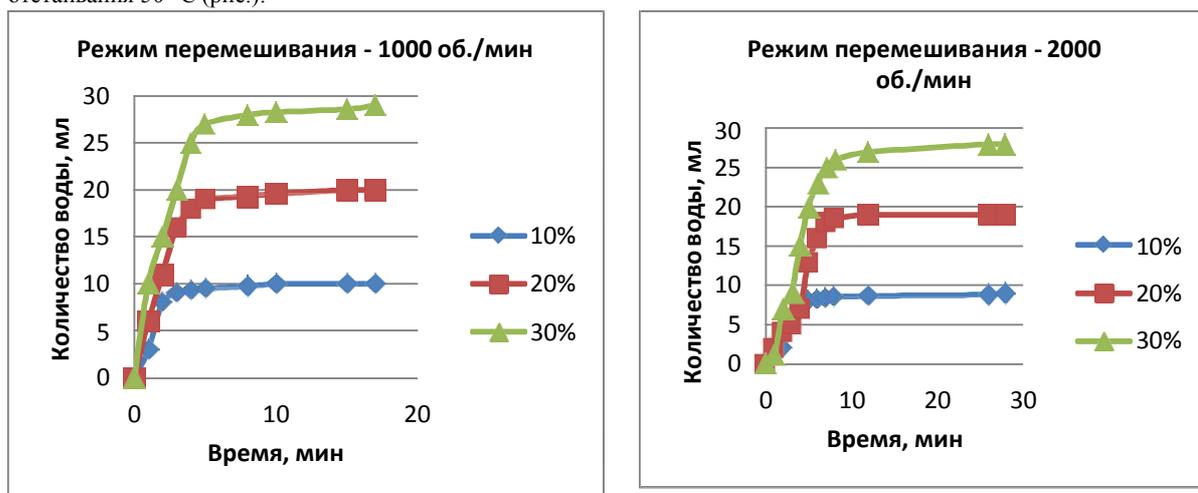
Таблица 3

Исследование процесса отстаивания водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе различных нефтей и пластовой воды (температура процесса отстаивания 20 °С)

Показатели	Нефть, начальная обводненность 20 об. % ($v_2=2000$ об/мин)		
	Проба 8 (Конторовичское)	Проба 31 (Соболиное)	Проба 59 (Грушевое)
Количество отстоявшейся воды, об. %	18,5	18	19
Время завершения процесса отстаивания, мин	11	15	7

Меньшее количество отделившейся воды и наибольшее время отстаивания соответствует эмульсии, приготовленной на основе нефти Соболиного месторождения, характеризующейся наибольшими значениями плотности, вязкости, содержания парафинов, асфальтенов и смол.

Исследовалась динамика процесса отстаивания эмульсий, приготовленных на основе пробы 8 и соленой водопроводной воды с 10, 20 и 30 об. % при режимах перемешивания 1000 и 2000 об/мин при температуре отстаивания 50 °С (рис.):



Динамика процесса отстаивания водонефтяных эмульсий при температуре 50°С

Для эмульсий, приготовленных при менее интенсивном режиме перемешивания характерны меньшая остаточная обводненность, меньшее время завершения процесса отстаивания и большая скорость в начале развития процесса.

Выполненные экспериментальные исследования позволят получить зависимость между гидродинамическим режимом образования водонефтяной эмульсии (интенсивностью перемешивания) и размерами капель воды в ней, связать динамику процесса отстаивания с влиянием свойств нефти и температуры.

Таким образом, результаты данной экспериментальной работы представляют практический интерес для целей математического моделирования процесса отстаивания с возможностью прогнозирования и оптимизации промышленных процессов.

Литература

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий//Нефтепромышленное дело. – 2013. – №5. – С. 40-42.

2. Ермаков С.А. Прогнозирование технологических показателей подготовки нефти в зависимости от свойств продукции, поступающей на установку подготовки // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 5. – С. 102–118.
3. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – 3-изд., стереотипное. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005 – 319 с.
4. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 417 с.

**ПРОИЗВОДСТВО БРИКЕТИРОВАННОГО ТОПЛИВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТХОДОВ
ПИРОЛИЗА АВТОШИН И СВЯЗУЮЩЕГО ВТОРИЧНОГО ПОЛИМЕРА**

В. А. Попов

Научные руководители, доцент А. В. Папин, доцент А. Ю. Игнатова
*Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачёва,
г. Кемерово, Россия*

На сегодняшний день одним из главных факторов, загрязняющих окружающую среду в мире, является рост количества отработанных шин. С каждым годом количество пневмоколесного транспорта на душу населения увеличивается, что приводит к появлению огромного количества отработанных шин. В России данная проблема имеет высокий уровень актуальности. В нашей стране ежегодно выходит из эксплуатации около 1 млн. тонн шин, а учитывая, что в одну тонну шин входит около 650 кг резины, 150 кг текстиля, 200 кг металла, амортизированную шину можно считать важным источником вторичного сырья [11, 13].

Отработанные шины крайне огнеопасны, и в случае возгорания температура их горения близка температуре горения каменного угля. При горении шин, в атмосферу выбрасываются вредные продукты сгорания, в том числе канцерогены [1]. Данные отходы очень специфичны, не поддаются гниению, саморазрушению, занимают земельные площади, загрязняя населенные пункты, водоёмы и воздух.

В тоже время отработанные шины являются ценным источником вторичного сырья и могут быть использованы для производства альтернативного топлива. В мире существует множество методов переработки отработанных шин: сжигание, переработка в крошку, захоронение, восстановление, пиролиз [2, 7]. Методам утилизации шин посвящено множество научных трудов [3, 4, 5, 10].

Наиболее перспективным из ныне известных методов является термическое разложение углеводородного сырья или так называемый пиролиз [5]. Продуктами данного метода являются: газ, жидко топливная фракция, углеродосодержащий остаток и металлокорд. С помощью пиролиза можно перерабатывать целые шины. В печатных работах Яцун А.В. и др. приводятся данные проведения пиролиза автошин в электромагнитном поле микроволнового диапазона на опытной СВЧ установке [14]. Ими доказана ценность продуктов пиролиза. Макитра Р.Г., Мидяна Г.Г. и др. предлагают совместный пиролиз отработанных шин в смеси с углём для получения жидкого топлива [6]. Наибольший интерес из продуктов пиролиза представляет твердый остаток – низкокачественный углерод. Он имеет повышенную зольность, низкое усиливающее действие и загрязнен серой. В работах Папина А.В. и др. предлагается получение композиционного топлива на основе технического углерода пиролиза автошин. Доказано, что твердый остаток пиролиза после специализированных методов очистки можно использовать для получения брикетированного топлива [8].

Нами разрабатывается состав и способ получения формованного топлива из твердого остатка пиролиза автошин, обогащенного методом масляной агломерации, путем брикетирования со связующим. При сжигании топливных брикетов повышается на 25-35 % КПД топочных устройств, снижаются на 15-20 % выбросы сернистого газа, более чем в 2 раза – выбросы твердых веществ с дымовыми газами. Учитывая эти факторы, становится очевидным перспективность перевода котельных на топливные брикеты, при этом существенное изменение конструкций топок не потребуются. Освоение производства топливных брикетов в значительной мере повышает эффективность использования топлива за счет ресурсосбережения [14]. В качестве связующего при брикетировании нами предлагается использовать вторичные полимеры. По нашему мнению, наиболее подходящим связующим для композиционного топлива из твердого остатка пиролиза автошин являются отходы вторполимеров – полиолефинов (ПЭВД, ПЭНД, ПП) и полиэтилентерефталат.

Результаты анализа технического углерода приведены в табл. 1. Данные выхода летучих веществ (ГОСТ 6382-2001), зольности (ГОСТ 11022-95) (метод медленного озоления) и влажности (ГОСТ 11014-2001) были определены по изменению массы навески. Из-за присутствия присадок в резине технический углерод довольно токсичен, поэтому без переработки он не применяется ни как сорбент, ни как топливо, но исходя из данных работы, его можно применять для создания брикетированного топлива.

Таблица 1

Результаты анализа углеродосодержащего остатка пиролиза автошин

Объект испытания	Определяемый компонент	Содержание компонента, % масс.
Низкокачественный технический углерод	Содержание влаги (W^a , % масс.)	0,68-2,2
	Зольность (A^d , % масс.)	9,8-12,7
	Выход летучих веществ (V^{dat} , % масс.)	4,8-8,8

Далее твердый остаток пиролиза автошин измельчался до крупности частиц 0,3 мм, обогащался на установке методом масляной агломерации для получения глубоко обогащённых концентратов. После

концентраты смешивались с жидкой фракцией пиролиза автошин в соотношении 95:5. Зольность полученных концентратов не превышала – 5,5 % масс., из чего следует, что полученный концентрат можно использовать в энергетике, характеристики концентрата представлены в табл. 2.

Таблица 2

Характеристики концентрата на основе твердого остатка пиролиза автошин

A^d , % масс.	4,0-5,5
W^a , % масс.	8,5-10,5
V^{dat} , % масс.	6,0-8,0
Q_s^r , ккал/кг (теплота сгорания)	7600-7800
S_t^d , % мас. (сернистость)	0,5

Полученный обогащенный концентрат смешивали со связующим вторичным полимером (полиэтилен), 8-9 % к массе исходного концентрата, после загружали в пресс форму и помещали в муфельную печь и выдерживали, в течении 30 минут под воздействием температуры в 170 °С, для полного расплавления связующего полимер, после помещали пресс форму под пресс и плавно довели нагрузку до 100 кгс/см² и на выходе получали прочный брикет рис.

*Рис. Образец брикетированного топлива*

В данный момент планируется проведение физико-химических испытаний полученного образца.

Литература

1. C.A. Nau, G.Neal, V.A. Stenbridge, Arch. Indust. Health, 1998, 17, 21.
2. Rapra Review Report. №99, 1997, Rapra Technology Ltd.
3. Валуева, А.В. Перспективы переработки автомобильных покрышек в Кузбассе // Сборник научных трудов SWORLD. – 2012. – Т.7. - № 1. – С. 19-20.
4. Вольфсон С.И. Методы утилизации шин и резинотехнических изделий / С.И. Вольфсон, Е.А. Фафурина, А.В. Фафурин // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 1. – С. 74-79.
5. Лисовский В.А. Переработка утилизированных шин – энергоэффективное мероприятие // Проблемы сбора, переработка и утилизация отходов: Сб. научн.статей. – Одесса: ОЦНТЭИ, 2001. – С. 150–154.
6. Макитра Р.Г., Процессы переработки углей в смеси с резиносодержащими отходами в жидкое топливо / Р.Г. Макитра, Г.Г Мидяна, Д.В. Брык, М.В. Семенюк // Химия твердого топлива. – 2013. – № 3. – С. 43.
7. Максимов, М.А. Создание системы сбора, переработки и утилизации изношенных шин и других резинотехнических изделий в Российской Федерации // Автотранспортное предприятие, 2003. – № 12. – С. 39-41.
8. Папин А.В. Получение композиционного топлива на основе технического углерода пиролиза автошин / А.В. Папин, А.Ю. Игнатова, Е.А. Макаревич, А.В. Неведров // Вестник КузГТУ. – № 2. – 2015. – С. 107-113.
9. Папин А.В. Получение топливных брикетов из тонкодисперсных отходов угледобычи и углепереработки / А.В. Папин, А.Ю. Игнатова, А.В. Неведров, Т.Г. Черкасова // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. - № 5. – 2015. – С. 43-50.
10. Пат. № 2111859 Россия МПК: 6В 29В 17/00 А, 6С 08J 11/10 В Способ переработки резинотехнических изделий / Е.В. Даньшиков, И.Н. Лучник, А.В. Рязанов, С.В. Чуйко // Троицкая технологическая лаборатория. Заяв. 16.03.1995, опубл. 27.05.1998.
11. Сапронов, В.А. Экономическое и экологическое значение проблемы переработки изношенных шин // Сборник «Переработка изношенных шин». – М.: ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ, 1982.
12. Страхов, В.М. Кокс из отходов резины // Кокс и химия. – 2005. – № 2. – С. 35-43.
13. Тарасова, Т.Ф. Экологическое значение и решение проблемы переработки изношенных автошин / Т.Ф. Тарасова, Д.И. Чапалда // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2006. – № 2-2. – С. 130-135.
14. Яцун, А.В. Жидкие продукты пиролиза отработанных автомобильных шин под воздействием СВЧ / А.В. Яцун, Н.П. Коновалов, И.С. Ефименко // Химия твердого топлива. – 2013. – № 4. – С. 60.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РАЗМЕРОВ РЕАКТОРА КОНВЕРСИИ УГЛЕВОДОРОДОВ
НА ЦЕОЛИТАХ

В. В. Романенкова, О. А. Чередниченко

Научный руководитель, доцент М. А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучение свойств объекта на математической модели позволяет спрогнозировать оптимальные конструктивные и технологические параметры работы реактора и сократить время необходимое для масштабного перехода [1].

Цель работы – подбор оптимальных конструктивных и режимных параметров реактора облагораживания углеводородов на цеолитах. Механизм и кинетика превращений углеводородов на цеолитсодержащих катализаторах описаны в многочисленных работах [2].

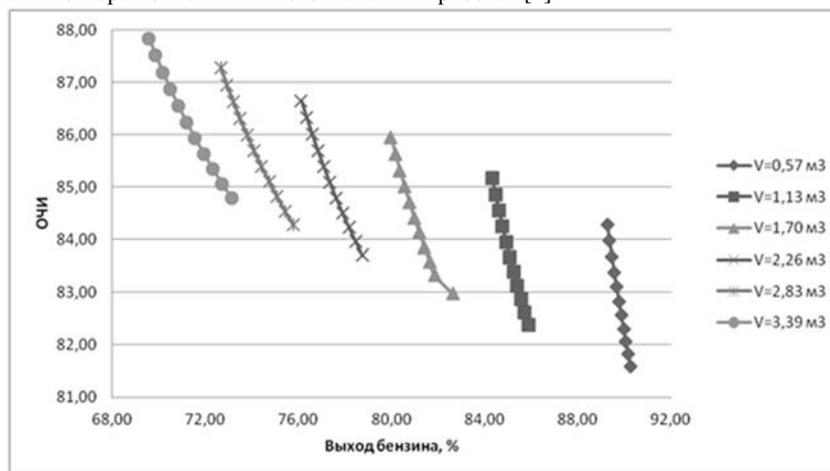


Рисунок 1 – Зависимость октанового числа от выхода бензина при изменении объема реактора

На основе имеющихся данных, была сформирована модельная схема превращений, также проведена оценка термодинамической вероятности протекания этих реакций, построена модель реактора в среде HYSYS Aspen Plus™. Для предварительного расчета в модели были приняты следующие характеристики реактора:

- гидродинамический режим – идеальное вытеснение;
- температура – 335°C;
- давление – 1,5 МПа;
- расход сырья – 3500кг/час.
- катализатор КН – 30. Основные характеристики: структурная форма цеолит типа ZSM – 5, диаметр гранул 3,0 – 4,3 мм, массовые доли в порошке цеолита – оксида кремния 90,0 – 97,6%, оксида алюминия 1,4 – 2,7%, оксида натрия не более 0,1%, оксида железа 0,35 – 1,25%; массовая доля цеолита не менее 80%.

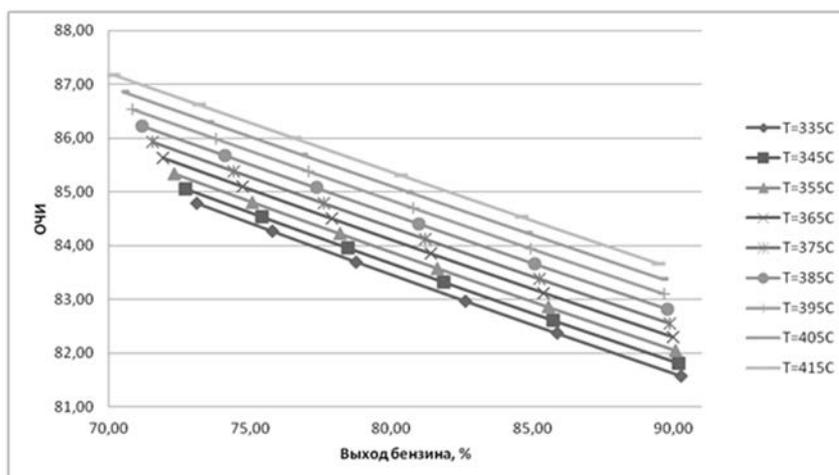


Рисунок 2 – Зависимость октанового числа от выхода бензина при изменении температуры

Также выполнена проверка и установлена адекватность модели экспериментальным данным, достаточная для целей проектирования и масштабирования [3].

Следующим шагом был выбор оптимизируемых параметров, которые позволили сформировать целевую функцию: октановое число и относительный выход бензина. В качестве варьируемых параметров выбраны температура процесса и объем реакционной зоны аппарата. На рисунках 1 и 2, показана связь целевых параметров, для различных значений варьируемых.

Была сформирована целевая функция в безразмерной форме и выполнены расчеты на математической модели в интервалах: температура – $T=335$ ч 435 °С и объем реактора – $V_p=0,57$ ч $3,39$ м³. Вид целевой функции в пространстве оптимизируемых параметров представлен на рисунке 3.

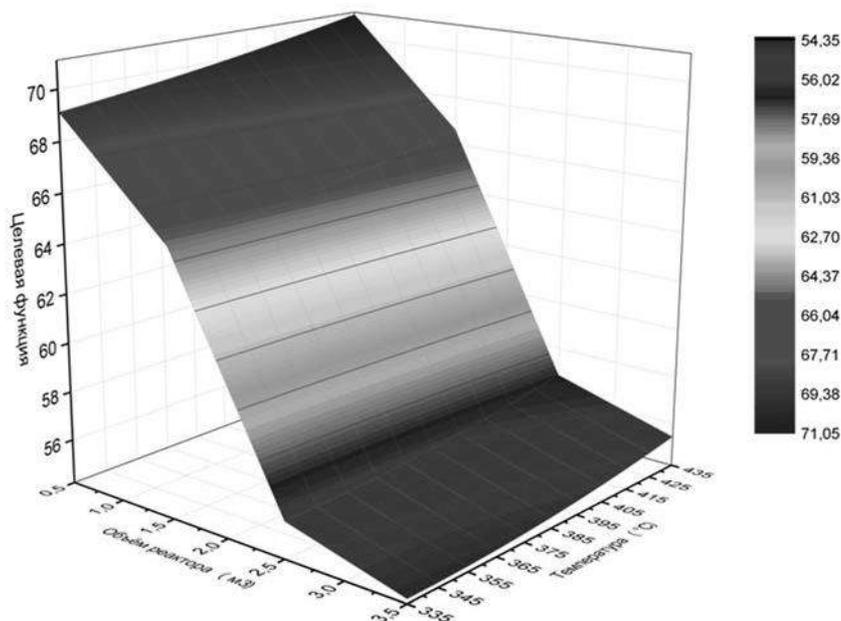


Рисунок 3 – Вид целевой функции

Результаты данной работы позволили сделать следующие выводы:

1. определили оптимальный объем реакционной зоны аппарата и температурный режим процесса;
2. разработанная модель позволяет выполнять оптимизацию режимов при работе на максимальный выход или максимальное октановое число продукта;
3. безразмерный вид целевой функции делает ее удобным инструментом для выполнения экономической оптимизации и оценки энергоэффективности.

Литература

1. Hasan Akhtar Zaidi, Kamal Kishore Pant.; Combined experimental and kinetic modeling studies for the conversion of gasoline range hydrocarbons from methanol over modified HZSM – 5 catalyst. Korean J. Chem. Eng. 2010; 27(5): p. 1404 – 1411.
2. Primo A., Garcia H.; Chem. Soc. Rev. 2014; 43: p. 7548 – 7561.
3. M.A. Samborskaya, V.V. Mashina, O.A. Cherednichenko, A.V. Makarovskikh. Modeling of Reactor of Straight-run Gasoline Fractions Refining on Zeolite Catalysts // Procedia Chemistry. – 2015 – Vol. 15. – p. 237– 244.

**ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ НИЗКОЧАСТОТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И
 ПРИСАДКИ КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ НА КИНЕТИКУ РЕЛАКСАЦИОННЫХ
 ПРОЦЕССОВ В ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ**

Н. С. Рыжова¹, Ю. В. Лоскутова²

Научный руководитель, доцент Е.В. Попок

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Основные проблемы, возникающие при добыче и перекачке парафинистых нефтей, связаны с их пониженной подвижностью, высокой температурой застывания и отложениями парафина на стенках трубопровода. Разработка новых высокоэффективных энергосберегающих технологий освоения нефтяных месторождений, добычи и транспорта, проблемных нефтей для улучшения их текучести и стабильности при хранении тесно связана с изучением особенностей вязкостно-температурного поведения таких нефтей при воздействии внешних факторов в условиях пониженных температур.

Физические методы находят все более широкое применение в нефтяной промышленности из-за их эффективности, экономичности и доступности. При низкочастотной акустической обработке (НАО) нефтяных дисперсных систем ускоряется процесс диффузии жидкой фазы в полости парафина и интенсифицируется процесс его разрушения. Изучение влияния НАО на кинетику осадкообразования и агрегативно-седиментационную устойчивость нефтесодержащих систем проводили на высокопарафинистой малосмолистой нефти Ондатрового месторождения (Томская область), в которой отсутствуют асфальтены, содержится 3,5 % масс. смол, а 6 % масс. парафинов обеспечивают высокую температуру застывания – минус 4,4 °С.

Термостатированную при 0 °С в течение 1 ч нефть НТ обрабатывали 1 и 3 мин на лабораторном вибраторе ЛВ-1 при частоте 50 Гц и виброускорениях до 100g. Кинетику процесса образования нефтяных отложений изучали на установке, основанной на методе «холодного стержня», моделирующей процесс парафиноотложения в потоке нефти в нефтепроводе (НИ ТПУ). Установка состоит из 4 охлаждаемых до 0 °С стальных стержней, помещенных в анализируемые пробы нефти с температурой 25 °С. Количество отложений в динамическом режиме определяли через фиксированные промежутки времени в течение 1 ч. В качестве добавки использовали присадку комплексного действия Difron 3004 (D04), обладающую депрессорными, ингибирующими парафинообразование и диспергирующими свойствами (концентрация в нефти 0,05 % масс.). Результаты исследования приведены на рисунке 1.

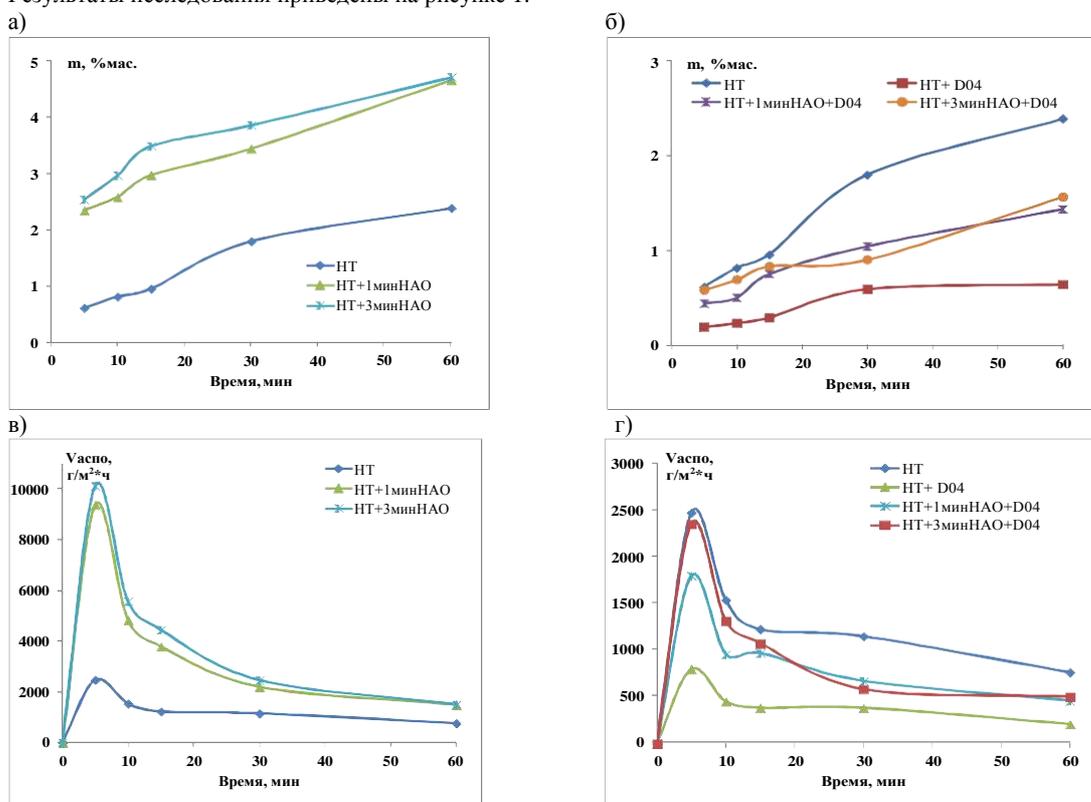


Рисунок 1 – Изменение во времени количества образовавшегося осадка (а, б) и скорости осадкообразования (в, г) нефти Ондатрового месторождения после НАО и ввода присадки

НАО нефти в течение 1 и 3 мин приводит к значительному росту интенсивности осадкообразования, при этом максимальная скорость осадкообразования в первые 10 мин после обработки в 3,1 – 3,6 раз превышает $V_{аспо}$ исходной нефти (рисунок 1 в). Через 30 - 60 минут интенсивности процесса осадкообразования обработанной нефти стабилизируется, но остается выше, чем необработанной. Ввод присадки D04 существенно влияет на процесс осадкообразования: в течение часа после обработки на «холодном стержне» формируется в 3,0 – 3,7 раза меньше осадка, чем в исходной нефти (рисунок 1 б, 1 г). Совместное использование НАО и присадки D04 позволяет снизить количество АСПО на 27 – 49 %.

Изучение агрегативной и седиментационной устойчивости нефти проводили на приборе ИНПН «Кристалл» (ИХН СО РАН). Для этого были получены зависимости амплитуды сигнала А инфракрасного излучения датчика прибора от температуры среды в условиях понижения температуры с постоянной скоростью (рисунок 2) и рассчитаны температуры помутнения $T_{п}$ и кристаллизации $T_{к}$, а также максимум температурного коэффициента кристаллизации $K_{к}$ (dA/dT) (таблица 1).

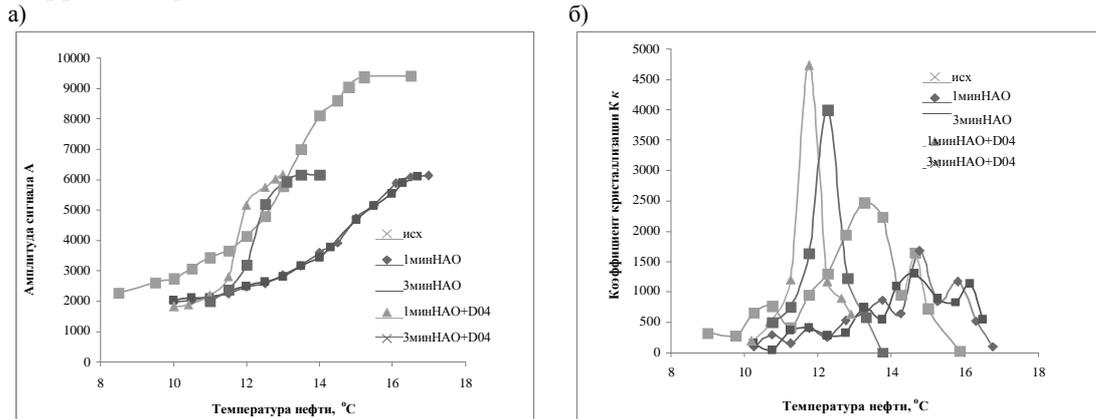


Рисунок 2 – Зависимость амплитуды сигнала А от температуры нефти (а) и дифференциальные кривые зависимости температурного коэффициента кристаллизации $K_{к}$ (dA/dT) (б)

Установлено, что после НАО происходит незначительный сдвиг в высокотемпературную область температуры помутнения $T_{п}$, кристаллизации $T_{к}$, однако, максимум коэффициента кристаллизации $K_{к}$, который характеризует интенсивность роста кристаллической дисперсной фазы в процессе охлаждения нефти, значительно ниже, чем до обработки. Это может быть связано с постепенным увеличением при охлаждении размеров и/или количества компонентов дисперсной фазы.

Таблица 1

Температура помутнения $T_{п}$, кристаллообразования $T_{к}$ и коэффициент кристаллизации $K_{к}$ нефти Ондатрового месторождения после различных видов воздействия

Образец	$T_{п}$, °C	$T_{к}$, °C	$K_{к}$
Исх	14,8	13,2	2476
1мин НАО	16,1	14,8	1670
3мин НАО	16,3	14,7	1300
1мин НАО+0,05 % масс. D04	12,8	11,7	4740
3мин НАО+0,05 % масс. D04	13,1	12,2	4000

При совместной обработке акустическим полем и присадкой, напротив, наблюдается снижение $T_{п}$ и $T_{к}$, но максимум коэффициента $K_{к}$ при этом значительно выше, чем необработанного и обработанных образцов. При охлаждении обработанной нефти в присутствии депрессорно-дисперсионной присадки кристаллические парафиносодержащие частицы более длительный период удерживаются в дисперсионной среде, и лишь при достижении определенного узкого интервала температур происходит спонтанный рост $K_{к}$, что может быть связано с массовым выпадением кристаллических частиц. В случае образца после 1мин НАО с добавкой ДП этот интервал находится в области температур 13 - 11,7 °C, а для образца после 3 мин НАО с ДП – при 13,3 - 12,2 °C [1].

Литература

1. Рыжова Н. С., Чучковская М. С., Лоскутова Ю. В. Влияние температурных условий на кинетику осадкообразования высокопарафинистой нефти и эффективность ингибиторов парафиноотложения // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 2015. - Изд-во ТПУ, 2015 - Т. 2 - С. 232-234

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ НА УСТАНОВКЕ С НЕПРЕРЫВНОЙ РЕГЕНЕРАЦИЕЙ КАТАЛИЗАТОРА

Н. П. Серикова

Научный руководитель, доцент Е. С. Чернякова

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Непрерывно возрастающая потребность в высокооктановых компонентах бензинов и моноциклических ароматических углеводородах обуславливает значительную роль процесса каталитического риформинга в поточных схемах переработки нефти. Коммерческая привлекательность этого процесса заключается, прежде всего, в относительно низкой себестоимости получаемого риформата, его высоких антидетонационных характеристиках, отсутствием в нем серы и непредельных углеводородов, доступностью сырья.

Одним из направлений развития каталитического риформинга является строительство установок с непрерывной регенерацией катализатора, отличающихся от традиционных схем высоким выходом водорода и риформата с повышенным октановым числом, а также большей продолжительностью непрерывной работы.

Целью данной работы является расчет и исследование различных режимов работы установки риформинга с непрерывной регенерацией катализатора методом математического моделирования.

Были выполнены такие задачи, как: обработка данных хроматографического анализа сырья и катализата; расчет работы установки риформинга с непрерывной регенерацией катализатора; анализ степени влияния технологических параметров процесса на работу установки; выбор оптимального технологического режима работы установки риформинга с непрерывной регенерацией.

Решение задач, возникающих при разработке и эксплуатации современных технологических процессов переработки природного углеводородного сырья, невозможно без применения моделирующих программ, имеющих высокую точность прогнозирования параметров технологических процессов и позволяющих без значительных материальных и временных затрат проводить вычислительные эксперименты для этих процессов.

Исследования в данной работе проводились при использовании компьютерной моделирующей программы «Aktiv+C», применяемой для расчета и мониторинга процесса каталитического риформинга бензинов с непрерывной регенерацией катализатора.

Объектом проведенного исследования стала установка каталитического риформинга Л-35/11-1000 ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ» г. Омск. Установка предназначена для получения высокооктанового дебутанизированного платформата, используемого в качестве высокооктанового компонента при приготовлении товарных бензинов.

По результатам мониторинга можно сделать вывод, что оптимальная работа установки достигается при значениях температуры процесса в интервале 506-509 °С и при значениях давления от 6,5 до 7,5 атмосфер. При данных значениях технологических параметров октановое число (ОЧИ) продукта находится в интервале 104,1-104,6 пункта, а выход риформата составил 89,39-90,2 % масс.

Также было изучено влияние состава сырья на октановое число и выход продукта. Результаты расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Влияние состава сырья на процесс риформинга

	Сырье 1	Сырье 2	Сырье 3	Сырье 4	Сырье 5	Сырье 6	Сырье 7
П/(Н+А) в сырье	0,90	0,87	0,92	0,94	0,98	1,03	0,89
н-П/и-П в сырье	0,76	0,77	0,74	0,80	0,79	0,76	0,78
ОЧМ	94,0	94,4	95,2	95,3	95,2	96,8	95,4
ОЧИ	102,3	102,6	103,5	103,6	104,1	105,4	103,0
Выход катализата, % масс.	90,2	90,4	90,0	90,3	90,2	89,9	90,7
Бензол, % масс.	2,3	2,0	2,6	2,7	2,5	2,1	2,5

Проанализировав таблицу 1 можно сделать вывод, что состав исходного сырья, в заметной степени, влияет на качество конечного продукта и играет существенную роль в процессе каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора. Наилучший выход продукта соответствует пробе 7, а наибольшее ОЧИ показало сырье 6.

В таблицах 2 – 5 представлены расчеты влияния температуры и расхода сырья для этих проб на такие важные параметры как ОЧИ и выход продукта при различном составе сырья.

Таблица 2 – Влияние температуры на ОЧИ

Температура, °С	480	485	490	495	500	505	510	515	520
Сырье 6	100,6	101,4	102,6	103,3	104,0	104,7	105,5	106,2	107,0
Сырье 7	99,0	100,2	100,9	101,6	102,4	103,2	104,0	104,8	105,6

Проанализировав таблицу 2 можно сделать вывод, что при повышении температуры процесса октановое число увеличивается. Причиной такой закономерности является ускорение протекания целевых реакций, а в частности таких, как реакции дегидрирования и дегидроциклизации.

Таблица 3 – Влияние температуры на выход катализата

Температура, °С	480	485	490	495	500	505	510	515	520
Сырье 6	90,6	90,4	90,7	90,5	90,3	90,1	89,8	89,6	89,4
Сырье 7	91,1	91,3	91,1	90,9	90,8	90,6	90,3	90,1	89,9

Как видно из таблицы 3 изменение температуры так же влияет на выход катализата. Отрицательное влияние оказывают реакции гидрокрекинга и коксообразования, которые вызваны увеличением температуры процесса. Вследствие этого выход целевого продукта уменьшается с повышением температуры.

Таблица 4 – Влияние расхода сырья на ОЧИ

Расход, м3/ч	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180
Сырье 6	105,7	105,5	105,2	105,1	104,9	104,7	104,6	104,5	104,3	104,2
Сырье 7	104,2	103,9	103,7	103,5	103,3	103,2	103,0	102,8	102,7	102,5

Повышенный объёмный расход сырья на установку, фактически означает снижение времени контакта сырья с катализатором, и в конечном итоге приводит к снижению октанового числа.

Таблица 5 – Влияние расхода сырья на выход риформата

Расход, м3/ч	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180
Сырье 6	89,4	89,6	89,9	89,9	90,0	90,1	90,2	90,3	90,4	90,5
Сырье 7	90,0	90,1	90,3	90,4	90,5	90,6	90,7	90,8	90,8	90,9

Повышение расхода сырья увеличивает выход катализата, так как через реакторный блок проходит больший объем исходных веществ.

Исследовав влияние расхода сырья на процесс риформинга можно сказать, что увеличение расхода сырья оказывает отрицательное влияние на октановое число катализата. При слишком большой скорости подачи сырья, углеводороды, содержащиеся в сырье, не успевают подвергнуться превращениям по целевым реакциям процесса.

Проведенные расчеты наглядно продемонстрировали возможности использования математической модели, процесса и основанной на ней компьютерной программы, при решении разнообразных технологических задач.

В данном конкретном случае было исследовано влияние технологических параметров на процесс каталитического риформинга.

Подбор оптимальных технологических условий эксплуатации катализатора, обеспечивающих максимальную степень его использования, является многофакторной задачей и зависит, прежде всего, от реакционной способности углеводородов – компонентов сырья.

Литература

1. Ахметов С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов / Уфа: Гилем, 2002. 672 с.
2. Туманян Б. П., Петрухина Н.Н. Каталитический риформинг: технологические аспекты и расчет основного оборудования / Б.П. Туманян – М.: Химия, 2003. – 176 с.

АНАЛИЗ ОПТИМИЛЬНЫХ РЕАКТОРНЫХ СХЕМ ПРОЦЕССА ИЗОМЕРИЗАЦИИ ПЕНТАН-ГЕКСАНОВОЙ ФРАКЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Ю. А. Смольянова, В. А. Чузлов

Научный руководитель, профессор Э. Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В течение прошлого десятилетия были введены более строгие стандарты на выпуск бензинов, ограничивающие содержание серы и содержание бензола в товарном бензине. Такие ограничения привели к снижению октанового числа бензина. Следовательно, крайне важно вовлекать в производство бензина большее количество высокооктановых компонентов, таких как углеводород с разветвленным строением молекулы. Это приводит к необходимости усовершенствования технологии эксплуатации действующих установок изомеризации пентан-гексановой фракции. Эту многофакторную задачу оптимизации реакторных схем процесса наиболее эффективно возможно решить методом математического моделирования на физико-химической основе.

Гипотетически обобщенная технологическая структура реакторного блока процесса изомеризации содержит последовательно соединенные реакторы и колонны для разделения потоков (Рис.1).

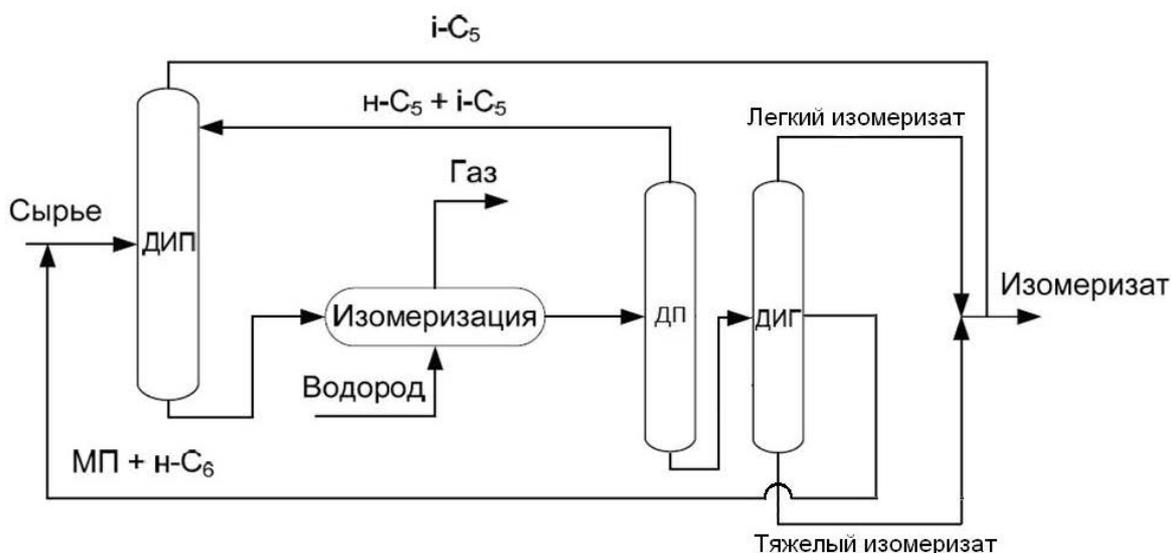


Рис.1 Гипотетически обобщенная технологическая структура реакторного блока процесса изомеризации:
 ДИП – Колонна деизопентанизации, ДП – Колонна депентанизации, ДИГ – Колонна деизогексанизации;
 МП – Метилпентан

Выполнены расчеты с использованием математической модели HYSYS – IZOMER [1] процесса изомеризации «за проход», с двумя рециклами по пентану и гексану, с одним рециклом по гексану (Таблица).

Таблица

Составы изомеризата на выходе с установки

Компонент	Технология процесса изомеризации		
	«За проход»	С двумя рециклами	С одним рециклом
н-С ₅	14,14	0,00	11,56
и-С ₅	32,97	2,32	30,96
н-С ₆	5,94	6,86	0,54
2-Метилпентан	14,94	0,00	5,24
3-Метилпентан	7,60	9,86	0,76
2,2-Диметилбутан	11,59	61,69	36,40
2,3-Диметилбутан	4,36	14,89	5,24
н-С ₇	0,04	0,13	0,00
и-С ₇	3,24	3,74	0,00
Циклопентан	0,83	0,00	9,18
Метилциклопентан	1,05	0,00	0,40

Схема «за проход» отличается наименьшими капитальными и эксплуатационными затратами. Эта схема позволяет получать изо-компонент с ОЧ от 81 до 85 пунктов. При этом в составе изомеризата в большом количестве присутствуют такие компоненты как изо-пентан, изо-гексаны.

Схема с рециклом малоразветвленных гексанов позволяет повысить октановое число вырабатываемого изо-компонента за счет возврата малоразветвленных изо-гексанов на смешение с сырьем реакторного блока. По сравнению с вариантом "за проход" схема включает дополнительную колонну для удаления изо-гексанов и обеспечивает получение изомеризата с ОЧ 87-88 пунктов. При этом в составе изомеризата повышается количество изо-гексанов в связи с удалением из продукта малоразветвленного гексана.

Схема с рециклом н-пентана и малоразветвленных гексанов позволяет максимально использовать возможности технологии в изомеризации пентан-гексановой фракции. Дооборудование реакторного блока установки изомеризации колонной деизопентанизации сырья позволяет снизить нагрузку на реакторный блок за счет отбора изо-пентана перед реакторным блоком, а так же повысить глубину изомеризации пентана путем его возврата в реакторный блок. Октановое число изокомпонента (91-92 пункта) достигается за счет осуществления рецикла н-пентана и гексанов, в составе изомеризата наибольшее количество изо-гексанов.

Величина октанового числа изомеризата в зависимости от технологии приведена на рис.2.

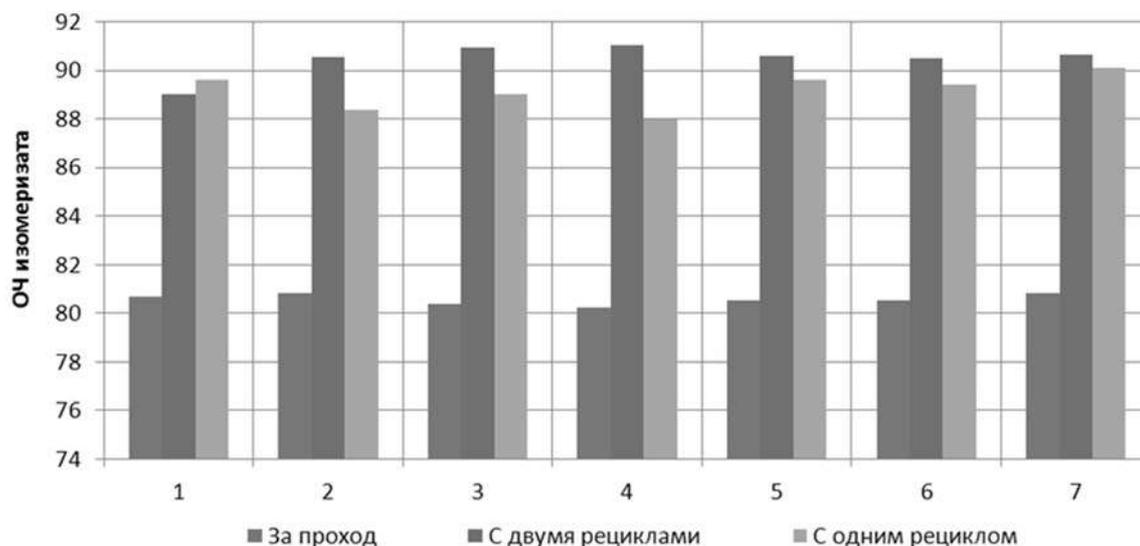


Рис.2 Октановое число изомеризата для разных технологий процесса

Реализация технологий с одним, двумя рециклами, в отличие от технологии за проход, позволяет увеличить октановое число продукта на 10 пунктов (рис.2). Наилучший результат по октановому числу достигается при использовании технологии с двумя рециклами (свыше 90 пунктов). Этот вариант установки один из наиболее оптимальных технических решений.

Литература

1. M.S. Gyngazova, E.D. Ivanchina, N.V. Chekantsev, Mathematical modeling of light naphtha (C5, C6) isomerization process, Chem. Eng. J 238 (2014) 120 – 128.
2. Иванчина Э. Д., Чеканцев Н. В., Чузлов В. А., Смольянова Ю. А., Тураносов А. В. Оптимизация процесса изомеризации пентан-гексановой фракции с использованием комплексной математической модели HYSYS-IZOMER // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2012. – Вып. 12. – С. 9 – 13.
3. Chekantsev, N.V.; Ivanchina, E.D. Mathematical modeling of pentane-hexane fraction isomerization process on si-2 catalyst. Abstracts XVIII International Conference on Chemical Reactors CHEMREACTOR-18 – Malta, September 29 – October 3, 2008.
4. Chuzlov, V. A., Chekantsev, N. V.; Ivanchina, E. D. Development of Complex Mathematical Model of Light Naphtha Isomerization and Rectification Processes, Proc. Chem., 2014, 10, 236-243.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОМПАУНДИРОВАНИЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

А. А. Солопова

Научный руководитель, доцент И. М. Долганов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс компаундирования товарных бензинов является неотъемлемой частью в схеме современного нефтеперерабатывающего завода. Этот процесс позволяет получить высокооктановые бензины, отвечающие требованиям ГОСТ Р 51866-2002 (ЕН 228-2004) [2]. В настоящее время ведется поиск путей совершенствования технологии данного процесса для повышения качества получаемого бензина. Оптимизация процесса компаундирования осложняется наличием большого числа вовлекаемых компонентов. Так как молекулы и атомы взаимно влияют друг на друга, свойства индивидуальных компонентов в свободном состоянии отличаются от их свойств в смеси с другими углеводородами. Таким образом, детонационная стойкость не является аддитивным свойством, то есть октановые числа смешения потоков не равны сумме октановых чисел отдельных компонентов, входящих в состав потоков.

Причиной отклонения является наличие межмолекулярных взаимодействий между углеводородами, входящими в состав бензинов. Полярность молекул влияет на силы межмолекулярного взаимодействия компонентов бензиновой смеси. На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Института природных ресурсов Томского политехнического университета выявлена закономерность, объясняющая отклонение октановых чисел смешения в зависимости от концентрации углеводородов, которые наиболее склонны к межмолекулярному взаимодействию на основе экспериментальных данных – формулы (1, 2) и получена формула для расчета октанового числа смеси (3):

$$B = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=2}^n B_i B_j C_i C_j \quad (1);$$

$$V_i = a \left(\frac{D_i}{D_{max}} \right)^n \quad (2)$$

где C_i – концентрация углеводородов в смеси; a и n – кинетические параметры, которые определяют зависимость интенсивности межмолекулярных взаимодействий от дипольного момента D ; V_i , V_j – величины, характеризующие склонность к межмолекулярному взаимодействию i -й и j -й молекул; D_{max} – максимальный дипольный момент молекул углеводородов; $OC_{смеси}$ – октановое число смешения бензинов. [1]

С помощью компьютерной программы Compounding, разработанной на кафедре ХТТ и ХК ТПУ производился подбор рецептур бензинов с октановыми числами 92 и 95 и рассчитывалась их себестоимость. Программа позволяет прогнозировать октановые числа бензинов с учетом межмолекулярных взаимодействий углеводородов, в отличие от коммерческих пакетов, таких как: Blend Ratio Control, Aspen PIMS, Refinery and Petrochemical Modeling System, Blend Optimization and Supervisory System, которые не учитывают неаддитивность октановых чисел смешения. Применение этих программ в ряде случаев затруднительно, так как при проведении расчетов используются условные характеристики смешения, что приводит к значительным погрешностям.

Таблица 1

Результаты подбора рецептур бензинов с октановыми числами 92 и 95

	Рецептура, % масс.							
	АИ-92				АИ-95			
	1	2	3	4	1	2	3	4
ГО БКК	31,7	30,8	30,8	31,7	26,9	26,9	16,3	26,9
Крекинг КТ-1	13,5	9,3	9,3	13,5	13,2	13,2	11,1	13,2
Риформат Л-35-11-1000	22	20,6	22,2	18,8	20	20	26	20,3
Риформат Л-35-11-600	7,7	7,2	3,8	3,2	2	7,4	4,6	7,1
Толуол концентрат	0	1	1	1,2	0	1,8	0,3	0
Изомеризат Изомалк-2	6,9	6,9	7,3	7	5	5	8,3	5
Изопентан	5,1	5,1	5,7	5,3	5	5	6,2	5
Алкилбензин	7,4	8	8	8,5	12,9	12,9	13,5	12,9
МТБЕ	0	0	0	0	5,6	2,8	4,7	4,5
АВТ-10 фр.нк.62	1,1	2,9	2,9	2,5	2,4	0,8	3,1	1,5
КПА С-100 фр62-85	1,1	2,9	2,9	2,9	2,5	1,1	2,7	0,5
КРА С400 Рафинаг	1	2,7	2,7	2,5	2,5	1,1	0,2	1,1
н-бутан	2,5	2,6	3,4	2,9	2	2	3	2
Стоимость, руб/т	18014,8	18295,7	18403,1	18062,5	20232,2	19616,6	20920,9	19936,4

Таблица 2

Показатели качества бензинов

Характеристики автомобильного бензина	АИ-92				АИ-95				Требуемый показатель
	1	2	3	4	1	2	3	4	
Давление насыщенных паров, кПа	66,91	65,24	69,16	68,5	63,45	63,37	66,3	63,85	Не более 100
Объемная доля бензола, %	1	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	Не более 1
Объемная доля ароматических углеводородов, %	34,94	32,89	32,034	30,8	28,6	33,7	32,1	31,9	Не более 35
Объемная доля олефиновых углеводородов, %	11,19	10,15	10,15	11,2	9,9	9,8	6,7	9,9	Не более 18
Массовая доля серы, мг/кг	10	8	8	10	9	9	7	9	Не более 10

Точно определив октановое число смешения каждого потока, можно оптимально рассчитать соотношение потоков, вовлекаемых в процесс смешения бензинов, что позволит снизить материальные затраты, а также позволит сэкономить временной ресурс и тем самым избежать вероятности получения некондиционных

партий бензина. В базе данных компьютерной моделирующей системы Compounding есть информация по октановым числам индивидуальных углеводородов, входящих в состав бензина.

Производился подбор рецептур для АИ-92 и АИ-95 с целью снижения их себестоимости. Такого результата можно добиться снижением содержания дорогостоящих компонентов. При этом учитывалось соответствие характеристик автомобильных бензинов экологическим и техническим стандартам.

В представленных выше таблицах приведены результаты расчетов 4 вариантов рецептур бензинов с октановыми числами 92 и 95, рассчитана их себестоимость и показатели качества. Каждый вариант соответствует ГОСТ Р 51866-2002. Для бензина 92 рецептурой с наиболее низкой стоимостью является вариант 4 и составляет 18062,5 рублей, а для бензина 95 – 2 вариант и составляет 19616,6 рублей. Такой результат достигается за счет использования большего объема потоков с относительно низкой стоимостью, таких как ГО БКК и крекинг КТ-1.

Таким образом, были разработаны оптимальные рецептуры смешения для бензина марки АИ-95 и АИ-92 с использованием компьютерной моделирующей системы, при этом каждая рецептура соответствует техническим и экологическим стандартам. Необходимость и целесообразность учета состава сырья и неаддитивности октановых чисел смешения при разработке рецептур подтверждаются результатами проведенных расчетов.

Литература

1. Сахневич Б. В., Киргина М. В., Чеканцев Н. В., Иванчина Э. Д. Разработка модуля автоматизированной обработки данных хроматографического анализа для повышения эффективности процесса компаундирования товарных бензинов// Известия Томского политехнического университета. – 2014 – Т324. – №3 – С127–135
2. ГОСТ Р 51866-2002 (ЕН 228 – 2004). Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия.

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА И МОРФОЛОГИИ МАССИВНЫХ СУЛЬФИДНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ИХ КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

Ж. Е. Старкова^{1,2}, М. А. Морозов², А. С. Акимов²

Научный руководитель, старший научный сотрудник Т. А. Федущак

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Одним из важнейших показателей качества дизельного топлива, строго регламентируемых в соответствующих ГОСТах, является концентрация сернистых соединений. Повышенное содержание сернистых соединений в дизельном топливе приводит к выбросам отработанных газов высокой токсичности, и преждевременному изнашиванию двигателя. С 2015 года на Российских НПЗ введён стандарт ЕВРО 5, ограничивающий содержание серы в дизельном топливе до ультранизкого уровня (10 ppm)[1-4]. Для получения малосернистого дизельного топлива в России на различных НПЗ, в основном используют импортные катализаторы. Отечественные катализаторы не обладают достаточной активностью. Покупка катализаторов за рубежом предполагает высокие затраты, экономически невыгодные для экономики страны. Поэтому, в настоящее время в России существует острая необходимость в конкурентоспособных отечественных катализаторах, обладающих высокой активностью в гидрогенизационных процессах. Известно, что активность каталитических систем тесно связана с химическим и структурным состоянием их поверхности.

Целью настоящей работы является исследование взаимосвязи между составом, морфологией и каталитическими свойствами бикомпонентных массивных сульфидных катализаторов в реакции гидродесульфирования дибензтиофена.

Электронные микрофотографии образцов (ПЭМ-снимки) получали на просвечивающем микроскопе JEM 2010 производства фирмы JEOL (Япония). Рентгеноструктурный анализ (РСА) каталитических систем выполняли на приборе D8 Discover (Bruker, Германия; монохроматизированное CuK_α -излучение).

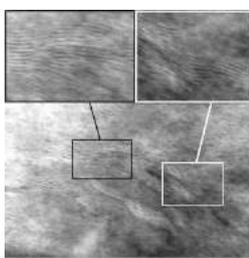


Рис.1. Типичный ПЭМ-снимок для MoS_2 - Co/Ni образцов

Активность катализаторов в реакции гидрогенолиза дибензтиофена определяли в реакторе закрытого типа «Autoclave Engineers Bolted Closure», объемом 100 мл, при температуре 340°C, давлении водорода 3,5 МПа, скорости перемешивания 600 об/мин, объеме раствора дибензтиофена (ДБТ) 80 мл, его исходная концентрация в пересчете на серу 500 ppm. Пробы отбирали через промежутки времени в 0,5; 1; 2; 3; 4 и 6 часов. Контроль за изменением концентрации дибензтиофена осуществляли методом УФ-спектроскопии на аналитической длине волны $\lambda_{\text{макс}}=324$ нм. Анализ компонентного состава органических соединений в пробах проводили с помощью хромато-масс-спектрометрического «ГХ/МС»-метода, с использованием магнитного хромато-масс-спектрометра DFS фирмы «Thermo Scientific» (Германия). Заключение об активности каталитических систем выполняли, в соответствии со значениями константы скорости превращения ДБТ и содержанием остаточной серы (анализатор серы OXFORD Instruments Lab

– X 3500 SCL) в гидродесульфуратах в модельной реакции. Образцы состава Co/Ni+MoS_2 были приготовлены при двух временах механоактивации (МА; 4 и 8 часов) и различных соотношениях

промотор: активный компонент. Для Co-систем – это 1:1; 1:3; 1:5; 1:7; 1:10, а для Ni-катализаторов – 1:7; 1:10 (рис.3. и рис.4 соответственно).

На ПЭМ-снимках (рис.?), наночастицы промотора (Co/Ni), находящиеся в составе катализаторов, не визуализируются. В то же время, профили рентгеновских дифрактограмм, для двухкомпонентных катализаторов АК-58 и АК-25, приведенные на рис.3а и рис.3б, содержат, помимо рефлексов MoS₂, также и соответствующие рефлексы для Ni/Co.

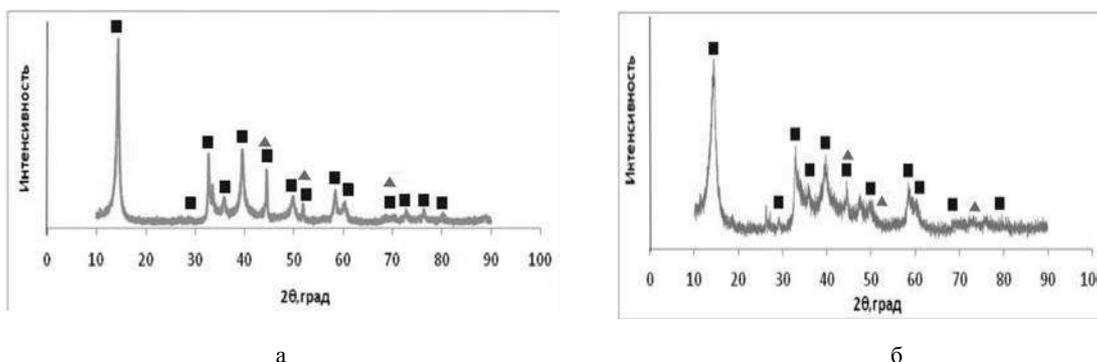


Рис.2. Профили дифрактограмм для катализаторов а) АК-58; Ni:MoS₂=1:10; время МА=4ч б) АК-25; Co:MoS₂=1:7 время МА=8 ч

После соответствующей обработки РСА-спектров, полученные данные были сведены в табл.1. Они характеризуют средний размер образующихся нанокристаллитов (*L*), межплоскостные расстояния (*D*₀₀₂) в нанокристаллитах, возникающие в ходе механоактивации (МА) внутренние упругие напряжения ($\Delta d/d$), а также, значения параметров в элементарной ячейке (*c/a*). Как следует из данных таблицы 1, по сравнению, с исходным MoS₂(0), бикомпонентные образцы измельчаются в ходе МА, изменяются структурные параметры слоистых кристаллов MoS₂ в них.

Таблица 1

Структурные характеристики образцов MoS₂; АК-25 и АК-58

п/п, катализатор, соотношение, атомн.	№	Время МА, ч	Результаты РСА			
			<i>L</i> , нм	<i>D</i> ₀₀₂ , Е	$\Delta d/d \cdot 10^3$	<i>c/a</i>
1	MoS ₂ (0)	0	50	6.15	2.1	3.888
4	АК-58; Ni+MoS ₂ = 1:3.7	4	21	6.19	7.2	3.914
5	АК-25; Co+MoS ₂ =1:2.6	8	10	6.21	8.5	3.951

На рис.3. и рис.4. отражено влияние соотношения реагентов и времени МА на гидродесульфуряющую способность бикатализаторов. В соответствии с остаточным содержанием серы, которое отражает глубину гидродесульфирования модельного соединения (или его активность), для Co-содержащих образцов (рис.3.) оптимальным является весовое соотношение 1:7 и время МА 8 часов (содержание остаточной серы 25 ppm). Для Ni-содержащих систем (рис.4.) оптимальным является временем МА 4 часа и весовое соотношение 1:10 (содержание остаточной серы 16 ppm).

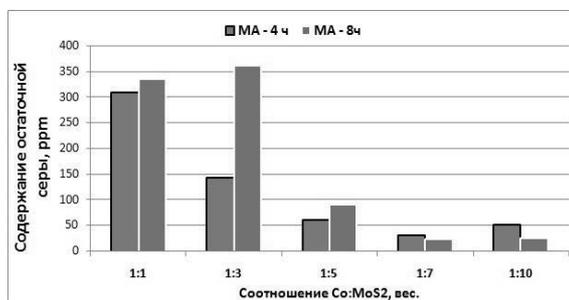


Рис.3. Влияние соотношения реагентов на глубину гидрогенолиза ДБТ для Co-содержащих образцов

Как следует из данных таблицы 1 и рис.1-2, степень измельчения MoS₂ (образцы АК-58 и АК-25) не является неперенным условием проявления наиболее высокой гидродесульфуряющей способности.

Установлено, что высокий уровень дисперсности и дефектности бикомпонентных массивных сульфидных катализаторов не являются реперными признаками их высокой активности.

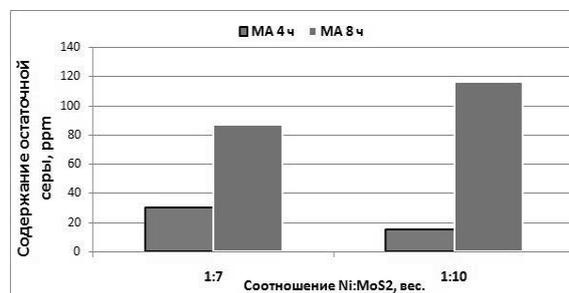


Рис.4. Влияние соотношения реагентов на гидродесульфирование ДБТ для Ni-содержащих катализаторов

Литература

1. Дуплякин, В.К. Современные проблемы российской нефтепереработки и отдельные задачи ее развития // Рос. хим. ж. – 2008. – № 4. – С. 11–22.
2. Eijsbouts S., Mayo S.W., Fujita K. Unsupported transition metal sulfide catalysts: From fundamentals to industrial application // Applied Catalysis A: General. – 2007. – V. 322. – P. 58–66.
3. Nava H., Ornelas C., Aguilar A., Berhault G., Fuentes S., Alonso G. Cobalt–molybdenum sulfide catalysts prepared by in situ activation of bimetallic (Co-Mo) alkylthiomolybdates // Catalysis Letters. – 2003. – V. 86. – P. 257–265.
4. Yoosuk B., Kim J., Song C., Ngamcharussrivichai C., Prasassarakich P. Highly active MoS₂, CoMoS₂ and NiMoS₂ unsupported catalysts prepared by hydrothermal synthesis for hydrodesulfurization of 4,6-dimethyldibenzothiophene // Catalysis Today. – 2008. – V. 130. – P. 14–23.

ОСОБЕННОСТИ НЕОКИСЛИТЕЛЬНОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА В АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ НА Мо-СОДЕРЖАЩЕМ ЦЕОЛИТНОМ КАТАЛИЗАТОРЕ

А. А. Степанов, Л. Л. Коробицына

Научный руководитель, профессор А. В. Восмерилов

Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Процесс неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды в последние годы представляет значительный интерес, как эффективный способ утилизации природного и попутного нефтяного газов. Обычно данный процесс проводится на цеолитных катализаторах, модифицированных ионами переходных металлов, и наиболее высокую активность в нем проявляют Мо-содержащие цеолитные системы [1, 2].

Целью настоящей работы явилось исследование влияния условий проведения процесса превращения метана в присутствии катализатора Mo/ZSM-5 на состав и выход образующихся продуктов. Катализатор для испытаний приготовлен методом твердофазного синтеза путем механического смешения высококремнеземного цеолита типа ZSM-5 (мольное отношение SiO₂/Al₂O₃=40) с наноразмерным порошком молибдена в вибрмельнице КМ-1 в течение 2 ч. Полученную смесь прокаливали при температуре 550 °С в атмосфере воздуха в течение 4 ч, прессовали в таблетки, измельчали и отбирали с помощью сит фракцию 0.5-1.0 мм. Содержание молибдена в катализаторе составляло 4.0 % мас. Процесс превращения метана изучали на лабораторной установке проточного типа с кварцевым реактором при атмосферном давлении, температуру реакции варьировали от 600 до 750 °С, а объемную скорость подачи метана – от 500 до 1500 ч⁻¹. Катализатор объемом 0.5-2.5 см³ помещали на кварцевую решетку реактора, нагревали в токе азота до температуры реакции и выдерживали в течение 10 мин, затем прекращали подачу в реактор азота и пропускали через слой катализатора метан (степень чистоты 99,9%). Продолжительность опыта устанавливали в зависимости от условий проведения процесса. Продукты реакции анализировали методом газовой хроматографии. Для установления оптимальных условий проведения реакции дегидроароматизации метана на Mo/ZSM-5 катализаторе изучено влияние температуры реакции и расхода сырья на состав и выход образующихся продуктов.

На рис. 1 представлены данные по выходу ароматических углеводородов от скорости подачи метана при различных временах контакта.

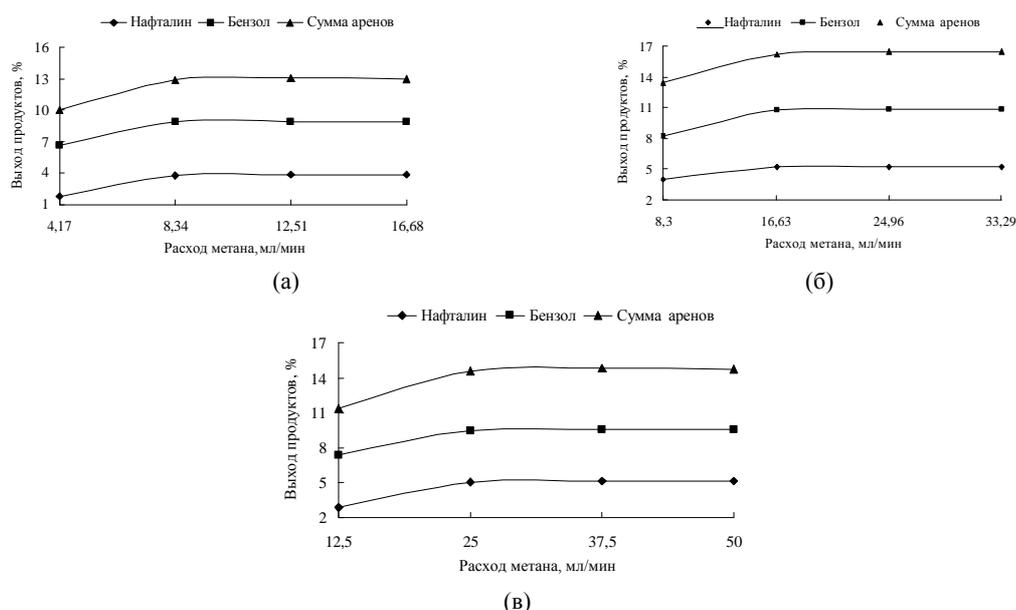


Рис.1 Зависимость выхода ароматических углеводородов дегидроароматизации метана от расхода сырья при временах контакта: 7.2 с (а); 3.6 с (б); 2.4 с (в)

Из приведенных на рисунке 1 данных, видно, что кинетические кривые имеют одинаковые зависимости при разном времени контакта. При увеличении расхода метана выход ароматических углеводородов возрастает до определенного значения, после которого практически не изменяется, несмотря на дальнейший рост расхода сырья. Это указывает на то, что при низких значениях расхода метана процесс протекает во внешнедиффузионной области, а при его увеличении протекание процесса переходит в кинетическую область. Установлено, что переход процесса в кинетическую область для каждого времени контакта имеет различное значение. При уменьшении времени контакта от 7.2 до 2.4 с. переход в кинетическую область наблюдается при более высоких значениях расхода метана. Поэтому при дальнейших исследованиях скорость подачи метана подбиралась таким образом, чтобы снять внешнедиффузионное торможение и вести процесс в кинетической области. Результаты исследований влияния температуры реакции на показатели процесса превращения метана на катализаторе Mo/ZSM-5 представлены в таблице.

Таблица

Показатели процесса превращения метана на катализаторе Mo/ZSM-5 при различной температуре (время контакта 3,6 с)

Температура реакции, °С	Выход продуктов, % мас.			Селективность по ароматическим углеводородам, %	Конверсия метана, %
	Бензол	Толуол	Нафталин		
600	0.07	0.01	0.26	78.7	0.3
650	1.40	0.04	1.06	80.3	2.4
700	5.79	0.09	2.31	79.7	7.8
750	10.48	0.21	4.90	79.8	15.2

Из приведенных в таблице данных видно, что повышение температуры от 600 до 750 °С приводит к росту конверсии метана от 0.3 до 15.2 %, при этом селективность образования ароматических углеводородов изменяется незначительно и находится на уровне 79-80 %. По-видимому, это связано с термодинамическими характеристиками процесса, при котором повышение температуры способствует наиболее полному превращению метана, причем, преимущественно, в ароматические углеводороды. При дальнейшем повышении температуры до 800 и 850 °С продолжается увеличение конверсии метана в начальный период реакции, однако затем активность катализатора резко падает из-за возрастания скорости образования кокса на его поверхности.

Результаты исследований изменения активности Mo/ZSM-5 катализатора со временем протекания процесса превращения метана при различных объемных скоростях его подачи представлены на рисунке 2.

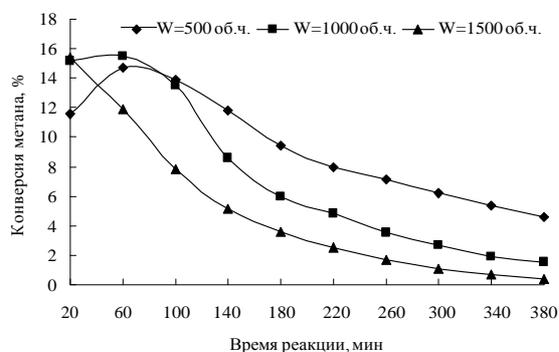


Рис. 2 Зависимость конверсии метана от времени реакции при объемной скорости его подачи (W) 500, 1000 и 1500 ч⁻¹

Из приведенных на рисунке 2 данных, видно, что снижение объемной скорости подачи сырья приводит к увеличению степени превращения метана. Однако, конверсия метана при объемной скорости 500 ч⁻¹ в первые 20 мин реакции ниже (11.6 %) степени превращения метана при объемных скоростях его подачи 1000 ч⁻¹ (15.2 %) и 1500 ч⁻¹ (15.4 %), что связано с ростом продолжительности индукционного периода при больших временах контакта. Увеличение объемной скорости подачи сырья от 500 до 1500 ч⁻¹ приводит к более резкому снижению конверсии метана и продолжительности стабильной работы катализатора в результате возрастающей нагрузки на катализатор и скорости образования углеродистых отложений на его поверхности с высокой степенью конденсации.

Таким образом, в результате проведенных кинетических исследований при различных параметрах процесса неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды получены данные о влиянии условий реакции дегидроароматизации метана на степень его превращения, состав и выход образующихся продуктов.

Литература

1. Мамонов Н.А., Фадеева Е.В., Григорьев Д.А., Михайлов М.Н., Кустов Л.М., Алхимов С.А. Металлцеолитные катализаторы дегидроароматизации метана // Успехи химии. – 2013. – Т.82. – № 6. – С. 576-585.
2. Bert M., Wang D., Rosynek P., Lunsford H. Conversion of methane to benzene over transition metal ion ZSM-5 zeolites // J.Catal. – 1998. – V. 175. – P. 338-346.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОМПОЗИЦИЙ ПОЛИДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА С ХЛОРИРОВАННЫМ ПОЛИВИНИЛХЛОРИДОМ

Та Куанг Кыонг

Научный руководитель, д.т.н., проф. В. Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Производство низших олефинов-этилена и пропилена, является ведущим и постоянно развивающимся направлением в современной нефтехимии [1]. С увеличением производства и потребления этилена и пропилена пропорционально растет выход одного из побочных продуктов их переработки – циклопентадиена (ЦПД), а также его димера – дициклопентадиена (ДЦПД) [2].

В последнее время за рубежом ДЦПД стал одним из наиболее востребованных мономеров для получения термореактивных полимеров, и сырьем для тонкого органического синтеза. Дициклопентадиен является привлекательным мономером для производства полимеров, поскольку он дешев, а образующиеся полимерные продукты обладают хорошими физико-механическими показателями: устойчивостью к низким и высоким температурам, стабильностью к кислороду воздуха [3]. Однако, недостатком полидициклопентадиена (пДЦПД) является высокая горючесть (КИ=20), что затрудняет его массовое использование и применение в ответственных изделиях и конструкциях. Для снижения горючести необходимо добавление к полимеру специальных добавок – антипиренов.

Минеральные антипирены имеют ряд положительных достоинств: значительно увеличивают огнестойкость и снижают дымовыделение. Но для достижения высокой степени огнестойкости, их содержание в композиции должно составлять 30-50 %. Однако, такое содержание неорганического наполнителя может значительно ухудшить физико-механические свойства полимерной композиции по сравнению с исходным полимером. Кроме того, используемый способ полимеризационного наполнения также не позволяет достигать высокого содержания минерального наполнителя. Поэтому в данной работе в качестве антипирена для полидициклопентадиена был предложен хлорированный поливинилхлорид (ХПВХ).

Понятно, что повышение огнестойкости не должно достигаться за счет серьезного снижения прочностных показателей. Требуется определить концентрационные пределы наполнения. В данной работе было исследовано влияние концентрации хлорированного поливинилхлорида на физико-механические показатели композиции.

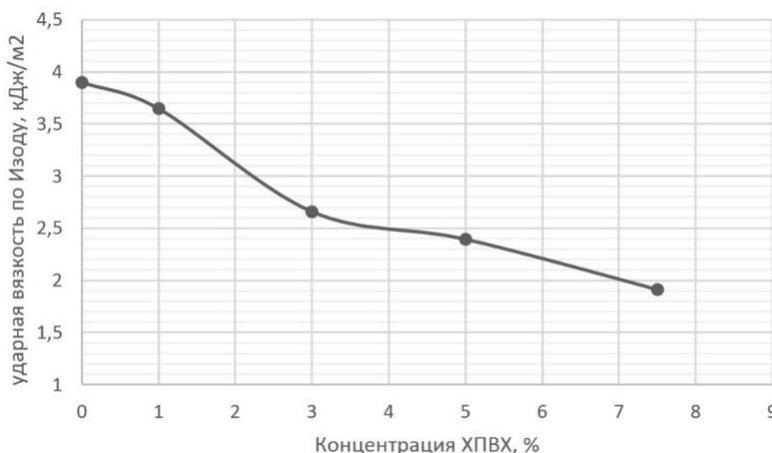


Рис. 1 Зависимость ударной вязкости композиции от концентрации ХПВХ

Методика эксперимента. Очистку ДЦПД от примесных продуктов окисления проводили по следующей методике. Очистку мономера проводили в роторном испарителе ВУСНІ R-215 нагреванием товарного мономера с металлическим натрием при 103°C в течение 4 часов. Затем проводили предварительную отгонку с вакуумом при 95°C для удаления низкокипящих примесей, после чего поднимали температуру до 100°C и отогнали чистый дициклопентадиен. Затем к расчетному количеству ДЦПД добавили 0,1 % ингибитора окисления (Агидол-2). Затем расчетное количество ХПВХ, растворенного в минимальном количестве ацетона (1, 3, 5 и 7,5 % от массы мономера) вносили в мономер и перемешивали с помощью роторного диспергатора ІКА T18 basic при скорости

вращения 14 000 об/мин. Удаление ацетона проводили нагреванием при 60 °С при перемешивании в токе азота. В полученную смесь добавили катализатор Шрока-Граббса [4] (соотношение 1:10000) и залили в алюминиевую форму. Температуру формы с мономером 120°С поддерживали в течение 1 час. Затем форму с полученным образцом полимерной композиции охлаждали до комнатной температуры.

Из полученных пластин готовят стандартные образцы для испытания на ударную вязкость, изгиб и разрыв. Испытания проводили на двухколонной универсальной испытательной машине серии UGT-AI7000-M и копре UGT-7045-HMH.

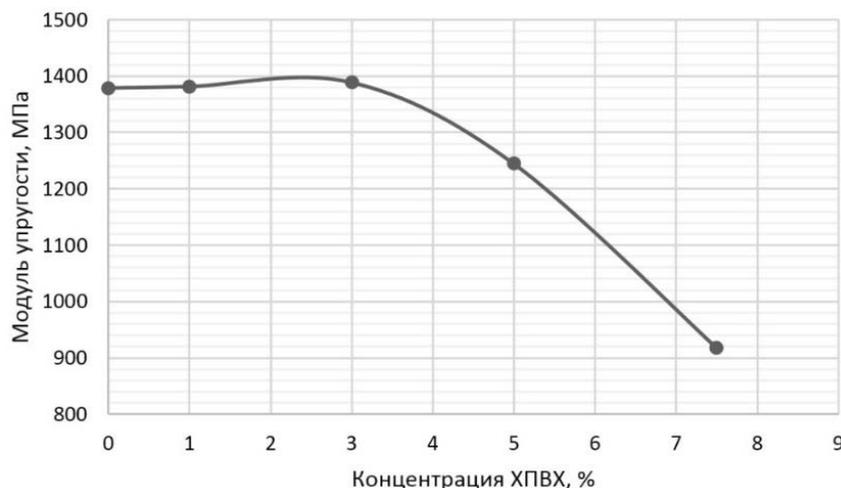


Рис. 2 Зависимость модуль упругости композиции при изгибе от концентрации ХПВХ

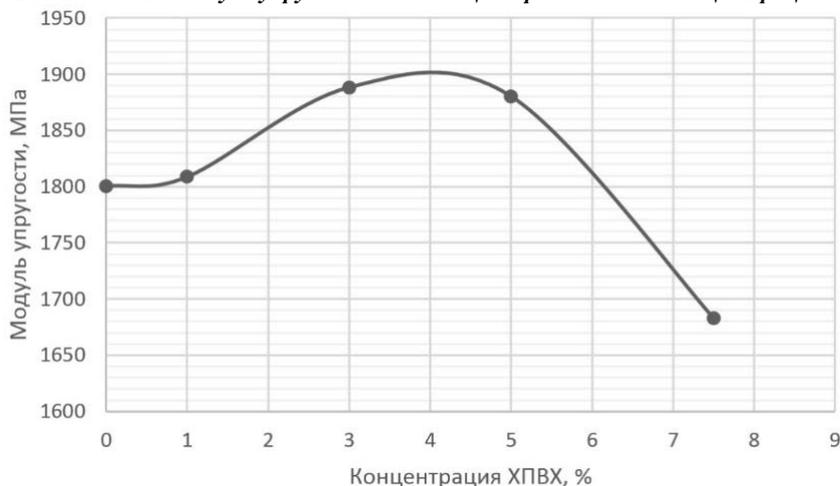


Рис. 3 Зависимость модуль упругости композиции при разрыве от концентрации ХПВХ

Результаты исследования показали, что концентрация ХПВХ значительно влияет на физико-механические свойства композиции на основе полидициклопентадиена. Ударная вязкость снижается с 3,9 кДж/м² до 1,9 кДж/м² при увеличении концентрации ХПВХ от 0 % до 7,5 %).

Модуль упругости композиции при изгибе почти не изменяется при низких концентрациях ХПВХ. При повышении концентрации ХПВХ свыше 3 % он снижается с 1388 МПа до 918 МПа. Модуль упругости при разрыве увеличивается с увеличением концентрации ХПВХ от 0 до 5 %. Однако при 7,5 % ХПВХ композиция имеет показатель ниже, чем у полидициклопентадиена.

Результаты данной работы могут быть использованы, в дальнейшем исследовании, для получения композиции с пониженной горючестью на основе полидициклопентадиена.

Литература

1. Брагинский О.Б. Мировая нефтехимическая промышленность. – М.: Наука, 2003. – 556 с.
2. К вопросу повышения эффективности использования побочных продуктов пиролиза / Е.М. Варшавер, Л.В. Козодой, В.М. Костюченко, Р.Ц. Долуханов // Химия и технология топлив и масел – 1974. – № 3. – С. 7–9.
3. Metathesis Polymerization. Advances in Polymer Science, Volume 176. / Edited by Michael R. Buchmeiser (University of Innsbruck). Springer: Berlin, Heidelberg, – New York. 2005. – 142pp.
4. R. H. Grubbs, Tetrahedron - Handbook of Metathesis – 2004. - 3 Volumes (60). - С. 7117–7140.

ИЗМЕНЕНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОЛИДИМЕТИЛОВОГО ЭФИРА НОРБОРНЕН-2,3-ДИКАРБОНОВОЙ КИСЛОТЫ В УСЛОВИЯХ УСКОРЕННОГО СТАРЕНИЯ

А. Н. Таракановская, О. Д. Тарновская, Я. С. Яковлева

Научный руководитель, младший научный сотрудник Г. С. Боженкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время полимеры на основе норборнена, полученные путем метатезисной полимеризации с раскрытием цикла (ROMP), и имеющие в качестве заместителей функциональные группы, получили широкое распространение благодаря отличной термостойкости, электроизоляционным и диэлектрическим свойствам, механической прочности и водонепроницаемости [2]. Кроме того, такие полимеры проявляют хорошие адгезионные свойства к неорганическим материалам, таким как: металл или стекло, хорошо совместимы с антиоксидантами, пластификаторами, окрашивающими и вулканизирующими агентами [8]. Широкодоступными в промышленных объемах мономерами для получения полимеров в процессе ROMP могут стать эфиры норборнен-2,3-дикарбоновых кислот, исходным сырьем для синтеза, которых служат малеиновый ангидрид или эфиры малеиновой кислоты и дициклопентадиен, являющийся побочным продуктом нефтехимических производств парового пиролиза [6]. Существует три пространственных изомера эфиров норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты: эндо, эндо-диметилловый эфир норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты (I), экзо, экзо-диметилловый эфир норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты (II) и экзо, эндо-диметилловый эфир норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты (III) (Рисунок 1) [1, 5].

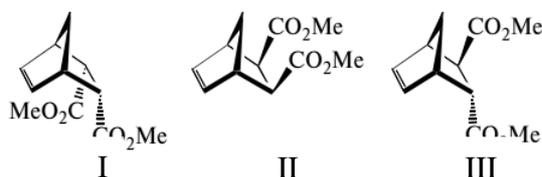


Рисунок 1 - Изомеры диметилловых эфиров норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты: эндо, эндо-диметилловый эфир норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты (I), экзо, экзо-диметилловый эфир норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты (II) и экзо, эндо-диметилловый эфир норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты (III)

Для получения конструкционного пластика в промышленных объемах, наиболее простой и доступной методикой получения мономера на основе эфиров норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты служит синтез смеси изомеров экзо, экзо-(II) и эндо, эндо-диметилловых эфиров (I) [3, 4]. В результате взаимодействия циклопентадиена и диметилмалеата по реакции Дильса-Альдера образуется 40 масс.% экзо, экзо и 60 масс.% эндо, эндо-диметилловый эфир норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты. Несмотря на то, что эндо, эндо-изомер менее реакционноспособен, чем экзо, экзо-изомер, в процессе полимеризации степень конверсии мономеров в полимер составляет более 98 %. Полидиметилловый эфир норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты обладает высокими физико-механическими свойствами, что позволяет его использовать в качестве конструкционного пластика. Среди изученных катализаторов метатезиса наибольшей каталитической активностью обладают соединения вольфрама, молибдена, рения и рутения. Однако, наиболее устойчивыми к большинству функциональных групп, воздействия кислорода и влаги - являются рутениевые катализаторы Ховейда-Граббса II-ого поколения.

Несмотря на повышенный интерес к новым конструкционным материалам на основе полимеров, полученных метатезисной полимеризацией с раскрытием цикла, на данный момент в литературе мало данных, посвященных вопросу о том, как влияют условия ускоренного старения на физико-механические свойства полимеров на основе норборнена.

В связи с этим, целью данной работы явилось исследование изменения физико-механических свойств полидиметиллового эфира норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты (PDME), в условиях ускоренного старения, а именно влияние - света, УФ-облучения, воды и агрессивных сред на физико-механические свойства полимера.

Экспериментальная часть

Мономерную смесь экзо, экзо и эндо, эндо-диметилловых эфиров норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты получали путем прямого взаимодействия диметиллового эфира малеиновой кислоты и дициклопентадиена при 160 °С в течение 8 часов. После этого мономер очищали от побочных продуктов путем перегонки при низком вакууме [4]. В качестве катализатора полимеризации использовали карбеновый комплекс рутения – (1,3-бис-(2,4,6-триметилфенил)-2-имидазолидинилден) дихлоро (орто-N,N-диметиламинометилфенилметил) рутения (рисунок 2), полученный по методике, описанной в патенте [7].

Полимеризацию проводили в массе мономера. В стакан помещали 350 г смеси эндо, эндо и экзо, экзо-диметилловых эфиров-норборнен-2,3-дикарбоновых кислот и добавляли 2,3 мл раствора катализатора, предварительно приготовленного в боксе инертной атмосферы (в соотношении катализатор/толуол=1/100). Массовое соотношение катализатор:мономер составляло 1:15000. После чего приготовленную смесь заливали в форму для полимеризации, предварительно нагретую до 40 °С, затем поднимали температуру до 60 °С и выдерживали 30 минут, далее повышали температуру до 120-130 °С и выдержали ещё 60 минут. Полимеры получали в виде твердых прозрачных пластинок толщиной 5,5 мм.

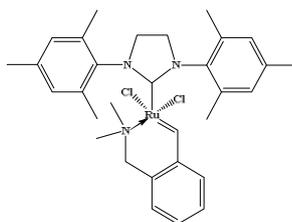


Рисунок 2 – Рутениевый катализатор

Образцы для проведения физико-механических испытаний были подготовлены с помощью фрезерного станка Roland EGX 350. Подготовленные образцы хранились в различных условиях: на свету, в УФ-камере, в воде и 0,1 М растворе соляной кислоты. Ускоренное старение проводили в климатической камере Gotech GT-7005-A7M по ГОСТУ 9.719-94. Температуру стеклования полученных полимеров измеряли на приборе DSC 204 F1 Phoenix (NETZSCH) в атмосфере гелия по ISO 11357. Испытания на изгиб проводили на универсальной испытательной машине Gotech AI-7000M согласно ISO178.

Обсуждение результатов

Образцы полидиметилового эфира норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты хранили в различных условиях в течение трех месяцев, измеряя модуль упругости при изгибе и температуру стеклования через неделю, 1 месяц, 2 и 3 месяца после хранения.

Результаты модуля упругости при изгибе в зависимости от условий хранения представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Модуль упругости при изгибе PDME

Время, сутки	Свет	УФ-камера	Вода	0,1 М HCl
0	1624±174	1624±174	1624±174	1624±174
7	1604±208	1618±257	1338±411	1507±267
29	1878±78	1937±280	1242±458	1579±350
55	1732±374	1632±72	1570±238	1748±493
98	1647±260	1798±331	1771±313	1454±197

Хранение полимера в воде и на свету при атмосферном давлении не влияет на изменение модуля упругости при изгибе. При хранении PDME 0,1 М в растворе соляной кислоты приводит к незначительному снижению модуля упругости при изгибе. Выдерживание полидиметилового эфира норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты в ультрафиолетовой камере приводит к незначительному повышению модуля упругости при изгибе, что может быть связано с протеканием процессов внутримолекулярной сшивки полимерных цепей под действием ультрафиолетового излучения. Температура стеклования полимера не изменяется в процессе длительного хранения в различных средах. Таким образом, в результате проделанной работы можно сделать вывод о том, что полидиметилэфир норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты устойчив при эксплуатации в условиях окружающей среды. Физико-механические свойства важные при использовании полимера в качестве конструкционного пластика, в частности модуль упругости при изгибе, остаются стабильными при длительном хранении.

Литература

1. Аширов, Р.В. Кинетика метатезисной полимеризации 5,6-ди(метоксикарбонил)бицикло[2.2.1]гепт-2-енов на оригинальном катализаторе типа Ховейды-Граббса II / Р.В. Аширов, Д.И. Земляков, А.А. Ляпков, С.А. Киселев // Кинетика и катализ.–2013.–Т. 54, №4.–С. 494–499.
2. Богомолова, М.Н. Применение деструктата синтетического бутадиенового каучука в синтезе полидициклопентадиена / М.Н. Богомолова, Д.И. Земляков, Н.И. Сидоренко, Р.В. Аширов и др. // Каучук и Резина.–2012.–№ 3.–С. 6-8.
3. Гуревич, П.А. Влияние этиленгликоль-динорборнен-5-карбоксилата на температуру стеклования полимера на основе диметилэфиров экзо- и эндо-норборнен-2,3-дикарбоновых кислот / П.А. Гуревич, Д.И. Земляков, Г.С. Боженкова, Р.В. Аширов // Вестник Казанского технологического университета.–2013.–Т.16, №11.–С. 155-157.
4. Гуревич, П.А. Влияние бифункционального сомономера на физико-механические свойства полимера на основе полидиметил-норборнен-2,3-дикарбоксилатов / П.А. Гуревич, Г.С. Боженкова, Д.И. Земляков, Р.В. Аширов // Вестник Казанского технологического университета.–2016.–Т.18, №2.–С. 227-230.
5. Киселев, С.А. Реакционная способность эфиров 2,3-норборнендикарбоновой кислоты в процессе метатезисной полимеризации на катализаторе типа Ховейды-Граббса II: дис. канд.хим.наук.–2015.–С.132.
6. Ляпков, А.А. Исследование полимеризации дициклопентадиена в присутствии каталитических систем на основе $TiCl_4$ // А.А. Ляпков, В.Г. Бондалетов, Е.И. Мельник (Ионова), В.Д. Огородников // Известия Томского политехнического университета.–2013.–Т. 322, № 3.–С. 105–112.
7. Пат. 2374269 RU МПК C08F32/08, C08F132/08, C08F4/80, B01J27/13, B01J27/24 Рутениевый катализатор полимеризации дициклопентадиена и способ его получения (варианты). В.В. Афанасьев, А.В. Низовцев, Т.М. Долгина и др.: заявитель и патентообладатель—ОАО «СИБУР Холдинг».—№ RU 2008100385/04; Заявл. 09.01.2008; Опубл. 27.11.2009.
8. Bielawski, C.W. Living ring-opening metathesis polymerization / C.W. Bielawski, R.H. Grubbs // Prog. Polym. Sci.— 2007.— V.32.—С. 1-29.

**ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ РЕЖИМОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА
 ГИДРООЧИСТКИ В РЕАКТОРНОМ БЛОКЕ ЛГ-24/7**

А. А. Татаурщиков, Н. И. Кривцова

Научный руководитель, профессор Э. Д. Иванчина

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, Томск, Россия

Гидроочистка дизельного топлива является процессом, заслуживающим особого внимания в сфере переработки нефтепродуктов. Это связано с увеличением добычи нефти с высоким содержанием серы, а также ужесточением нормативных требований к качеству дизельного топлива и содержанию в нём сераорганических соединений. Необходимость оптимизации рассматриваемого процесса ставит перед инженером-технологом задачу его компьютерного моделирования, которое позволило бы без затрат на натурные эксперименты выявить закономерности протекания химических реакций в процессе гидроочистки и выдать рекомендации по оптимизации.

Цель данного исследования заключается, в выявлении закономерностей влияния технологических режимов проведения процесса гидроочистки на активность катализатора и качество гидроочищенной дизельной фракции.

Экспериментальные данные позволили составить список возможных реакций. Изменение энергии Гиббса ΔG для каждой реакции рассчитывалось с помощью программных пакетов Gaussian 09 и HyperChem. В ранее опубликованных работах проведено определение кинетических параметров методом решения обратной кинетической задачи [1,2]. Полученные кинетические параметры, представленные в таблице 1, используются в текущей математической модели процесса.

Таблица 1

Изменение энергии Гиббса реакций и константы скорости гидрирования сераорганических соединений

№	Изменение энергии Гиббса ΔG , $\frac{\text{кДж}}{\text{моль}}$	Константа скорости, к, ч^{-1}	Реакция
1	-71,1	2,114	$(C_1\text{БТ}) C_9H_9S + 3H_2 \rightarrow C_9H_{13} + H_2S$
2	-83,5	2,065	$(C_2\text{БТ}) C_{10}H_{11}S + 3H_2 \rightarrow C_{10}H_{15} + H_2S$
3	-95,3	1,956	$(C_3\text{БТ}) C_{11}H_{13}S + 3H_2 \rightarrow C_{11}H_{17} + H_2S$
4	-49,4	1,907	$(\text{ДБТ}) C_{12}H_8S + 2H_2 \rightarrow C_{12}H_{10} + H_2S$
5	-53,7	1,877	$(C_1\text{ДБТ}) C_{13}H_{11}S + 2H_2 \rightarrow C_{13}H_{13} + H_2S$
6	-54,3	1,761	$(C_2\text{ДБТ}) C_{14}H_{13}S + 2H_2 \rightarrow C_{14}H_{15} + H_2S$
7	-65,1	0,968	$(C_3\text{ДБТ}) C_{15}H_{15}S + 2H_2 \rightarrow C_{15}H_{17} + H_2S$

На основании рассчитанных термодинамических параметров реакций, составлена схема превращений веществ (рис.1).

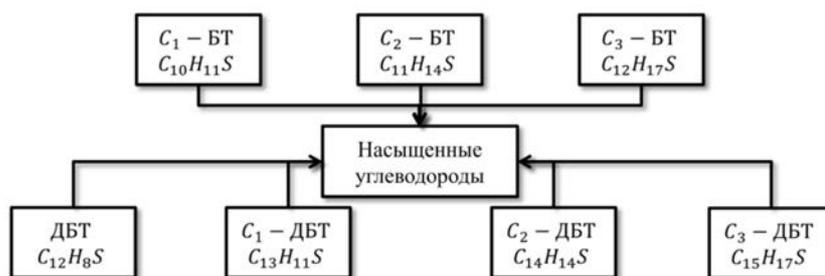


Рис. 1. Кинетическая модель процесса

Модель использована при расчёте кинетических констант, что осуществлялось путём сравнения расчётного содержания серы в продукте с общим выходом серы на установке. Для этого использовался метод наименьших квадратов (1).

$$\sum (S_{\text{эксп}} - S_{\text{расч}})^2 \leq E \quad (1)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчётное общее количество серы в продукте; $S_{\text{эксп}}$ – количество серы в продукте согласно экспериментальным данным; E – заданная точность подбора кинетических параметров.

Расчётные данные приведены в таблице 2. При этом давление смеси сырья и водородсодержащего газа в реакторе 30-34 кгс/см², температура – от 320 до 350°C.

С использованием модели исследовано влияние температуры на степень сероочистки дизельного топлива (рис. 2).

Таблица 2

Расчётные константы скорости превращения компонентов, ч ⁻¹			
День работы установки	23.12.14	24.12.14	25.12.14
$C_9H_9S + 3H_2 \rightarrow C_9H_{13} + H_2S$	1,58	1,51	1,60
$C_{10}H_{11}S + 3H_2 \rightarrow C_{10}H_{15} + H_2S$	1,51	1,45	1,54
$C_{11}H_{13}S + 3H_2 \rightarrow C_{11}H_{17} + H_2S$	1,51	1,44	1,53
$C_{12}H_8S + 2H_2 \rightarrow C_{12}H_{10} + H_2S$	1,35	1,30	1,37
$C_{13}H_{11}S + 2H_2 \rightarrow C_{13}H_{13} + H_2S$	1,37	1,32	1,39
$C_{14}H_{13}S + 2H_2 \rightarrow C_{14}H_{15} + H_2S$	1,27	1,22	1,29
$C_{15}H_{15}S + 2H_2 \rightarrow C_{15}H_{17} + H_2S$	0,70	0,67	0,71
S в продукте (расчёт), % масс.	0,0031	0,0042	0,0030
S в продукте (мониторинг), % масс.	0,0030	0,0040	0,0030
Погрешность расчётных данных относительно экспериментальных данных, %	3,333	5,000	0,000

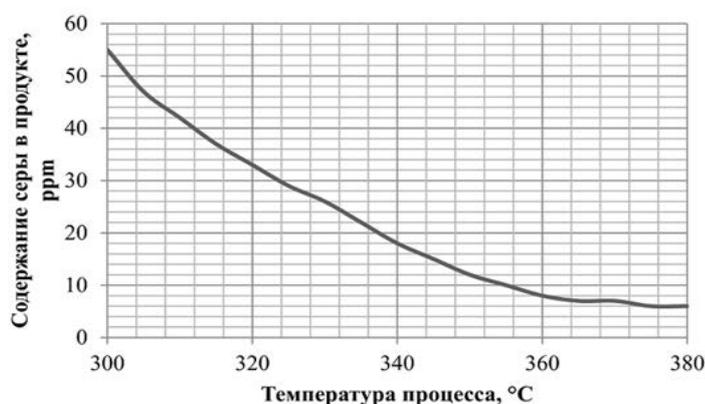


Рис. 2. Температурная зависимость выхода серы, в составе гидроочищенного дизельного топлива.

Относительная погрешность расчётов, осуществлённых по данным за весь период мониторинга установки, составила не более 5% по общему содержанию серы в продукте гидроочистки. Подтверждается прямая зависимость константы скорости превращения рассчитываемого серосодержащего компонента от изменения энергии Гиббса реакции гидрогенолиза.

Согласно последнему стандарту Euro-5, регулирующему качество дизельного топлива, максимальное содержание серы в нём не должно превышать 10 ppm. По результатам расчётов остаточное содержание серы достигает порогового значения 10 ppm уже при 356°C и расходе сырья от 50 до 60 м³/ч.

Литература

1. N.I. Krivtsova, A.A. Tataurshikov, I.D. Ivanchina, E.B. Krivtsov, A.K. Golovko. Calculation of the Kinetic Parameters of the Hydrofining Process of Diesel Fraction Using Mathematical Modeling // International Conference on Oil and Gas Engineering, OGE-2015. Omsk State Technical University, Omsk, Russian Federation, 25 – 30 April 2015 – Procedia Engineering / Volume 113, 2015. Pages 73 – 78.
2. A.A. Tataurshchikov. Reverse kinetic problem for diesel fraction hydrotreating process // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 962 с.

УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗОВ ВЫВЕТРИВАНИЯ И ДЕГАЗАЦИИ НА УСТАНОВКЕ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА Н. Л. Тулина^{1,2}, С. Б. Лучинин²

Научный руководитель, доцент Н. В. Ушева¹, главный специалист Д. А. Полтавский²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

Одной из ключевых проблем, стоящих перед нефтегазовой отраслью, является повышение эффективности разработки месторождений и сокращение технологических потерь. Поэтому актуальной является задача подготовки и рационального использования низконапорных и факельных газов.

Целью выполненной работы является поиск решений по утилизации газов выветривания и дегазации для рекомендуемого варианта реконструкции действующей установки комплексной подготовки газа (УКПГ) путем численного моделирования с помощью «Petro-SIM Express».

Объектом моделирования является, действующая УКПГ. Технологическая схема установки включает в себя процесс подготовки сухого отбензиненного газа (СОГ) по технологии низкотемпературной сепарации с дросселированием и стабилизацией конденсата по технологии ступенчатого разгазирования.

Необходимость реконструкции УКПГ возникла, в связи с изменением точки сдачи продукции, так как при этом произошло и изменение требований к условиям сдачи СОГ (температура, давление). Для перспективного периода эксплуатации был рекомендован вариант технологической схемы, который предусматривает установку дополнительного оборудования – трех теплообменников и регулирующего клапана [3].

Данный вариант реконструкции предусматривает снижение температуры низкотемпературной сепарации с минус 26,5 до минус 35 °С, что влечет за собой резкий рост количества газов дегазации и выветривания, сжигаемых на факельной установке, из-за увеличения доли легких углеводородов в конденсируемой фазе.

Таким образом, теряется значительное количество ценных углеводородов (~15 % от расхода СОГ). В связи с этим, необходимо искать решения по утилизации газов выветривания и дегазации.

Давление СОГ в новой точке сдачи не должно быть ниже 7,5 МПа (ранее – 5,6 МПа), а температура СОГ на выходе из УКПГ должна составлять: не выше плюс 7,4 °С в летний период, и не выше плюс 4,9 °С – в зимний (ранее – плюс 20 °С). При этом условия сдачи стабильного конденсата не изменяются – подготовка конденсата осуществляется до требований по давлению насыщенных паров не более 93,3 кПа.

На основе, рассчитанной в программном обеспечении «Petro-SIM Express» модели рекомендуемого к реконструкции варианта (схема приведена на рисунке), было разработано три варианта использования газов выветривания и дегазации:

- вариант с турбодетандерным агрегатом;
- вариант с компримированием и рекуперацией газов [2];
- вариант с использованием эжекторов [1].

При компримировании низконапорных газов выпадает конденсат, который предполагается частично возвращать в установку стабилизации конденсата. Схемы вариантов реконструкции представлены на рисунке. Во всех предложенных вариантах предусматривается установка дополнительного оборудования (табл. 1).

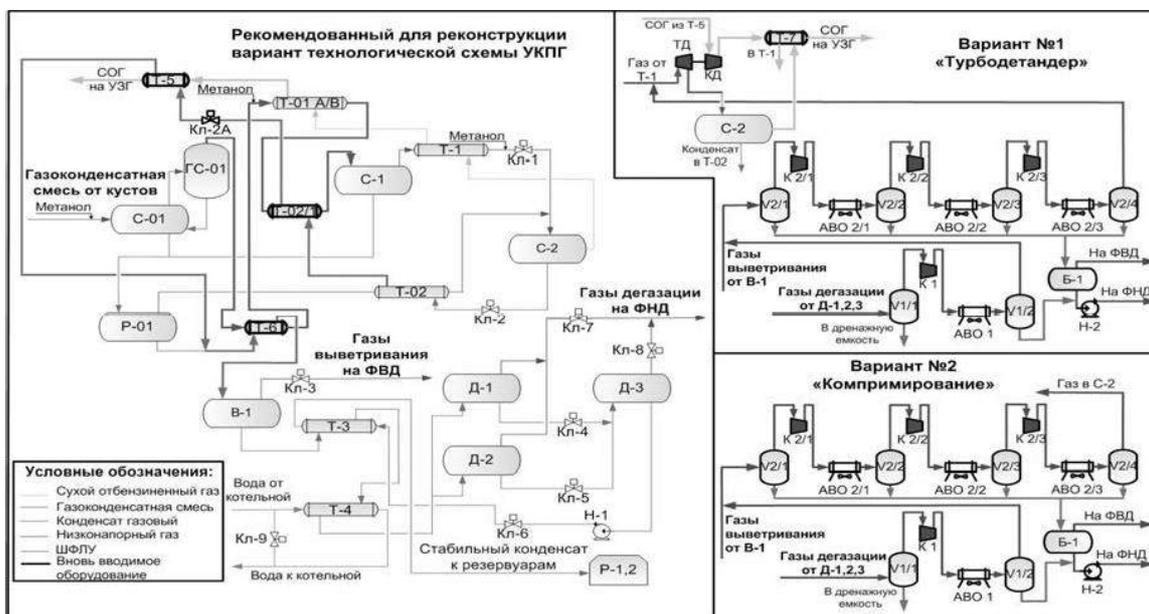


Рис. Рекомендуемый для реконструкции вариант технологической схемы УКПГ и варианты утилизации газов выветривания и дегазации:

С – сепараторы, ГС – газосепаратор, Т – теплообменники, В – выветриватель, Д – дегазаторы, Н – насос, Кл – клапаны, Р-01 – разделительная емкость конденсата, Р-1,2 – резервуары, ТД – турбодетандер, К – компрессоры, АВО – аппараты воздушного охлаждения, УЗГ – узел замера газа, ФВД – факел высокого давления, ФНД – факел низкого давления.

Таблица 1

Варианты утилизации газов выветривания и дегазации

Наименование варианта	Краткое описание
1. Вариант «Турбодетандер»	Турбодетандерный агрегат устанавливается на потоке газа после теплообменника Т-1. Поток перед детандерной частью агрегата объединяется с компримированными газами выветривания и дегазации, и направляется в низкотемпературный сепаратор С-2, после сепарации – на компрессорную часть турбодетандерного агрегата.
2. Вариант «Компримирование»	Предусматривается только дополнительное компрессорное оборудование для обеспечения утилизации газов дегазации, выветривания. Снижение температуры газа перед сепаратором С-2 осуществляется путем дросселирования. Компримированные газы дегазации и выветривания смешиваются с потоком газа после дросселя и совместно подаются в низкотемпературный сепаратор С-2.
3. Вариант «Эжектор»	В качестве активного потока используется газ после теплообменника Т-1, в качестве пассивного потока – смесь газов выветривания от В-1 и компримированных газов дегазации от Д-1,2,3.

Важно отметить, что вариант с установкой эжекторного оборудования крайне чувствителен к изменению состава, расхода активного и пассивного потоков, характеризуется рисками нестабильной работы, в случае отклонения от расчетного режима. Поэтому данный вариант утилизации не был рекомендован для использования.

В таблице 2 представлены данные для сравнения вариантов утилизации газов.

Таблица 2

Сравнительная таблица вариантов утилизации газов выветривания и дегазации

Параметр	Без утилизации газов выветривания и дегазации	Варианты утилизации газов выветривания и дегазации	
		Вариант №1 «Турбодетандер»	Вариант №2 «Компримирование»
Расход СОГ на УЗГ, млн.м ³ /сут.	5,288	5,851	5,889
Расход конденсата, т/сут.	1268,8	1283,7	1272,6
Температура СОГ, °С	4,22	0,44	6,14
Температура конденсата, °С	34,33	33,21	35,86
Давление СОГ, МПа (изб.)		7,5	
T _p СОГ по УВ (P = 2,5..7.5 МПа абс.), не более, °С	-11,61	-26,26	-7,39
T _n СОГ по воде (P = 3,92 МПа абс.), °С	-41,41	-34,30	-26,84
ДНП конденсата (T = 37,8 °С), кПа/мм рт. ст.		не более 93,3/ не более 700	
Расход газа на компрессорную низконапорного газа (ФВД), млн. м ³ /сут.	(0,742)	1,001 (0,034)	0,666 (0,053)
Расход газа на компрессорную газов дегазации (ФНД), млн. м ³ /сут.	(0,0454)	0,130 (0,182)	0,051 (0,125)

Анализ результатов расчетов (табл. 2) показывает, что только вариант с установкой турбодетандерного агрегата обеспечивает требуемую температуру и качество СОГ на выходе УКПГ и в летний, и в зимний период. Однако при этом требуется включение наибольшего количества дополнительного оборудования в технологическую схему.

Вариант «Компримирование» обеспечивает необходимые показатели температуры и качества газа только для летнего периода работы установки. Данный вариант проще с точки зрения эксплуатации за счет того, что требует установки только компрессорного оборудования, однако на качество СОГ оказывает отрицательное влияние поток компримированных низконапорных газов.

Таким образом, из-за достаточно жестких условий сдачи газа, несмотря на большие затраты на дополнительное оборудование, для реконструкции УКПГ может быть рекомендован только вариант с турбодетандерным агрегатом.

Литература

1. Акопова Г.С., Арабский А.К., Круглова Н.Ю., Юлкин Г.М. Снижение выбросов газов выветривания на газодобывающих объектах ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2014. – №7. – С. 100-102.
2. Зиберт Г.К., Зиберт А.Г., Валиуллин И.М. Инновационные технологии утилизации низкочастотных газов с применением струйных компрессорных агрегатов // Газовая промышленность. – 2010. – №11. – С. 20-22.

3. Тулина Н.Л., Колмогорова В.А. Моделирование вариантов реконструкции установки комплексной подготовки газа // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – Т. 2. – С. 234-236.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ЗАПАДНО-ПОЛУДЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. Т. Тынычбеков

Научный руководитель, доцент О. Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промысловая подготовка нефти – это основной этап обеспечения определенных показателей качества сырья, для переработки на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях.

Качество подготовленной на месторождении нефти влияет не только на стабильность работы заводского оборудования: ректификационных колонн, теплообменной аппаратуры, реакторов, но и на срок службы магистральных трубопроводов. В связи с чем, процессы промышленной подготовки нефти занимают особое место и обусловлены необходимостью: отделения пластовой воды, извлечения солей и механических примесей, удаления из нефти легких углеводородных газов [2].

С целью эффективного осуществления процессов промышленной подготовки нефти и прогнозирования оптимальных технологических режимов работы установок в настоящее время широко используются современные компьютерные системы и метод математического моделирования.

Правильный подбор технологических параметров основных процессов подготовки нефти (сепарации, обезвоживания, обессоливания) определяет качество продукции, поступающей на дальнейшую переработку на нефтеперерабатывающий завод.

Цель работы: изучение технологии, обработка и анализ экспериментальных данных с установки подготовки нефти (УПН) Западно-Полуденного месторождения; расчет технологии подготовки нефти; исследование с применением моделирующей системы влияния технологических параметров на основные процессы при промышленной подготовке нефти.

Установка подготовки нефти предназначена:

- для обеспечения непрерывного приёма продукции скважин Западно-Полуденного месторождения;
- для обезвоживания поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды 1,0-5,0 % и откачки её на УПН «Малореченская» для дальнейшей подготовки;
- для отбора газа и утилизации на факельных установках;
- для очистки пластовой воды от нефти, механических примесей для закачки в продуктивные горизонты.

В табл. 1 приведены физико-химические характеристики нефти, а в табл. 2. – основное оборудование и режимы работы установки

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти

Вязкость сСТ	Парафины, % массы	Сера, % массы	Смолы, % массы	Асфальтены, % массы
4,04	4,79	0,11	2,75	0,65

Таблица 2

Режимы работы промышленного оборудования УПН

Аппарат	Режимные параметры	
	Температура, °С	Давление, МПа
Сепаратор нефтегазовый (НГС)	49	0,25
Установка блочная сепарационная (УБС)	49	0,25
Отстойник горизонтальный (ОГ)	48	0,15
Газовый сепаратор (ГС)	48	0,22
УСТН-1,2(УСТН-1,2)	48	0,12
Резервуар вертикальный стальной (РВС)	44	0,08

В настоящее время, при исследовании химико-технологических процессов эффективно применяется метод математического моделирования. На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики ИПР ТПУ разработана моделирующая система (МС) процессов промышленной подготовки нефти, позволяющая рассчитывать процессы сепарации, каплеобразования и отстаивания [1, 3, 4].

На основе технологической схемы установки промышленной подготовки нефти сформирована расчетная схема УПН Западно-Полуденного месторождения (рис. 1).

Моделирующая система технологии промышленной подготовки нефти была адаптирована к сформированной схеме.

С использованием моделирующей системы произведен расчет процессов сепарации, каплеобразования, и отстаивания.

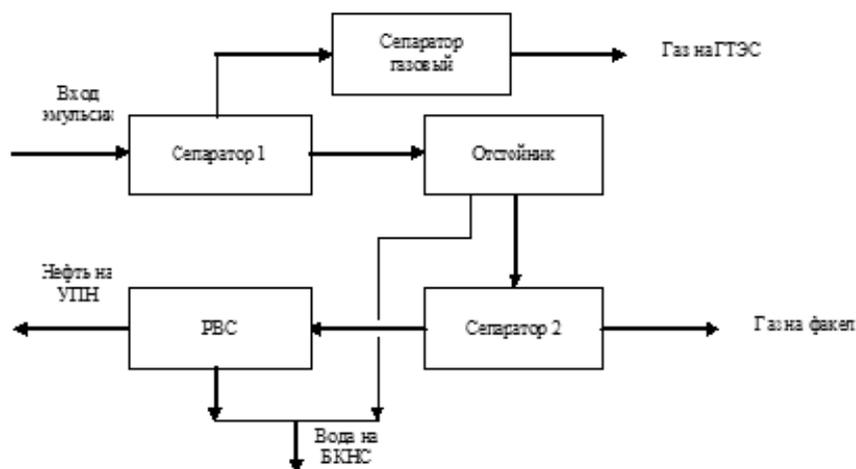


Рис. 1. Расчетная схема Западно-Полуденного месторождения

В результате выполненных расчетов получен материальный баланс установки и состав основных потоков. Результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3

Материальный баланс УПН «Западно-Полуденная»

Наименование потока	Расход, кг/час	
Сепаратор первой ступени (УБС)	На вход УБС	524261,90
	Газ из УБС	12203,53
	Нефть из УБС	204051,04
	Дренажная вода из УБС	308007,33
Сепараторы второй ступени (УСТН)	На вход УСТН	204051,04
	Газ из УСТН	1726,53
	Нефть из УСТН	202324,51
Резервуар-отстойник РВС-2000	На вход РВС-2000	202324,51
	Нефть из РВС-2000	154379,52
	Дренажная вода из РВС-2000	47944,99

Результатом расчета процесса сепарации является состав газовой и жидкой фаз.

Средняя относительная погрешность расчета компонентного состава сепарированной нефти и выделенного газа невысока и составляет соответственно 5,11 и 5,55%.

Таким образом, моделирующая система позволяет рассчитывать материальные балансы и выполнять исследования влияния технологических параметров: расхода водонефтяной эмульсии, давления, температуры, диаметра подводящих трубопроводов, обводненности нефти на показатели процессов сепарации, каплеобразования, обезвоживания и обессоливания при промышленной подготовке нефти.

Литература

1. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование процессов разрушения водонефтяных эмульсий для крупнотоннажных технологий подготовки нефти //Фундаментальные исследования. – 2013.№8. – С. 626 – 629.
2. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: Фэн, 2002. – 512 с.
3. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промышленной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т.308. – № 4. – С. 127–131.
4. S.F. Kim, N.V. Usheva, O.E. Moyzes, E.A. Kuzmenko, M.A. Samborskaya, E.A. Novoseltseva. Modelling of dewatering and desalting processes for large-capacity oil treatment technology / Procedia Chemistry. – 2014. – №10. – С.448 – 453.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОНВЕРСИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА
ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДОБАВОК
СУЛЬФИДА ЦИНКА****¹Фам Чыонг Фук, В. В. Хасанов¹, Л. А. Богданкова²**

Научный руководитель, профессор В. И. Ерофеев

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*²*Алтайский государственный университет, г. Барнаул, Россия*

В современной нефтегазохимической промышленности одной из главных актуальных проблем является утилизация и химическая переработка попутных нефтяных газов. Одним из наиболее перспективных методов переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) является процесс конверсии на цеолитных катализаторах [1-9].

Целью данной работы является изучение влияния добавок солей ZnS различной концентрации на каталитическую активность цеолитов в процессе конверсии попутного нефтяного газа.

В настоящей работе высококремнеземные цеолиты типа ZSM-5 получали из щелочных алюмокремнегелей при 175 °С в течение 2-4 суток, с использованием спиртовой фракции (побочного продукта синтеза капролактама) в качестве структурообразующей добавки. В качестве модификатора использовался сульфид цинка. Эксперименты проводили в проточном реакторе $V_{\text{вн}} = 30 \text{ см}^3$ с неподвижной фазой катализатора, объем катализатора 6 см³. Температурный диапазон реакции 525 – 600 °С, объемная скорость подачи сырья $W = 240 \text{ ч}^{-1}$, давление внутри реактора $P = 1 \text{ АТМ}$. Состав исходного сырья был следующим (по массе): метан – 0,3 %, этан – 3,0 %, пропан – 80,9 %, бутан – 12,4 %. Проводилось 4 серии опытов для каждого образца: 1 для чистого и 3 для разной степени модификации катализатора – 1, 3 и 5 %. Каждая серия опытов разбивалась на 4 диапазона температур с 525 до 600 °С, с шагом в 25 °С. Реакция для каждой температуры длилась 2 часа. Продукты реакции делились на газы и жидкости после охлаждения в водяном холодильнике и сепараторе. Качественный и количественный анализы продуктов реакции и исходного сырья проводился с использованием метода газовой хроматографии с помощью газового хроматографа марки «Хроматек-Кристалл 5000М». Разделение газообразных продуктов проходило на медной насадочной колонке ($l = 3 \text{ м}$, $d = 3 \text{ мм}$), наполненной 8% $\text{NaOH}/\text{Al}_2\text{O}_3$, на детекторе по теплопроводности (ДТП). Разделение жидких продуктов происходило на капиллярной колонке DB-1 (100 м * 0,25 мм * 0,5 мкм), определение веществ проводилось на пламенно-ионизационном детекторе (ПИД), газ-носитель – гелий, результаты исследований представлены в таблице.

Степень конверсии алканов $\text{C}_3\text{-C}_4$ ПНГ повышается с увеличением температуры для всех образцов в диапазоне температур 525-600 °С. Это в основном происходит, в результате увеличения выхода непредельных углеводородов $\text{C}_2\text{-C}_4$ в газовой фазе и аренов с одним ароматическим кольцом (бензол, толуол, ксилолы), в жидкой фазе. Для всех образцов наблюдается увеличение содержания олефинов в газообразных продуктах реакции с ростом температуры, что объясняется реакциями дегидрирования и крекинга алканов при повышении температуры. В жидких продуктах в диапазоне температур 525 – 600 °С наблюдается увеличение содержания бензола для всех образцов, причем для модифицированных образцов выход бензола тем выше, чем выше степень его модификации. Содержание толуола с увеличением температуры растет только для чистого образца; для модифицированных образцов выход толуола увеличивается только в диапазоне 525 – 550 °С, при дальнейшем увеличении температуры содержание толуола сокращается в диапазоне 550 – 600 °С для всех модифицированных образцов. У модифицированных катализаторов выход нафталина и его гомологов с ростом температуры заметно увеличивается. В результате анализа полученных данных можно заключить, что модифицированные образцы обладают большей селективностью по бензолу и нафталинам, при высоких температурах по сравнению с чистым катализатором. С повышением температуры процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для всех образцов, причем для образца с 3 % ZnS выход жидкой фазы становится максимальным (60,6 масс. %) среди всех образцов при температуре 600 °С. Что касается фракции бензол-толуол-ксилолы (БТК-фракция), то выход данной фракции также повышается с ростом температуры и становится максимальным (40,7 масс. %) для образца с 3 % содержанием ZnS при 600 °С.

Таким образом, исследование цеолитных катализаторов с добавлением сульфида цинка показало, что модифицированные образцы обладают меньшей степенью конверсии по сравнению с чистым цеолитом, что может позволить увеличить срок работы катализатора до регенерации. Также модифицированные катализаторы имеют более высокую селективность по бензолу и нафталину по сравнению с чистым цеолитом. Применение модифицированных катализаторов позволило увеличить выход жидких продуктов на 15-17 %. В процессе исследования было выявлено, что образец с 3 % ZnS обладает наиболее селективными свойствами, т.к. происходит максимальное увеличение выхода жидкой фазы и, особенно БТК-фракции при температуре 600 °С. В результате можно сказать, что использование добавок сульфида цинка может привести к улучшению свойств цеолитных катализаторов, и к увеличению выхода ароматических соединений в процессе конверсии.

Таблица
 Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии природного газа на цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-СФ с добавлением различного количества модификатора ZnS, W=240ч⁻¹

Катализатор	Н-ЦКЕ-СФ											
	чистый			1 % ZnS			3 % ZnS			5 % ZnS		
Добавка	550	575	600	550	575	600	550	575	600	550	575	600
Температура, °С	550	575	600	550	575	600	550	575	600	550	575	600
Σ Конверсия, %	82,3	86,2	88,8	76,6	85,5	87,6	77,3	82,1	87,0	73,3	81,8	89,9
Газовая фаза (норм. %)												
Метан	34,4	38,5	40,9	34,6	44,0	44,8	33,8	36,9	36,9	24,2	27,2	31,8
Этан	24,1	23,5	22,0	17,0	17,0	16,1	14,4	16,4	21,9	15,0	24,7	34,6
Этилен	3,7	5,6	7,9	2,4	4,0	5,7	3,3	3,9	4,4	3,4	3,2	3,5
Пропан	31,6	25,9	22,4	41,4	31,8	30,4	45,0	39,4	32,6	53,8	40,9	25,3
Пропилен	2,9	3,8	4,7	1,8	2,1	2,4	1,9	2,3	3,5	2,0	3,0	4,2
Изобутан	1,0	0,71	0,34	0,77	0,23	0,12	0,29	0,17	0,11	0,28	0,17	0,09
Бутан	1,4	0,99	0,63	1,4	0,53	0,35	0,94	0,54	0,34	0,95	0,46	0,24
Жидкая фаза (норм. %)												
Бензол	13,5	14,5	16,4	15,8	20,6	23,9	18,3	20,9	23,7	18,7	21,8	23,5
Толуол	36,9	37,6	39,8	39,6	40,8	38,0	41,4	40,0	39,8	41,0	40,9	39,0
Этилбензол	2,4	2,2	2,3	2,5	2,3	2,0	2,4	1,9	1,2	2,1	1,3	0,79
m-Ксилол	11,3	10,8	10,5	11,7	9,7	7,3	10,5	8,5	7,3	10,4	8,6	7,3
p-Ксилол	5,1	4,8	4,7	5,1	4,3	3,3	4,7	4,1	3,3	4,6	3,8	3,3
o-Ксилол	5,3	5,1	5,0	5,4	4,5	3,5	5,0	4,3	3,5	4,9	4,1	3,6
Псевдокумол	1,2	1,1	1,0	1,3	0,96	0,68	1,1	0,73	0,43	0,96	0,52	0,27
Нафталин	8,5	7,8	7,7	5,6	6,2	8,0	6,1	8,2	8,7	6,1	7,9	10,2
β-метилнафталин	5,4	4,7	4,2	3,9	3,5	5,6	3,4	4,1	4,2	3,6	3,9	4,7
α-метилнафталин	2,1	1,9	1,7	1,6	1,5	2,0	1,5	1,8	1,8	1,6	1,7	1,9
m газовой фазы, масс. %	53,8	51,2	48,6	54,7	44,8	40,2	49,5	44,9	39,4	48,8	43,9	39,5
m жидкой фазы, масс. %	46,1	48,8	51,4	45,3	55,2	59,8	50,5	55,1	60,6	51,2	56,1	60,5
m фракции бензол-толуол-ксилолы, масс. %	33,2	35,5	39,3	35,2	44,1	45,4	40,3	42,9	47,0	40,8	44,4	46,4

Литература

1. Восмери́ков А.В., Ерофе́ев В.И. Исследование каталитической активности Ga – содержащих цеолитов в процессе ароматизации низших алканов. // Журнал прикладной химии. – 1994. – Т. 67. – Вып. 7. – С. 1152 – 1156.
2. Ерофе́ев В.И., Восмери́ков А.В., Короби́цына Л.Л., Соловьёв А.И. Превращение нефтяных газов на модифицированных цеолитных катализаторах // Нефтехимия. – 1990. – Т. 30. – № 4. – С. 496 – 500.
3. Erofeev V.I., Trofimova A.S., Koval L.M., Ryabov Yu.V. Acidity and catalytic properties of Cu-ZSM-5 in conversion of lower alkanes // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2000. – V. 73. – N 12. – P. 2057 – 2061.
4. Erofeev V.I., Khomyakhov I.S., Egorova L.A. Production of high-octane Gasoline from straight-run Gasoline on ZSM-5 modified Zeolites // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2014. – V. 48. – N 1. – P. 71 – 76.
5. Медведев Ю.В., Иванов В.Г., Середя Н.И., Польшгалов Ю.И., Ерофе́ев В.И., Коровин С.Д., Ерофе́ев М.В., Соснин Э.А., Суслов А.И., Тарасенко В.Ф., Истомин В.А. Воздействие мощного ультрафиолетового излучения на поток природного газа в проточном фотореакторе // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3-4. – С. 83 – 87.
6. Trofimova A.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Lower Olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites Modified with Alkali Metals. // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – pp. S537–S540.
7. Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Effect of high-temperature steam treatment on acidic and catalytic properties of Catalysts for Aromatization of lower Alkanes // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – P. 537 – 540.
8. Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. The Preparation of the lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified by Lithium // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2002. – V. 76. – N 6. – P. 922–925.
9. Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. Synthesis of lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified with Alkali Metals // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2000. – V. 73. – N 12. – P. 2057 – 2061.

10. Трофимова А.С., Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Получение низших олефинов из алканов C₃-C₄ на цеолитах ZSM-5, модифицированных литием. // Журнал физической химии. – 2002. – Т. 76. – № 6. – С. 1034 – 1037.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ ОЛЕФИНОВ ПРИ ПОНИЖЕННОМ ДАВЛЕНИИ

К. О. Фефелова¹, В. В. Платонов²

Научный руководитель, профессор Е. Н. Ивашкина

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²ООО «КИНЕФ» г. Кириши, Россия

Процесс получения олефинов нормального строения из высших парафинов, в настоящее время, остается актуальным. Олефины являются сырьем для получения линейных алкилбензолов (ЛАБ), которые применяются в производстве синтетических моющих средств (СМС).

Показатели производительности процесса, в основном, определяются технологическим режимом и составом перерабатываемого сырья, а также активностью катализатора. Однако аппаратное оформление процесса также оказывает значительное влияние на выбор оптимального режима. Для оптимизации работы большинства функционирующих производств требуется реконструкция с полной или частичной заменой устаревшего оборудования или же реконструкция технологической схемы в целом.

Установка по производству олефинов ООО «КИНЕФ» (рис. 1) находится в постоянной эксплуатации с 1996 года. В течение некоторого времени после пуска установки специалистами предприятия было установлено, что кожухотрубчатый теплообменник комбинированного сырья E-301 не осуществляет расчетный теплообмен, и поэтому печь подогрева сырья процесса дегидрирования F-301 работает со значительно увеличенной тепловой нагрузкой, что приводит к превышению максимально допустимой температуры труб печи.

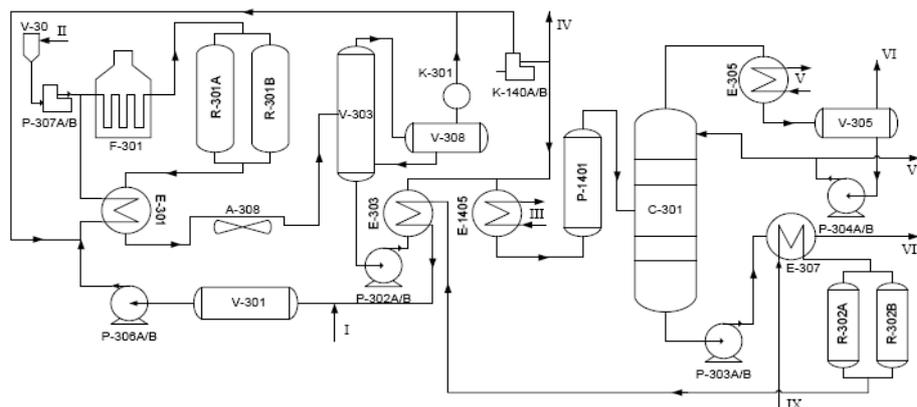


Рис. 1 – Технологическая схема производства олефинов

В качестве решения проблемы была предложена реконструкция существующего кожухотрубчатого аппарата, либо замена существующего кожухотрубчатого теплообменника на аналогичный по характеристикам пластинчатый теплообменник, с целью повышения эффективности теплообмена [1].

В связи, с предстоящей заменой теплообменника E-301 на теплообменник пластинчатого типа «Пакинок», имеющего общий перепад давления 30 кПа (перепад давления существующего теплообменника 90 кПа), давление в реакторе будет понижено. В связи с этим, возникла необходимость в установлении влияния понижения давления на показатели процесса дегидрирования (на выход целевых и побочных продуктов, концентрацию кокса на поверхности катализатора с учетом изменяющегося состава перерабатываемого сырья). При снижении давления наблюдается увеличение целевого продукта – олефинов, но наряду с этим происходит рост скорости дезактивации катализатора. Поэтому необходимо оптимизировать расход деминерализованной воды, компенсирующий увеличение скорости дезактивации катализатора высокомолекулярными полициклическими ароматическими структурами – коксом.

В качестве основного метода исследования, в данной работе использовалось компьютерное моделирование, как один из эффективных способов с точки зрения экономии времени и материальных затрат. Для анализа влияния технологических условий процесса был рассмотрен последний цикл работы катализатора (с 19.04.2014 по 26.07.2015 года). На начало цикла катализатор работал при мольном соотношении водород/сырье 7:1, а с 18.11.2014 года мольное отношение было понижено до 6:1.

На модели для различного по составу сырья и различного мольного соотношения были получены данные об увеличении концентрации целевого продукта и содержания кокса на катализаторе, при снижении давления. Результаты расчета на модели представлены в таблице 1.

Таблица 1

Состав продуктового потока в зависимости от давления в реакторе

Сырье	Мольное соотношение	Компонент	Давление, МПа						
			0,200	0,195	0,190	0,185	0,180	0,175	0,170
Сырье 1	7:1	Олефины, % масс.	8,41	8,59	8,80	9,02	9,27	9,54	9,86
		Диолефины, % масс.	0,53	0,53	0,54	0,55	0,55	0,56	0,57
		Кокс с повыш. подачей воды,	0,593	0,595	0,597	0,600	0,605	0,612	0,621
Сырье 2	6:1	Олефины, % масс.	8,59	8,77	8,97	9,19	9,44	9,71	10,02
		Диолефины, % масс.	0,54	0,54	0,55	0,56	0,56	0,57	0,58
		Кокс с повыш. подачей воды,	0,811	0,812	0,815	0,818	0,823	0,831	0,842

С применением модели была определена рекомендуемая подача воды, при пониженном давлении для различного мольного соотношения, компенсирующая быструю дезактивацию катализатора. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

План эксперимента цикла катализатора при пониженном давлении (0,17 МПа)

Температура, °С	Рекоменд. вода, л/час		Кокс с повыш. подачей воды, л/час	
	7/1	6/1	7/1	6/1
467,9	2,54	5,47	0,38	0,6
468,7	3,60	6,50	0,54	0,7
469,7	4,52	7,13	0,5	0,8
470,9	5,77	8,33	0,6	0,9
471,4	6,30	9,08	0,7	0,9
472,8	7,30	9,70	0,8	1,0
473,7	8,40	10,57	0,9	1,1
474,6	9,08	11,52	1,0	1,1
475,5	9,81	12,29	1,1	1,2
476,7	10,39	12,87	1,1	1,3
477,7	11,91	13,98	1,3	1,5
479,4	12,90	14,93	1,4	1,6
481,5	14,03	15,12	1,5	1,7
483,5	15,99	16,87	1,6	1,7
486,3	16,50	18,03	1,7	1,8

Проведенные исследования работы установки получения олефинов при пониженном давлении с использованием модели позволили увеличить концентрацию олефинов в среднем на 5-7 %. По результатам работы были определены оптимальные режимы подачи воды и были рассмотрены возможные ситуации, возникающие при замене оборудования.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ для молодых российских ученых-докторов наук МД-5019.2016.8

Литература

1. И.М. Долганов, М.В. Киргина, Е.Н. Ивашкина, Э.Д. Иванчина, И.О. Долганова. Оптимизация аппаратного оформления процесса дегидрирования высших алканов с использованием метода математического моделирования // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т.320. - №3. – С.84 – 88.

ЭФФЕКТ КОНВЕРСИИ ГАЗОВ В ИХ ВИХРЕВОМ ДВИЖЕНИИ В ГАЗОДИНАМИЧЕСКОМ ЦИКЛОНЕ

Ю. В. Феценко

ООО «Научно-производственное объединение ЭТН-Циклон», г. Томск, Россия

При эксплуатации нефтеперерабатывающих установок циклонного типа был обнаружен эффект возникновения химических реакций в керосиновых и бензиновых фракциях при вихревом течении парогазовой смеси в газодинамических циклонах. Это явление подтверждается данными исследований индивидуальных

составов насыщенных и ароматических углеводородов бензиновых и дизельных фракций методом хромато - масс-спектрометрии.

Для понимания процессов движения углеводородных газов в газодинамическом циклоне, была построена математическая модель движения реальных газов в циклоне. Полученная математическая модель даёт следующее описание процесса. При тангенциальном вводе газа в трубу (а это модель циклона), угловая скорость слоёв газа возле оси трубы начинает возрастать, а температура падать (т.е. кинетическая энергия растёт, а энтальпия падает), и при этом угловая скорость газов вдоль стенки трубы начинает падать, а температура расти (т.е. кинетическая энергия падает, а энтальпия растёт). Это и есть описание эффекта вихревой трубы Ранка. При этом, эффект объясняется не переносом кинетической или тепловой энергии от внутренних слоёв газа к внешним слоям, а перераспределением энергии в струе газа между кинетической энергией и энтальпией. И спусковым механизмом этого эффекта Ранка является закон сохранения момента импульса для реальных газов.

Поскольку полученное качественное описание процесса вихревого движения газовой струи в циклоне совпадает с известными эффектами вихревой трубы Ранка, то полученную модель движения реальных газов можно взять за основу для понимания причин возникновения химических реакций в углеводородных газах. Для этого рассмотрим поступающую в циклон парогазовую смесь как химически активную среду.

Поскольку газовая среда, поступающая в циклон, представляет собой смесь паров углеводородов с большим количеством химически активных непредельных углеводородов с двойной связью, а также разнообразных парафинов, изопарафинов, гомологов бензола, нафтеновых, паров воды, метана, водорода и т.д., т.е. это среда с большим количеством исходных компонентов для разнообразных химических реакций. Но до входа в циклон рассматриваемая среда находилась в устойчивом химическом равновесии, а после истечения в циклон, в слоях газа прилегающих к внутреннему цилиндру циклона начинает резко снижаться температура, а в слоях газа примыкающих к внешнему цилиндру циклона температура начинает резко расти.

Тогда, в соответствии с принципом Ле Шателье, химическое равновесие возле стенки внешнего цилиндра циклона смещается в сторону эндотермических реакций (например, реакции крекинга парафинов). Поскольку при крекинге количество молей веществ увеличивается, то при этих химических реакциях появляется дополнительная компенсация против роста температуры в виде работы расширения газов.

В соответствии с тем же принципом Ле Шателье, химическое равновесие возле стенки внутреннего цилиндра циклона сместится в сторону экзотермических реакций (это синтез более тяжёлых молекул, прежде всего аренов, из окружающих мелких), а также дополнительная компенсация в виде работы сжатия газов за счёт

уменьшения количества молей газов в результате химических реакций.

Примем, что в сечении S_1 вдоль радиуса было количество j исходных газовых компонентов и их доля на единицу массы газа составляла величину g_j . В сечении S_2 за счёт химических реакций количество компонентов стало i , а их доля на единицу массы газа стала равна g_i . Тогда если принять, что количество молей i -го вещества на единицу массы равно g_i/μ , то выражение для изменения энтальпии H для единицы массы газа можно записать в следующем виде:

$$\Delta H = R \sum_j \frac{k_j g_j}{\mu_j (k_j - 1)} (T_2 - T_1) + R \sum_j \frac{k_j g_j T_2}{\mu_j (k_j - 1)} (\beta - 1) \quad (1)$$

$$\beta = \left(\sum_j \frac{k_j g_j}{\mu_j (k_j - 1)} \right) / \left(\sum_j \frac{k_j g_j}{\mu_j (k_j - 1)} \right)$$

Физический смысл коэффициента β состоит в том, что он показывает влияние на изменение энтальпии газа количественных и качественных трансформаций на единицу массы газа. А именно влияние увеличения или уменьшения количества молей на единицу массы, влияние изменений молекулярной массы и изменений показателя адиабаты. Т.е. второй член в выражении (1) по сути, является компенсационным и показывает, какая часть кинетической энергии при её уменьшении у стенки внешнего цилиндра переходит в работу сил расширения за счёт увеличения количества молей газов. А в случае роста кинетической энергии у стенки внутреннего цилиндра этот же член показывает, какова доля в приросте кинетической энергии газов работы сил сжатия, за счёт уменьшения количества молей газов.

При этом при отсутствии химических реакций $\beta = 1$ и второй член в выражении (1) обращается в ноль, и прирост кинетической энергии или её убыль сопровождается максимально возможным ростом или убылью температуры, что и характерно для простых двухатомных газов в вихревой трубе Ранка.

Для иллюстрации роли вклада компенсационного члена, в изменение температуры газов при химических реакциях в углеводородных газах в циклоне рассмотрены примеры крекинга и синтеза углеводородов. Поскольку энергетический выигрыш при конверсии углеводородных молекул в компенсации сдвигов химического равновесия, как было показано, очень велик, а природа всегда идёт по энергетически выгодному пути, то этот эффект очевидно должен присутствовать в вихревых движениях любых химически активных газов.

Для наименования описанного эффекта при вихревом движении газов предложен термин **вихревая энтальпийная конверсия газов (ВЭКГ)**.

Поскольку эффект вихревой энтальпийной конверсии газов очевидно является общим для любых газов, то его практически можно использовать, прежде всего, для следующих возможных применений:

- синтез в паровой фазе различных веществ и композитных материалов (как органических, так и неорганических) в том числе таких, которые невозможно синтезировать при высоких температурах и давлениях или в жидких растворах, например новые виды лекарств;

- аккуратное и экономичное разложение сложных веществ для получения полуфабрикатов для дальнейшего синтеза (например, получение синтез-газа при низких температурах и давлениях);

- построение нового типа двигателей, движителей, аккумуляторов энергии и силовых установок. Например, логично предположить, что раз вихрь вызывает химические реакции, то и химические реакции могут вызвать вихрь в подходящих условиях.

Таким образом, на основе анализа физики процесса обнаруженного эффекта ВЭКГ применительно к нефтяным углеводородам предлагаются весомые аргументы в пользу абиогенного происхождения нефти на Земле, а также предлагается гипотеза об эволюции органических веществ в Солнечной системе.

МИКРО- И МИКРО-МЕЗО-МАКРОПОРИСТЫЕ ЦЕОЛИТЫ В СИНТЕЗЕ ДИГИДРОХИНОЛИНОВ

Н. А. Филиппова¹, Д. Ф. Ишбульдин²

Научный руководитель, доцент Н. Г. Григорьева

¹Институт нефтехимии и катализа Российской академии наук, г. Уфа, Россия

²Уфимский Государственный Нефтяной Технический университет, г. Уфа, Россия

Замещенные дигидрохинолины являются прекурсорами для получения антиоксидантов для каучуков [1], а также лекарственных препаратов, обладающих антибактериальным, антидиабетическим и противовоспалительным действием [2].

Дигидрохинолины могут быть синтезированы циклизацией Скраупа, которая заключается во взаимодействии анилина и карбонильного соединения в присутствии йода (или брома) при 145°C в течение 2-3 дней. В качестве катализатора также можно использовать $\text{BF}_3 \cdot \text{O}(\text{C}_2\text{H}_5)_2$, AlBr_3 или HCl , п-аминобензолсульфокислоту, бензолсульфоновую кислоту, п-толуолсульфокислоту [2-3], катализатор на основе аморфного алюмосиликата - клиноптилонита [4]. Серьезными недостатками указанных способов является многостадийность, использование растворителей в больших объемах, наличие стоков, использование катализатора в стехиометрическом количестве, сложное отделение катализатора от реакционной массы, невозможность повторного его использования, потери продуктов,

Целью данного исследования является разработка селективного гетерогенно-каталитического способа получения 2,2,4-триметил-1,2-дигидрохинолина взаимодействием анилина с ацетоном под действием цеолитов с микро- (Н-У, Н-Beta, Н-ZSM-5) и с комбинированной микро-мезо-макропористой кристаллической структурой (Н-У-mmm).

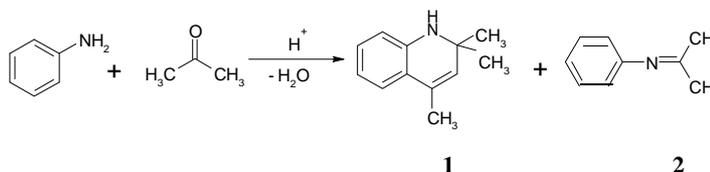


Рис. 1 Реакция анилина с ацетоном

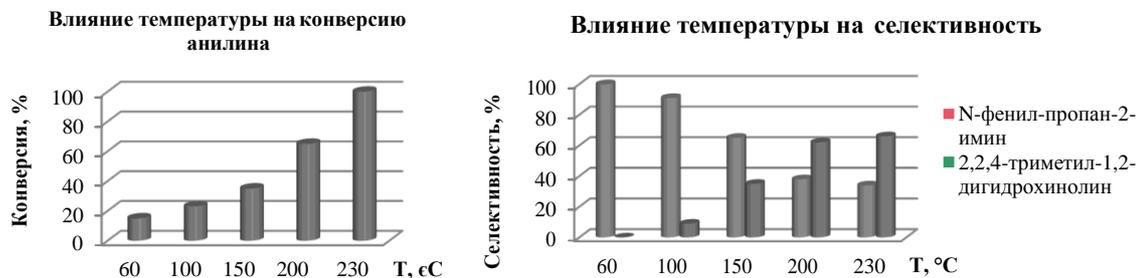


Рис. 2 Влияние температуры на конверсию анилина и селективность продуктов реакции (20% катализатора, мольное соотношение анилин: ацетон = 1: 5, 24 ч)

Методы исследования. Цеолитные катализаторы охарактеризованы с помощью рентгенофазового анализа, рентгеноструктурного анализа, адсорбционных методов, низкотемпературной адсорбции азота, инфракрасной спектроскопии с использованием низкотемпературной адсорбции молекулы-зонда CO .

Реакцию анилина с ацетоном (мольное соотношение = 1: 5) проводили в автоклаве при 60-230°C, концентрации катализатора 5-20% (в расчете на смесь анилин: ацетон 1-2:2-10) и времени реакции 6-24 ч.

Продукты реакции анализировали методом газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. Идентификацию соединений осуществляли с помощью ^1H и ^{13}C -ЯМР - спектроскопии.

Результаты. Установлено, что под действием исследованных катализаторов реакция проходит с образованием 2,2,4-триметил-1,2-дигидрохинолина (**1**) и N-фенилпропан-2-имина (**2**).

Установлено, что в продуктах реакции, полученных под действием цеолитов с микропористой структурой, преобладает имин **2**. Полученные результаты обусловлены тем, что микропористая кристаллическая решетка этих катализаторов создает значительные диффузионные затруднения для образования объемной молекулы дигидрохинолина **1**. В цеолите H-Y-mmm, благодаря присутствию мезо- и макропор, диффузионные затруднения отсутствуют, поэтому основным продуктом реакции является дигидрохинолин **1** (90%).

Исследовано влияние реакционных параметров (температуры, времени реакции, концентрации катализатора и мольного соотношения реагентов) на конверсию анилина и селективность продуктов реакции под действием цеолитного катализатора с комбинированной микро-мезо-макропористой структурой H-Y-mmm (рис. 2-4).

Установлено, что при 60-150°C конверсия анилина незначительна – 10-30%, при этом основным продуктом реакции является имин **2**, селективность образования которого составляет 60-98% (рис. 2). С повышением температуры реакции до 200°C и выше конверсия анилина возрастает практически до количественной, в продуктах реакции начинает преобладать дигидрохинолин **1**.

Повышению конверсии анилина также способствует увеличение концентрации катализатора (рис. 3) и времени реакции (рис. 4). Селективность образования продуктов **1** и **2** в области высоких температур (>200°C) меняется незначительно. Максимальный выход 1,2-дигидрохинолина (**4**) (68%) достигается при температуре 230°C, концентрации катализатора 20% и продолжительности реакции 24 ч.

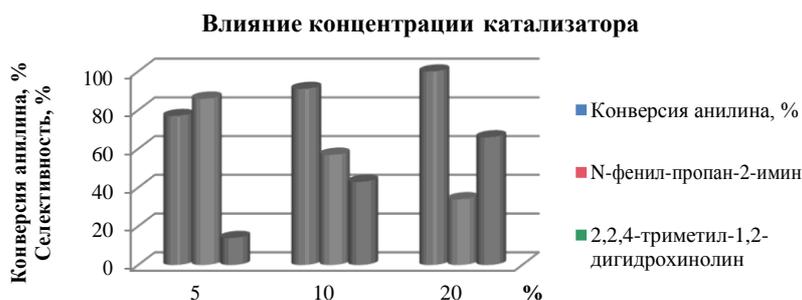


Рис. 3 Синтез 2,2,4-триметил-1,2-дигидрохинолина: влияние концентрации катализатора на конверсию анилина и селективность продуктов реакции (мольное соотношение анилин: ацетон = 1: 5, 230°C, 24 ч)

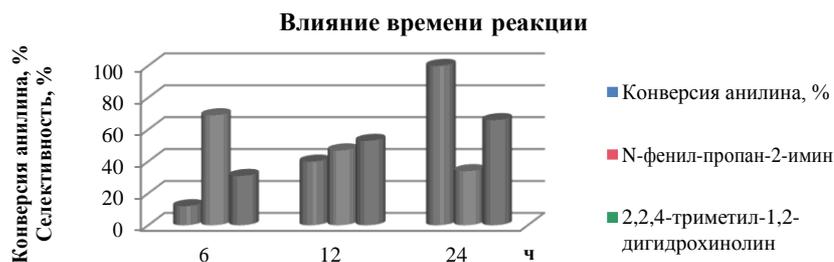


Рис. 4 Синтез 2,2,4-триметил-1,2-дигидрохинолина: времени реакции на конверсию анилина и селективность продуктов реакции (20% катализатора, мольное соотношение анилин: ацетон = 1: 5, 230°C)

Структура 2,2,4-триметил-1,2-дигидрохинолина подтверждена с помощью ЯМР ^1H и ^{13}C -спектроскопии. **Выводы.** В ряду исследованных цеолитных катализаторов с микро и микро-мезопористой структурой наиболее высокую активность и селективность в отношении образования дигидрохинолина **1**, проявляет микро-мезо-макропористый цеолит H-Y-mmm. Конверсия анилина, под действием указанного катализатора достигает 100%.

Определены оптимальные условия для селективного получения дигидрохинолина **1**: 230°C, 24 ч, 10-20% катализатора.

Работа выполнена при финансовой поддержке Правительства РФ (стипендия Правительства Российской Федерации по приоритетным направлениям модернизации и технологического развития экономики России на 2015-2016 гг).

Литература

1. A. HegeduË s, Z. Hell, T. Vargadi, A. Potor and I.Gresitsb. A, new synthesis of 1,2-dihydroquinolines via cyclocondensation using zeolite catalyst // Catalysis Letters. - 2007. - V. 117. - 3–4.
2. Y. Liu, Q. Gao, L. Liu and S. Li. Investigated on the Rubber Antioxidant 2,2,4-Trimethyl-1,2-dihydroquinoline Polymer // Asian Journal of Chemistry. - 2013. - V. 25. - No. 6. - P. 2956-2958
3. Lugovik B.A., Yudin L.G., Kost A.N., Technology of the reaction of acetone with aniline // Zh. Prikl. Khim. - 1965. - 38. - P. 216.
4. A. HegeduË s, Z. Hell, T. Vargadi, A. Potor and I.Gresitsb. A, new synthesis of 1,2-dihydroquinolines via cyclocondensation using zeolite catalyst // Catalysis Letters. - 2007. - V. 117. - 3–4

**ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРОЦЕСС КАПЛЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ
 РАЗРУШЕНИИ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ**

Т. В. Филиппова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс подготовки нефти является одним из важнейших в технологической цепочке «добыча – транспортировка – переработка». От этого процесса максимально зависит качество нефти при добыче, ее себестоимость и, в конечном итоге, качество нефтепродуктов. В реальных условиях при эксплуатации нефтепромыслового оборудования зачастую образуются высоко устойчивые эмульсии. Одним из основных этапов при промышленной подготовке нефти, является процесс обезвоживания, осуществляемый в результате разрушения водонефтяной эмульсии [3,8,9].

Применение химических реагентов – наиболее распространенный в процессах промышленной подготовки нефти метод деэмульгирования. Реагент должен обеспечивать требуемое качество не только подготовленной нефти по содержанию воды, но и отделяемой воды по содержанию в ней нефти и твердых примесей. Нефти различных месторождений имеют различные физико-химические характеристики. Вследствие этого актуальной задачей на сегодняшний день является выбор типа деэмульгатора и подбор минимального, но эффективного расхода для совершенствования процесса обезвоживания и обессоливания.

Эффективность процесса деэмульсации обусловлена интенсивностью процесса каплеобразования. Поэтому важно, знать способы интенсификации этого процесса, и эффективность влияния различных технологических параметров.

Целью данной работы является разработка функциональных зависимостей поверхностного натяжения от концентрации химического реагента и исследование влияния технологических параметров на процесс каплеобразования при движении эмульсии по трубопроводу с применением математической модели.

Одним из основных параметров, характеризующих нефтяную эмульсию, является поверхностное натяжение. Для учета влияния концентрации деэмульгатора на процесс каплеобразования ранее были проанализированы опытные данные влияния расхода химического реагента на поверхностное натяжение для различного вида деэмульгаторов и получены функциональные зависимости влияния концентрации реагента (% масс.) на величину поверхностного натяжения (табл.) [1, 2, 4, 6, 7].

Таблица 1

Функциональные зависимости

Деэмульгаторы	Уравнения
СНПХ-4410	$y_1 = 201726x^2 - 4843,2x + 41,699$
Диссолван 4411	$y_2 = 78733x^2 - 2745,8x + 31,213$
Нефтенол КС	$y_3 = 40528x^2 - 4471,1x + 42,622$
где x – концентрация деэмульгатора, % масс., y – поверхностное натяжение, дин/см.	

Приведенные деэмульгаторы, являются неионногенными, водорастворимыми реагентами.

С учетом полученных зависимостей был сформирован алгоритм и программный блок учета влияния концентрации деэмульгатора при формировании капель воды и введен в математическую модель и программу расчета процесса каплеобразования, разработанные на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета [5,10].

С применением математической модели выполнены исследования влияния концентрации химического реагента и расхода эмульсии на показатели процесса каплеобразования: диаметр капель воды, поверхностное натяжение и длину трубопровода, необходимую для формирования капель (рис. 1-3).

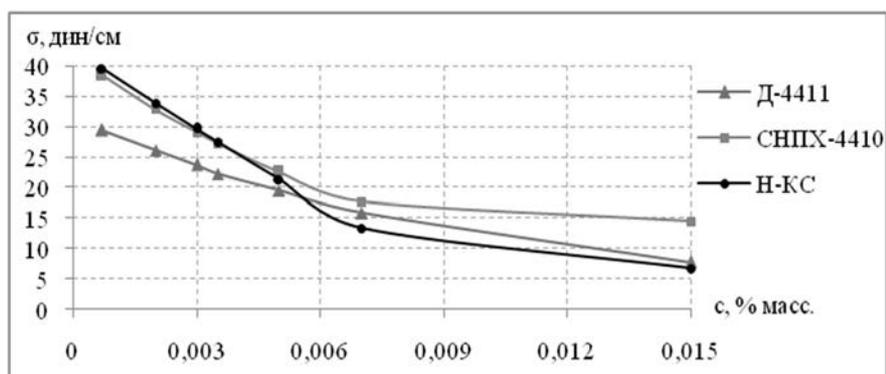


Рис. 1 Зависимость поверхностного натяжения от концентрации реагента

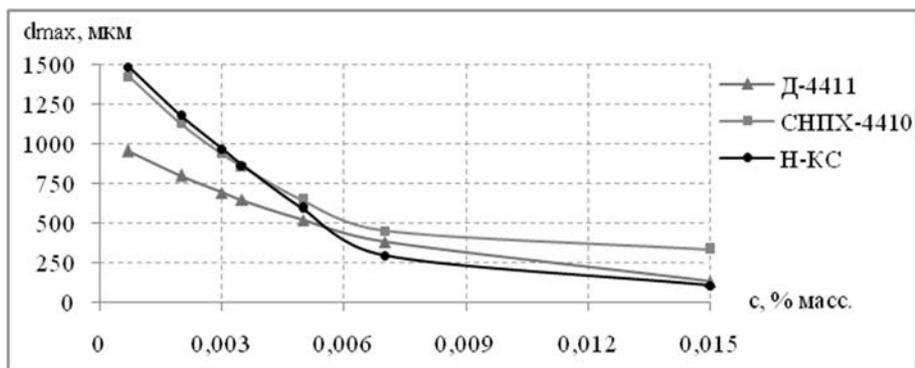


Рис. 2 Зависимость диаметра капли от концентрации реагента

На основании полученных результатов, можно сделать вывод, что для достижения требуемого размера капель воды в пределах 100ч300 мкм, концентрация деэмульгатора должна составлять 0,0009ч0,015 % масс.

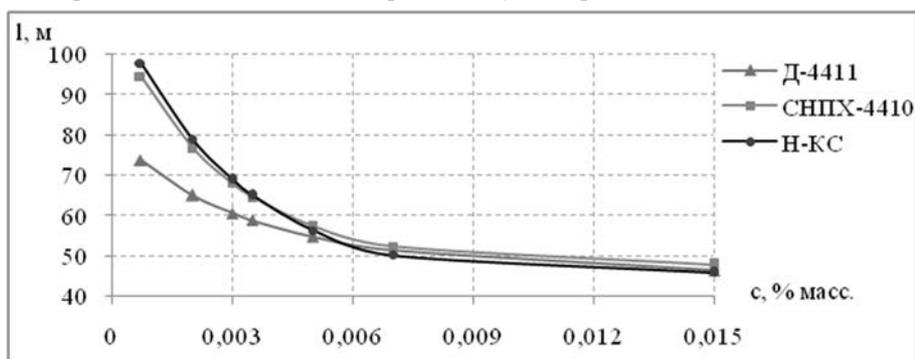


Рис. 3 Зависимость длины трубопровода от концентрации реагента

Исследования показали, что при малых концентрациях требуемая для массообмена и коалесценции капель длина трубопровода различна, а наименьшая наблюдается для Диссолвана-4411.

Исследования на математической модели показали, влияние неионогенных водорастворимых ПАВ на диаметр капель, поверхностное натяжение и длину трубопровода.

Таким образом, учет в математической модели влияния концентрации деэмульгатора на поверхностное натяжение позволит спрогнозировать влияние реагентов на эффективность процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти и определить наиболее оптимальные режимы процесса деэмульсации.

Литература

1. Филиппова Т. В. Исследование влияния расхода деэмульгатора на разрушение водонефтяной эмульсии при промышленной подготовке нефти // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XVI Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых, посвященной 115-летию со дня рождения профессора Л.П. Кулёва: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – Т. 2. – С. 97-99.
2. Филиппова, Т. В. Анализ влияния технологических параметров на процесс каплеобразования при промышленной подготовке нефти // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени

- академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – Т. 2. – С. 236-238.
3. Глаголева О.Ф., Капустина В.М. Технология переработки нефти. В 2-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти. – М.: Химия, 2007. – С. 275 – 287.
 4. Голубев М.В, Халикова А.И. Оптимизация процесса подачи деэмульгатора // Нефтегазовое дело. – 2/2004. – С.80 – 83.
 5. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование процессов разрушения водонефтяных эмульсий для крупнотоннажных технологий подготовки нефти //Фундаментальные исследования. – 8/2013. – С. 626 – 629.
 6. Климова Л.З. Получение, исследование свойств и применение новых деэмульгаторов водонефтяных эмульсий: Автореферат. Дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Москва, 2002г. – 24 с.
 7. Пат. 2294956 Российская Федерация МПК С10G33/04. Способ подготовки нефти с повышенным содержанием механических примесей / Гумеров А. Г., Карамышев В. Г., Ходжаев В.В.; Патентообладатель: Государственное унитарное предприятие "Институт проблем транспорта энергоресурсов" ГУП "ИПТЭР". – № 2005128013/04; Заявл. 07.09.2005; Опубл. 10.03.2007, Бюл. № 7. – 6с.
 8. Пузин Ю.И. Практикум по химии нефти и газа: учебн. Издание. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – 142 с.
 9. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: Фэн, 2002. – 512 с.
 10. S.F. Kim, N.V. Usheva, O.E. Moyzes, E.A. Kuzmenko, M.A. Samborskaya, E.A. Novoseltseva. Modelling of dewatering and desalting processes for large-capacity oil treatment technology / Procedia Chemistry. – 10 /2014. – С.448 – 453.

МОДИФИКАЦИЯ ЦИКЛОПЕНТАДИЕНОВЫХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ ПЕРОКСИДОМ ВОДОРОДА

Д. В. Фисенко, А. А. Мананкова

Научный руководитель, профессор В. Г. Бондалетов

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Получение нефтеполимерных смол является одним из направлений квалифицированного использования непредельных компонентов высококипящих фракций жидких продуктов пиролиза различных углеводородов. В зависимости от используемой в синтезе фракции могут быть получены смолы различного типа: алифатические, ароматические, циклоалифатические и так называемые сополимерные. Общим для них является: высокая гидрофобность и относительно низкая адгезия к минеральным и металлическим материалам, совместимость с полярными растворителями, обусловленные отсутствием в своем составе полярных функциональных групп.

Функциональные группы могут быть введены как в процессе синтеза, так модификацией стандартно полученной смолы. Основным способом является модификация смолы [2–3, 5-6].

Объектом настоящего исследования является нефтеполимерная смола (НПС) на основе фракции жидких продуктов пиролиза прямогонного бензина с повышенным содержанием дициклопентадиена, полученная в присутствии каталитической системы $TiCl_4$ (2 %) + $Al(C_2H_5)_2Cl$ (1 : 1 мол.) с выходом 45 %.

Способом введения функциональных групп было выбрано окисление. Окисление 30% -го раствора НПС, в остаточном растворителе осуществляли пероксидом водорода (39 % водн.) в присутствии катализатора, молибдата аммония (0,05 % от веса реакционной массы). Концентрацию пероксида водорода варьировали от 0 до 5 % от массы смолы. Для эффективной гомогенизации среды использовали агент межфазного переноса – йодистый тетрабутиламмоний, в количестве 1 % от общего веса органической фазы. H_2O_2 дозировали, удерживая температуру в пределах 40 – 45 °С, затем реакционную массу выдерживали, при постоянном перемешивании при 70 °С в течение 1 часа.

Образцы нефтеполимерных смол исследованы методом ИК-спектроскопии, с помощью спектрометра ИК-Фурье ФТ-800.

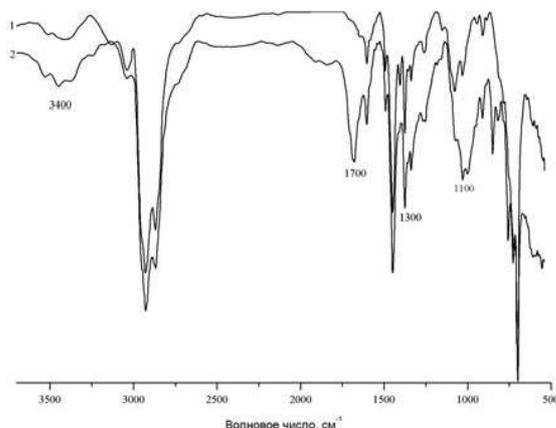


Рис. 1 ИК-спектры НПС_{цпдф} и ОНПС: 1 - НПС_{цпдф}; 2 – НПС_{цпдф} + 1 % H_2O_2

В ИК-спектре исходной НПС наблюдается интенсивное поглощение при 2928 см^{-1} и полосы средней интенсивности при 1448 см^{-1} , относящихся, соответственно, к валентным и деформационным колебаниям в группах CH_2 . Полосы поглощения слабой интенсивности, характерной для деформационных колебаний, в группах CH_3 (1375 см^{-1}), свидетельствуют о преимущественном содержании в молекулах НПС метиленовых групп. Пики поглощения при 1693 и 1603 см^{-1} (циклопентадиеновые двойные связи) вызваны наличием в структуре как экзо, так и эндо-звеньев (I, II), образующихся, при взаимодействии с активной частицей норборненовой двойной связи ДЦПД по реакциям прямого присоединения, присоединения по циклопентеновой связи и путем перегруппировки карбокатиона. Пики поглощения при 720 и 700 см^{-1} также указывают на присутствие в полимере как экзо, так и эндо-звеньев ДЦПД.

В ИК-спектрах окисленных нефтеполимерных смол (ОНПС) отмечается появление широкой полосы поглощения в области валентных колебаний гидроксильной группы ($3500 - 3000\text{ см}^{-1}$), интенсивность которых растет с увеличением концентрации окислителя. Пик поглощения при 3051 см^{-1} принадлежит валентным колебаниям С-Н ароматического кольца. Полоса поглощения в области $1690-1670\text{ см}^{-1}$ соответствует валентным колебаниям С=О связи. Пик поглощения 1603 см^{-1} соответствует валентным колебаниям С-С ароматического кольца. Также отмечено появление полос поглощения в области 1250 см^{-1} и 1030 см^{-1} , соответствующих колебаниям эпоксидного кольца и асимметричным валентным колебаниям С-О связи, соответственно.

Было рассмотрено влияние концентрации (дозировки) пероксида водорода на образование функциональных групп в составе полученных НПС (рис. 2 - 3). В работе использованы стандартные титриметрические методы для определения содержания двойных связей и основных кислородсодержащих групп [1].

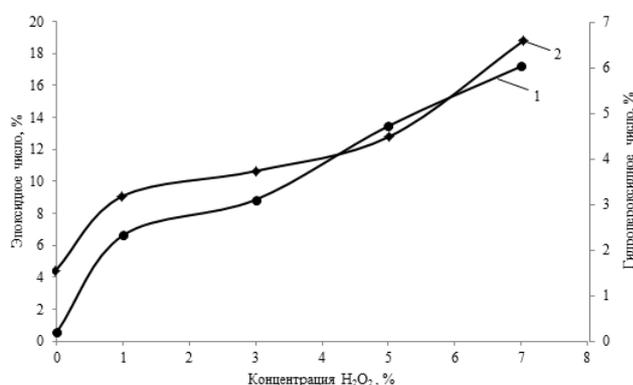


Рис. 2 Зависимость эпексидного (1) и гидроперексидного (2) чисел от концентрации окислителя

Из представленного графика (рис. 2) следует, что при повышении концентрации окислителя величины гидроперексидного и эпексидного чисел увеличиваются в широких пределах. Образование значительного количества эпексидных групп в ОНПС связано с использованием катализатора на основе соли молибденовой кислоты, являющейся специфическим катализатором эпексидирования.

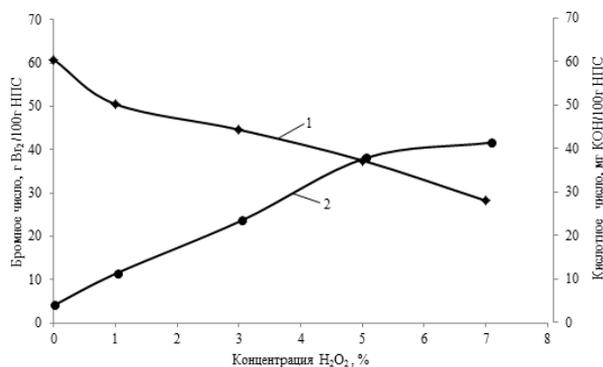


Рис.3 Зависимость бромного (1) и кислотного (2) чисел от концентрации окислителя

Из графиков, приведенных на рис. 3 видно, что при окислении НПС происходит образование карбоксильных групп, наличие которых подтверждается ИК-спектрами. Интервал от 0 до 5 % H_2O_2 имеет линейную зависимость, с коэффициентом корреляции 0,99. Далее, с повышением концентрации пероксида

водорода наблюдается точка перегиба в области 5 % H_2O_2 данное явление связано с относительным исчерпанием двойных связей в НПС при окислении. Также из данного графика видно, что снижение величины бромного числа происходит с увеличением концентрации пероксида водорода, т.е. окисление НПС происходит по двойным связям. Данные титриметрического анализа хорошо согласуются с данными спектрального анализа.

Таким образом, следует отметить, что модификация дициклопентадиеновых НПС пероксидом водорода (до 5 %) приводит к эффективному образованию различных функциональных групп, благодаря чему в окисленной смоле появляются лиофильные и лиофобные центры. Такие смолы могут быть применимы в качестве адгезивов и стабилизаторов в получении стабильных водомасляных эмульсий.

Литература

1. Одабашян Г.В. Лабораторный практикум по химии и технологии основного органического и нефтехимического синтеза: Учебное пособие для вузов / Под ред. Н.Н. Лебедева. – М.: Химия, 1982. – 240 с.
2. Прилежаева Е.Н. Реакция Прилежаева. Электрофильное окисление. – М.: Наука, 1974. – 332 с.
3. Сухов В.Д., Краснобаева В.С., Демина Е.Н., Ермилова Т.А. и др. Окисление нефтеполимерных смол молекулярным кислородом // Лакокрасочные материалы и их применение. – 1989. – № 2. – С. 45 – 48.
4. Троян А.А. Модификация нефтеполимерных смол озоном и применение полученных продуктов: Автореф. Дис. ... канд. хим. наук. – Томск, 2011. – 25 с.
5. Улитин И.В. Пленкообразующие композиции на основе полифункциональных кислородсодержащих олигомеров: Автореф. дисс. ... канд. хим. наук. – Казан. гос. технол. ун-т, Казань, 2003г. – 18 с.
6. Швед Я. З., Нікітшин Е. Ю., Чайківський Т. В., Піх З. Г. Окиснення нафтополімерних смол надцотовою кислотою // Вопр. химии и хим. технол. – 2006. – № 4. – С. 104 – 106.

ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТАВА И СТРУКТУРЫ СОЕДИНЕНИЙ АСФАЛЬТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К. А. Халиков¹, В. П. Сергун²

Научный руководитель, доцент О. Е. Мойзес

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Одной из важнейших проблем, связанных с переработкой нефтяного сырья, является содержание в них высокомолекулярных соединений - смол и асфальтенов, в молекулах которых концентрируется большая часть гетероатомов, присутствующих в исходном сырье. Данные соединения имеют высокую молекулярную массу, склонны к конденсации и образованию кокса при переработке, дезактивируют катализаторы [1].

Проблема химического строения смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) является важной, как с точки зрения, решения вопросов формирования состава нефтей, так и для разработки и совершенствования технологий переработки остаточных фракций тяжелых нефтей, а также природных битумов, в которых содержание САВ может превышать 50 % масс. [2]

В настоящее время остаются открытыми вопросы о химической природе, молекулярном строении и макроструктуре САВ. Причины слабой изученности этих компонентов кроются в трудности разделения их на узкие группы химически однородных веществ, в огромном разнообразии структурных особенностей и больших размерах молекул [3].

Целью данной работы является изучение состава и структуры соединений асфальтеновых компонентов тяжелой нефти Усинского месторождения с использованием методов экстракции, термоллиза и химической деструкции.

Объектом исследования является нефть Усинского месторождения, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Из нефти Усинского месторождения, согласно стандартной методике, были выделены асфальтены. Полученный образец подвергли экстракционному фракционированию горячим ацетоном. Данная методика фракционирования позволяет дифференцировать асфальтены по молекулярным массам, отделить низкомолекулярные асфальтены, от высокомолекулярных асфальтенов [4].

В результате фракционирования были выделены три фракции асфальтенов: высокомолекулярные асфальтены, низкомолекулярные асфальтены и мальтены.

Методика проведения эксперимента.

Высокомолекулярные асфальтены подвергали химической деструкции по связи сера-углерод в присутствии $NiCl_2$ при постоянном перемешивании на ледяной бане в течение 10 минут в растворе тетрагидрофуран: метанол в соотношении 3:1. Затем добавляли небольшими порциями $NaBH_4$ в течение 16 часов. После проведения реакции, смесь центрифугировали и отделяли верхнюю органическую часть. Осадок, экстрагировали не менее 3-х раз смесью хлороформ: н-гексан в соотношении 2:1. Экстракт и верхний органический слой соединяли, промывали насыщенным водным раствором хлорида натрия, и органический слой сушили над сульфатом натрия. Асфальтены из органического слоя выделялись н-гептаном, а деасфальтанализат отгоняли и доводили до постоянной массы. В результате были получены 2 фракции продуктов деструкции асфальтенов: фракция №1 (нерастворимая в гексане) и фракции №2 (растворимая в гексане) (рис.).



Рис. Общая схема получения исследуемых компонентов из исходных асфальтенов

Для оценки исходных асфальтенов, а так же продуктов их фракционирования, был проведен элементный анализ (табл. 1).

Таблица 1

Результаты элементного анализа

Образец	Содержание, % масс.	Содержание, % масс.				
		С	Н	N	S	O
Исходные асфальтены	11,20	78,99	6,33	1,13	3,95	13,55

Согласно полученным результатам (табл. 1), содержание асфальтенов, в исследованном образце нефти составило 11,2 %. По результатам элементного анализа установлено, что выделенные асфальтены характеризуются очень высоким содержанием гетероатомных элементов, их содержание составляет около 19% масс. Среди гетероатомов максимальное содержание элемента кислорода – 13,55% масс. То есть, асфальтены характеризуются повышенным содержанием кислородосодержащих структур. Содержание элементов серы и азота составляет 3,95% и 1,13% масс соответственно.

Результаты фракционирования показывают (табл. 2), что основную массу исходных асфальтенов составляют высокомолекулярные компоненты – 92,2 % отн. Низкомолекулярные асфальтены и мальтены содержатся практически в равных количествах: 3,7 и 3,4 % отн. соответственно. По данным элементного анализа особенностью низкомолекулярных асфальтенов и мальтенов является высокая концентрация кислорода, которая показывает, что экстракция ацетоном приводит к дифференциации асфальтенов не только по молекулярной массе, но к концентрированию кислородсодержащих соединений в «низкомолекулярных асфальтенах». Также «низкомолекулярные асфальтены» и мальтены характеризуются более низким содержанием серы и азота по сравнению с высокомолекулярными компонентами.

Таблица 2

Результаты фракционирования исходных асфальтенов

Образец	Содержание, % масс.	Содержание, % масс.				
		С	Н	N	S	O
Высокомолекулярные компоненты	92,2	78,92	6,86	1,14	3,42	9,66
Низкомолекулярные асфальтены	3,7	73,27	7,42	0,75	2,82	15,74
Мальтены	3,4	77,02	7,15	0,84	2,75	12,24

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что асфальтены нефти Усинского месторождения, представлены низко и высокомолекулярными компонентами. Основную массу исходных асфальтенов, составляют высокомолекулярные компоненты. Особенностью низкомолекулярных компонентов асфальтенов является более высокая концентрация кислородсодержащих структур. В составе кислородсодержащих структур низкомолекулярных компонентов асфальтенов присутствуют функциональные группы амидов, кислот, сульфоксидов. Установлено, что в составе и структуре асфальтенов присутствуют относительно низкомолекулярные соединения, представленные n-алканами, нафтенами, ароматическими углеводородами и гетероароматическими соединениями. Присутствие идентифицированных соединений, вероятнее всего, обусловлено их участием в образовании макромолекул асфальтенов, за счет слабых межмолекулярных связей.

В составе макромолекул асфальтенов Усинской нефти присутствуют структурные фрагменты, связанные с ним связями сера-углерод. Основную массу этих структурных фрагментов составляют нормальные алканы, изоалканы присутствуют в следовых количествах. Ароматические структурные фрагменты, представлены би и трициклическими ароматическими УВ.

Полученные результаты расширяют представление о составе асфальтенов Усинской нефти и вносят вклад в накопление научных данных, являющихся основой, для создания эффективных способов переработки высокомолекулярных соединений.

Литература

1. Гарушев А.Р. Тяжелые нефти и бутуминозные пески – гарантированный источник обеспечения энергоресурсами в будущем. // Нефтепромысловое дело. – 1993. – С. 3 – 6.
2. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты – СПб: Мир и Семья, 2003. – 904с.
3. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. – М.: Наука, 1979. – 269 с.
4. Хаджиев С.Н. Будущее глубокой переработки нефти. // The Chemical Journal. Сентябрь, 2009. – С. 34 -37.

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРОМОТИРУЮЩЕЙ ДОБАВКИ СУЛЬФИДА МЕДИ (I) НА КИСЛОТНЫЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКРЕМНЕЗЕМНЫХ ЦЕОЛИТОВ В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ

И. С. Хомяков, Фан Куок Хань

Научный руководитель, старший преподаватель И. С. Хомяков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи, с интенсивным освоением нефтяных и газоконденсатных месторождений, в настоящее время является актуальным создание и разработка высокоэффективных процессов глубокой переработки сырья. Значительного увеличения антидетонационных свойств, прямогонных бензиновых фракций нефтей и газовых конденсатов, можно достичь, в результате применения термокаталитических процессов.

Перспективным направлением рационального природопользования является переработка легкого углеводородного сырья, в высокооктановые компоненты моторных топлив на цеолитсодержащих катализаторах. Наиболее распространенным представителем семейства цеолитов, применяемых в каталитических процессах, считается цеолит MF1. Установлено, что цеолиты могут служить катализаторами для многих процессов превращения углеводородов, протекающих по кислотно-основному механизму. Все это делает цеолиты незаменимыми для использования во многих нефтехимических процессах, в которых они проявляют большую активность, чем применяемые в настоящий момент традиционные каталитические системы [1-10].

В данной работе приведены результаты исследований кислотных свойств и каталитической активности исходного высококремнеземного цеолита (ВКЦ) типа MF1 и цеолитов, модифицированных сульфидом меди.

Исследования по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения проводили на цеолитных нанокompозитных катализаторах на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350 - 550 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом на аппаратно-программном комплексе «Хроматэк-Кристалл 5000» исп.1, с помощью программы обработки «Хроматэк-Аналитик». Погрешность определения газообразных и жидких углеводородов газохроматографическим методом составляет ±2,5 % отн.

По групповому углеводородному составу исходная прямогонная бензиновая фракция газового конденсата Мыльджинского месторождения с началом и концом кипения 70 °С – 170 °С состоит из: 35 % н-алканов, 40 % - изоалканов, 20 % - нафтенов и 4 % - аренов. Октановое число составляет 65 пунктов по исследовательскому методу (ИМ). За меру каталитической активности катализатора берется содержание ароматических углеводородов, в получаемом катализате.

Кислотные свойства катализаторов измеряли методом термопрограммированной десорбции (ТПД) аммиака. Для всех катализаторов характерно наличие двух пиков на ТПД профиле. Низкотемпературный пик соответствует преимущественно слабым кислотным центрам, а высокотемпературный – сильным кислотным центрам. Из данных видно (таблица 1), что исходный катализатор ВКЦ имеет 382 мкмоль/г слабых кислотных центров и 128 мкмоль/г сильных кислотных центров. При модифицировании ВКЦ сульфидом меди во всех случаях наблюдается увеличение общей концентрации кислотных центров за счет увеличения концентрации слабых кислотных центров. А концентрация сильных кислотных центров остается практически неизменной. При этом отметим, что образцы, модифицированные нанопорошком меди (I) в количестве 0,5 и 1 % обладают наибольшей концентрацией кислотных центров (концентрация слабых кислотных центров для них составляет 415 и 410 мкмоль/г, соответственно).

Таблица 1

Кислотные свойства цеолитсодержащих катализаторов

катализатор	T _{max} , °С		к.к.ц., мкмоль/г		
	I	II	I	II	общее
ВКЦ	185	400	382	128	510
0,5 % Cu ₂ S / 99,5 % ВКЦ	197	425	415	130	545
1 % Cu ₂ S / 99 % ВКЦ	196	420	410	130	540
3 % Cu ₂ S / 97 % ВКЦ	190	410	390	130	520

Исследования влияния температуры позволили установить, что с ростом температуры процесса с 350 до 425 °С и объемной скорости подачи ПБ 2 ч⁻¹, сохраняется тенденция уменьшения выхода высокооктановых бензинов из ПБ падает на всех катализаторах, за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья. Результаты каталитических исследований представлены в таблице 1. Из представленных катализаторов, наибольшей каталитической активностью обладают образцы 0,5 % Cu₂S / 99,5 % ВКЦ и 1 % Cu₂S / 99 % ВКЦ. Выход аренов на данных катализаторах практически одинаковый, и достигает максимума при 425 °С – 28,9 % масс. Однако, выход катализата в интервале температур 375-425 °С на образце, модифицированном 1 % нанопорошка сульфида меди (I), выше по сравнению с образцом, модифицированным 0,5 % нанопорошка сульфида меди (I), на 0,6 – 4 %, соответственно. Следовательно, по соотношению активности и выходу целевого продукта более оптимальным будет являться образец 1 % Cu₂S / 99 % ВКЦ.

Таблица 2

Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах: 1 – ВКЦ, 2 – 0,5 % Cu₂S / 99,5 % ВКЦ, 3 – 1 % Cu₂S / 99 % ВКЦ, 4 – 3 % Cu₂S / 97 % ВКЦ

Наименование	Катализатор											
	1			2			3			4		
Температура, °С	375	400	425	375	400	425	375	400	425	375	400	425
Газовая фаза, масс. %	18,5	27,1	33,7	22,9	29,3	32,2	19,7	26,7	33,2	23,5	31,0	36,2
Жидкая фаза, масс. %	81,5	72,9	66,3	77,1	70,7	67,8	80,3	73,3	66,8	76,5	69,0	63,8
Состав газовой фазы, масс. %												
Метан	0,2	0,4	0,6	0,2	0,4	0,7	0,2	0,4	0,6	0,2	0,4	0,7
Этан	1,1	1,5	2,3	1,1	1,6	2,5	1,1	1,6	2,3	1,1	1,6	2,5
Этилен	1,5	1,7	2,4	1,0	1,4	2,1	1,4	1,7	2,1	1,1	1,5	1,9
Пропан	50,6	50,5	50,1	52,7	52,2	52,4	52,0	51,9	52,0	51,8	52,2	52,8
Пропилен	3,8	4,2	5,7	2,7	3,6	4,8	3,6	4,3	4,9	2,5	3,5	4,1
Изо-бутан	22,1	21,5	19,5	22,2	21,2	19,1	21,2	20,4	19,2	22,5	21,2	19,5
Н-бутан	17,7	17,1	15,3	18,0	17,0	15,1	17,6	16,7	15,6	18,5	16,9	15,4
Изо-бутен	2,9	3,1	4,0	2,1	2,7	3,2	2,8	3,1	3,3	2,2	2,7	3,0
Состав жидкой фазы, масс. %												
Арены	16,5	20,9	24,8	19,4	24,7	28,9	18,1	21,5	26,6	19,5	24,7	28,9
бензол	0,7	1,1	1,5	0,8	1,4	1,7	0,8	1,2	1,6	0,9	1,4	1,7
Изопарафины	38,3	38,2	37,0	37,9	37,1	36,0	38,0	37,6	35,4	38,3	37,1	36,0
Нафтены	27,4	24,9	23,1	28,1	24,9	21,9	26,7	24,6	23,4	25,7	23,3	21,6
Парафины	15,3	13,3	12,2	11,6	11,0	10,7	14,9	13,6	11,9	14,3	12,7	11,3
Олефины	2,6	2,7	2,9	2,2	2,3	2,5	2,3	2,6	2,8	2,2	2,2	2,2
Октановое число (ИМ), пункты	83,9	86,5	89,1	85,8	89,3	90,3	85,9	89,0	90,8	84,9	87,1	89,3

Таким образом, на основании исследования кислотных и каталитических свойств образцов, можно сделать вывод, что наиболее оптимальной концентрацией промотирующей добавки, является 1 % нанопорошка Cu₂S. Введение данного количества промотирующей добавки позволяет увеличить концентрацию слабых кислотных центров на 9 % и выход аренов – на 3-4 % масс.

Литература

1. Erofeev V.I., Adyaeva L.V. Transformations of straight-run Naphthas on Indium-modified pentasils // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2003. – V. 76. – N 7. – P. 1083 – 1088.
2. Erofeev V.I., Medvedev A.S., Koval L.M., Khomyakov I.S., Erofeev M.V., Tarasenko V.F. Effect of UV Activation on acid and catalytic properties of zeolite-containing Catalysts in conversion of gas-condensate straight-run Gasolines to high-octane Gasolines // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2011. – V. 84. – N 10 – P. 1760 – 1766.
3. Korobitsyna L.L., Velichkina L.M., Antonova N.V., Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Physicochemical and catalytic properties of iron-containing Zeolites // Russian Journal of Physical Chemistry. – 1997. – V. 71. – N 1. – P. 54 – 57.
4. Медведев Ю.В., Иванов В.Г., Середа Н.И., Полягалов Ю.И., Ерофеев В.И., Коровин С.Д., Ерофеев М.В., Соснин Э.А., Суслов А.И., Тарасенко В.Ф., Истомин В.А. Воздействие мощного ультрафиолетового излучения

- на поток природного газа в проточном фотореакторе // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3-4. – С. 83 – 87.
5. Tretyakov V.F., Lermontov A.S., Makarfi Yu.I., Yakimova M.S., Frantsuzova N.A., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Motor Fuels from Bioethanol // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2008. – V.44. – N 6. – P. 409 – 414.
 6. Erofeev V.I., Khomyakhov I.S., Egorova L.A. Production of high-octane Gasoline from straight-run Gasoline on ZSM-5 modified Zeolites // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2014. – V. 48. – N 1. – P. 71 – 76.
 7. Трофимова А.С., Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Получение низших олефинов из алканов C₃-C₄ на цеолитах ZSM-5, модифицированных литием. // Журнал физической химии. – 2002. – Т. 76. – № 6. – С. 1034 – 1037.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И СТАБИЛИЗАЦИЯ ЦВЕТНОСТИ АЛКИЛБЕНЗОЛСУЛЬФОКИСЛОТЫ

А. В. Шандыбина

Научные руководители, профессор Е. Н. Ивашкина, ассистент, Е. В. Дорожко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Натриевые соли сульфокислот, в промышленных объемах (крупнотоннажный синтез), в России производят из сульфокислот линейных алкилбензолов (ЛАБСК), полученных путем проведения ряда последовательных стадий: алкилирование бензола олефинами с числом атомов углерода в цепи от 9 до 14; сульфирование полученных линейных алкилбензолов (ЛАБ) и получение сульфированных ЛАБ (ЛАБС); нейтрализация ЛАБС с получением смеси поверхностно-активных веществ (ЛАБСК).

Синтетические моющие средства (СМС) обычно включают мицеллообразующие поверхностно-активные вещества (ПАВ), обладающие моющим, смачивающим и антистатическим действием.

Сырьем для производства ЛАБС является алкилбензолсульфокислота (АБСК), которую получают в результате протекания следующих стадий: 1) дегидрирование парафинов с получением олефинов на Pt-катализаторе; 2) алкилирование бензола олефинами с получением линейных алкилбензолов (ЛАБ). Процесс проводится с использованием HF-катализатора, который подвергают регенерации в аппарате колонного типа; 3) сульфирование ЛАБ с получением АБСК. ЛАБ сам по себе не является поверхностно-активным веществом, поэтому его подвергают сульфированию присоединению молекулы серного ангидрида SO₃, в результате чего получается АБСК- алкилбензолсульфокислота.

Сульфирование возможно производить концентрированной серной кислотой, олеумом или серным ангидридом SO₃. Однако при сульфировании серной кислотой, образовавшейся реакции в результате разбавления водой, она теряет свойства сульфогента, что вынуждает вводить большое количество кислоты, необходимой для реакции. Эти недостатки можно устранить, если для сульфирования использовать серный ангидрид SO₃. Наибольший интерес представляет процесс сульфирования, так как он определяет высокое качество АБСК. Высокий спрос на АБСК определяется содержанием алкилбензолсульфокислоты не менее 96 % масс., содержание несulfированных соединений не более 2% масс.

Важной качественной характеристикой является цвет АБСК, которая показывает степень сульфирования.

Значительный спрос на АБСК высокого качества диктует «жесткие» требования к контролю качества, не только готовой продукции, но и состава перерабатываемого сырья, который определяет оптимальные режимы проведения каждой из стадий комплексного производства [1].

Основной проблемой является ухудшение показателя цветности получаемой АБСК с течением времени (кислота темнеет в течение нескольких часов/недель), что неблагоприятно сказывается на возможности коммерциализации продукта.

Существует множество зарубежных патентов, в которых приводится информация по стабилизации цвета АБСК путем ее осветления.

Обычно процесс осветления осуществляется путем взаимодействия АБСК с протонным реагентом. Типичные протонные реагенты: вода, спирты формулы R(OCH₂CH₂)_n, глицерин, этаноламин, диэтанолламин и триэтанолламин.

АБСК обрабатывают протонным реагентом в диапазоне концентраций от 0,50 до 15,0 масс. по отношению к массе АБСК. Наиболее часто используются протонные реагенты с концентрацией 4 – 10 % масс. Наиболее предпочтительным окислителем является пероксид водорода, который может быть использован в различных формах и концентрациях. Форма выбора представляет собой водный раствор, с концентрацией в диапазоне от 0,10 до 70 %, в расчете на общую массу раствора. Более предпочтительная концентрация находится в диапазоне от 30 до 50 %. АБСК контактирует с протонным реагентом при температуре от около 0 ° С до приблизительно 80 ° С, в течение времени, достаточного для получения гомогенной смеси при перемешивании. Наиболее предпочтительная температура - от 25 ° С до 50 ° С. Получившаяся смесь имеет цвет от 2 до 8 ед. Клетта. Также отмечается, что цвет получаемой кислоты, тем не менее, не является достаточно стабильным. Она должна быть превращена в соли сульфокислот как можно скорее после осветления, иначе снова приобретет темный цвет [2].

Окраску жидкостей определяют визуально одним из методов, приведенных ниже, путем сравнения с соответствующими эталонами. Цветность или цвет является условно принятой количественной характеристикой для жидкостей, имеющих незначительную окраску.

Для исследования стабильности показателя цветности АБСК был использован эталонный метод оценки цвета, путём сравнения с эталонами жидкости коричневых оттенков. Эталонные растворы коричневых оттенков готовили в соответствии с ОФС 42-0050-07 (ГФ XII) [3,4].

В результате использовали методики приготовления исследуемых растворов, исходных растворов, стандартных растворов и эталонов. Провели сравнение цвета исследуемых растворов и эталонами .

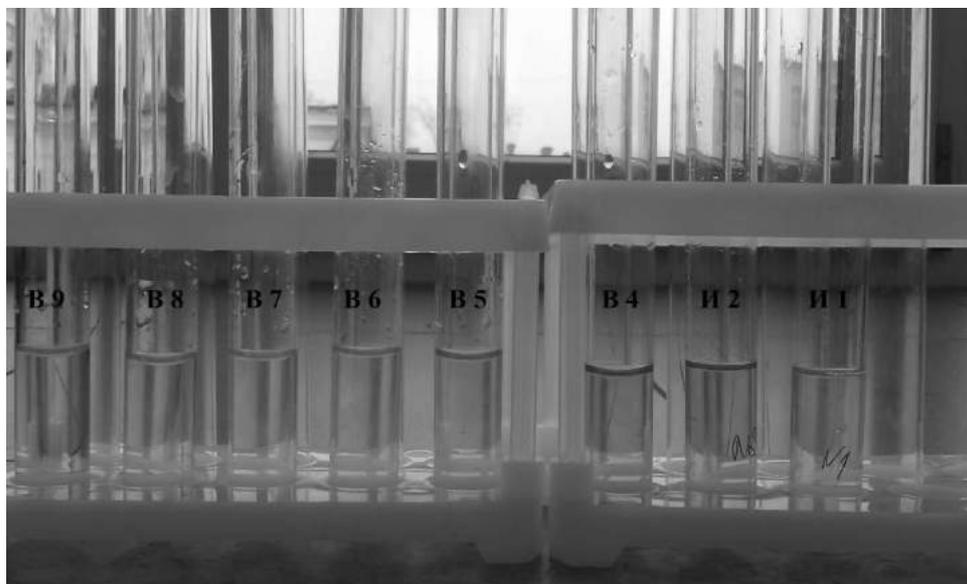


Рис.1 Оценка испытуемого раствора АБСК по 1 методу

В9,В8,В7,В6,В5,В4-эталонные шкалы коричневых оттенков; И1,И2- исследуемые растворы.

В результате получается, что исследуемый раствор №1 выдерживает испытание по цвету с эталоном В5, но по методу 1 не выдерживает.

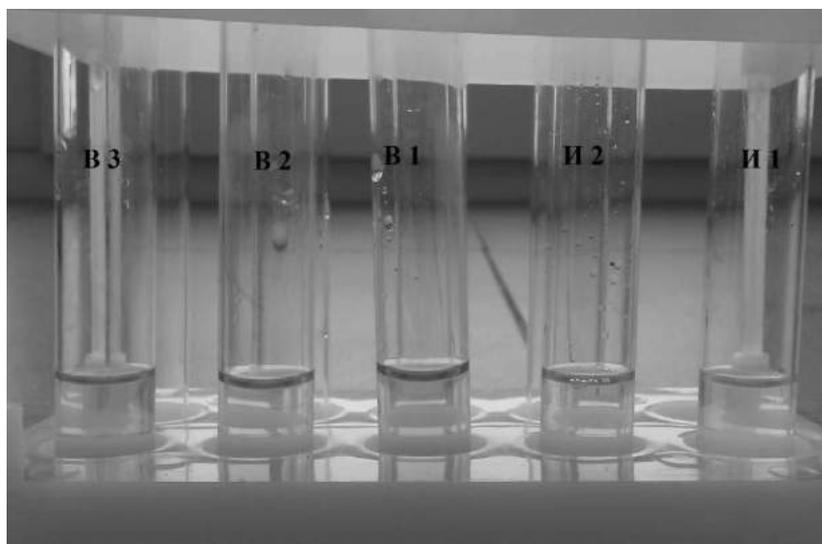


Рис.2 Оценка испытуемого раствора АБСК по 2 методу

Исследуемый раствор №2 выдерживает испытание по цвету с эталоном В3, но по методу 2 не выдерживает.

Проведенные исследования позволили определить степень окраски растворов алкилбензолсульфокислоты эталонным методом оценки цвета, путём сравнения с эталонами жидкости коричневых оттенков. Результаты исследований показали, что два раствора исследуемой АБСК разной концентрации имеют окраску коричневых оттенков, соответственно с увеличением концентрации увеличивается степень окраски. Свежеполученная кислота прозрачного цвета, но в процессе «старения» она становится тёмно-коричневого цвета.

Также в ходе работы по определению цвета использовали метод УФ-спектроскопии. Определили, что УФ-спектроскопия не чувствительна к цветности алкилбензолсульфокислоты.

Литература

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. М.: ЦНИИТЭ-нефтехим. – 2011. – 429 с.
2. Бокин А.И., Балаев А.В. Моделирование процесса дегидрирования метилбутенов в адиабатическом реакторе с неподвижным слоем железосодержащего катализатора // Катализ в промышленности.–2004.– №6. – С.25 – 29 с
3. ОФС 42-0050-07 (ГФ XII). Государственная фармакопейная статья №12.
4. Color stabilization of alkylarenesulfonic acids. Pat. US2880235. MonsantoChemicals. 2011.

**РАСЧЕТНЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРУППОВОГО СОСТАВА ВАКУУНОГО
 ДИСТИЛЛЯТА НА ОСНОВАНИИ ДАННЫХ О ФРАКЦИОННОМ СОСТАВЕ И ПЛОТНОСТИ
 ФРАКЦИИ**

Т. А. Шафран, Г. Ю. Назарова

Научный руководитель, профессор Е. Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При моделировании процессов глубокой переработки нефтяного сырья возникает ряд трудностей, одной из которых является сложность идентификации группового углеводородного состава тяжелых фракций сырьевого потока (фракционный состав 350–580°C), необходимого для оценки термодинамических параметров реакций процесса и детализации схемы химических превращений.

На сегодняшний день, как правило, в лабораториях нефтеперерабатывающих заводов химические анализы по определению группового состава сырья не осуществляются на регулярной основе, при этом, измерение физико-химических свойств нефтяных фракций (фракционный состав, плотность, вязкость, содержание общей серы и др.), согласно графикам контроля, осуществляется ежедневно. Эти данные могут быть использованы в качестве основы, при разработке расчетного метода определения группового состава тяжелых фракций углеводородов.

Поэтому актуальной задачей является определение группового состава (мольного содержания парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов) тяжелой нефтяной фракции сырьевого потока каталитического крекинга в зависимости от фракционного состава и плотности.

Работы по связи фракционного и группового состава тяжелых фракций ведутся с 60-ых годов. В литературных данных представлены запатентованные корреляции (TOTAL, n-d-M, API) физико-химических свойств с групповым составом нефтяных фракций [1,2]. Но каждый метод имеет ряд ограничений по диапазону применения. Так, например, метод TOTAL позволяет определить содержание лишь ароматических углеводородов во фракции, а метод n-d-M направлен на изучение структурно-группового состава фракции, а именно содержание углерода в парафиновых, нафтеновых и ароматических структурах, при этом позволяет определить среднее число ароматических и нафтеновых колец во фракции.

Наиболее полный групповой состав позволяет определить метод API – обобщенный метод прогнозирования мольной долевой концентрации парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов в тяжелых фракциях углеводородов.

В данной работе предложен метод расчета группового состава сырья каталитического крекинга в зависимости от фракционного состава сырья и плотности. Схематично данный подход изображен на рисунке 1.

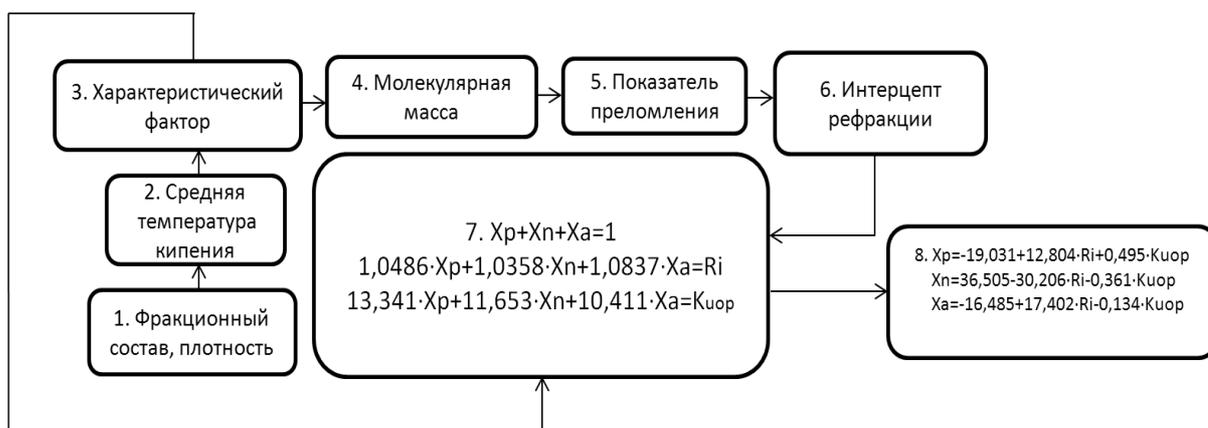


Рис. 1 Алгоритм расчёта группового состава сырья каталитического крекинга

Ниже представлены основные этапы расчета группового состава сырья каталитического крекинга, по

разработанной методике:

1. Определение характеристического фактора K_{UOP} , который учитывает парафинистую природу сырьевого потока [3]:

$$K_{UOP} = \frac{(t_{об} + 460)^{1/3}}{pls}$$

где $t_{об}$ – объемная температура кипения фракции, °F; pls – относительная плотность сырья при 15°C (или 60°F).

2. Расчет интрерцепта рефракции – Ri в зависимости от показателя преломления – $n_{(20)}$ и относительной плотности – pls :

$$Ri = n_{(20)} - \frac{pls}{2}$$

Таблица 1

Сравнение рассчитанных значений концентраций групп углеводородов с лабораторными исследованиями

Дата отбора пробы	Групповой состав сырья	Значения по расчету	Значения по лаборатории	Абсолютная погрешность, % масс.
28.11.2013	Парафиновые углеводороды, % масс.	47,34	48,04	0,70
	Нафтеновые углеводороды, % масс.	17,64	21,86	4,22
	Ароматические углеводороды, % масс.	35,02	30,10	4,92
10.02.2014	Парафиновые углеводороды, % масс.	48,06	45,50	2,56
	Нафтеновые углеводороды, % масс.	17,78	20,70	2,92
	Ароматические углеводороды, % масс.	34,16	33,80	0,36
15.07.2014	Парафиновые углеводороды, % масс.	47,50	46,87	0,63
	Нафтеновые углеводороды, % масс.	18,49	21,33	2,84
	Ароматические углеводороды, % масс.	34,01	31,90	2,11
20.05.2015	Парафиновые углеводороды, % масс.	45,12	45,22	0,1
	Нафтеновые углеводороды, % масс.	21,65	20,58	1,07
	Ароматические углеводороды, % масс.	33,23	34,20	0,97

3. Определение мольной доли парафиновых (x_p), нафтеновых (x_n) и ароматических углеводородов (x_a) из системы трех уравнений с тремя неизвестными. Данная система трех уравнений была решена относительно x_p , x_n и x_a по методу Крамера (см. рис. 1), где 1.0486, 1.0358, 1.0837 – средний интерцепт рефракции для парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов соответственно; 13.341, 11.653, 10.411 – средний характеристический фактор для парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов соответственно [1].

4. Перевод мольной долевой концентрации парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов в массовые.

В таблице 1 представлены результаты по определению группового состава сырьевого потока каталитического крекинга, полученные расчетным путем и лабораторными исследованиями на приборе «ГРАДИЕНТ-М».

Таким образом, можно сделать вывод о согласовании рассчитанных значений по групповому составу вакуумного дистиллята с лабораторными данными, а значит, точность данной методики высока. Средняя погрешность расчетов составила не больше 5%. Данный подход может быть использован при расчете группового состава вакуумного дистиллята, на основании физико-химических характеристик фракции.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ для молодых российских ученых-докторов наук МД-5019.2016.8

Литература

1. Riazi M. R., Daubert T. E. Prediction of the Composition of Petroleum Fractions // Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev. 1980. Vol. 19. P. 289-294.
2. Каталитический крекинг в псевдооживленном слое катализатора. Справочник по эксплуатации, проектированию и оптимизации установок ККФ / Под ред. О.Ф. Глаголева. – СПб.:ЦОП «Профессия», 2014. – 384с.
3. Расчетные и графические методы определения свойств нефти и нефтепродуктов / Под ред. Ю. Г. Кирсанов. – Урал. ун-т.: Издательство, 2014. – 136 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОРФОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
«ГАЗОПРОВОДНОЕ» В КАЧЕСТВЕ ЛЕЧЕБНЫХ ГРЯЗЕЙ**

К. Е. Щукина

Научный руководитель, доцент, к.т.н. С. Г. Маслов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Торф обладает целебными свойствами и используется в медицине (офтальмология, курортология, гинекология, ветеринария) и для получения лекарственных препаратов. Содержит биологически активные соединения: амины, фенолы [1].

Лечебная грязь, в настоящее время, имеет большую ценность, так как является высокоэффективным природным лечебным средством [2].

Целью данной работы, является исследование возможности применения торфов месторождения «Газопроводное», в качестве лечебных грязей.

Объектом исследования являются шесть образцов торфа, отобранных на месторождении «Газопроводное» Томской области.

Месторождение «Газопроводное» представляет собой выпуклое олиготрофное болото, возрастом около 3700 лет. Состоит из двух участков, разделенных неширокой песчаной гривой. Общая площадь болота в нулевых границах торфяной залежи около 123 га при максимальной глубине около 3 м.

Месторождение относится к категории мелкоконтурных замкнутых (бессточных) участков, с преимущественно атмосферным типом водно-минерального питания.

Таблица 1

Характеристика торфов

Объект, см	Вид	R, %	W ³ , %	A ^d , %
0 – 25	комплексный, верховой	25	10,6	4,1
50 – 75	сосново–фагновый, верховой	27	9,6	2,8
100 – 125	сосново–пушицевый, верховой	51	11,8	2,6
150 – 175	комплексный, верховой	32	10,5	2,6
200 – 225	травяно–гипновый, переходный	32	11,2	3,3
300 – 325	осоково, низинный	29	8,8	13,0

Результаты, полученные при определении требований, предъявляемым к лечебным грязям, представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты физико-химических исследований

Показатель	Размерность	Норма	Проба, см					
			0-25	50-75	100-125	150-175	200-225	300-325
Твердые минер, включения размером более 5 мм	% на естественное вещество	отсутст вие	-	-	-	-	-	-
Засоренность минеральными частицами размером 0,25-5 мм,	% на естественное вещество	< 2	0,06	0,08	0,05	0,05	0,07	0,38
Влажность	%	50-85	90,50	89,48	89,57	90,26	90,50	88,96
Степень разложения	% на органическое вещество	Не ниже 40	25	27	51	32	32	29
Соппротивление сдвигу	дин/см ²	1500-4000	2697,75	2145,94	2881,69	2575,12	2207,25	3065,63

По физико-химическим показателям, образцы торфа с различных глубин залегания, в общем соответствуют нормам для этого типа грязи.

Рабочая влажность отобранных торфов колеблется в пределах от 88,96 до 90,50 %, что превышает необходимые нормы – 85 %.

Степень разложения торфа должна быть не менее 40 %, данному показателю удовлетворяет, только образец торфа с глубины залегания 100-125 см, степень разложения оставшихся торфов меньше нормы и колеблется в пределах от 25 до 29 %.

Однако эти показатели (влажность, степень разложения) нормализуются при подготовке пелоида к процедурам.

Таблица 3

Значение сопротивления сдвигу до и после активации

Проба, см	Сопротивление сдвигу, дин/см ³	
	перед активацией	после активации
0-25	7631,32	2697,75
50-75	8927,10	2145,94
100-125	11518,58	2881,69
150-175	10038,90	2575,12
200-225	8600,10	2207,25
300-325	12515,93	3065,63

Засоренность минеральными частицами размерами 0,25-5 мм (песком) соответствует предъявленным нормам. Содержание песка во всех образцах меньше 2 % и измеряется соответственно в пределах 0,05-0,38 %.

В отобранных образцах торфа 0 - 325 см отсутствуют твердые минеральные частицы размером более 5мм.

Сопротивление сдвигу измеряется в грязях, по консистенции пригодных для аппликаций, величина Q колеблется в пределах 1500-4000 дин/см².

Начальное сопротивление сдвигу выше нормы и колеблется в пределах от 7631,32 до 12515,93 дин/см². Для использования грязи для аппликаций необходима её регенерация и активация (измельчение, подогрев, перемешивание и разжижение). При разжижении грязи дистиллированной водой, в соотношении 2:1 соответственно, значение сопротивление сдвига соответствует нормам. Сравнение этих величин приведено в таблице 3.

Санитарно-бактериологические исследования показали, что все образцы торфа удовлетворяют необходимым требованиям, кроме торфа с глубины залегания 0 - 25 см, образец не соответствует норме по количеству колиформных бактерий.

Для того чтобы, использовать торф месторождения «Газопроводное» как лечебную грязь необходимо верхний слой 0-25 см убрать. Для полного заключения о пригодности торфа необходимо исследование содержания токсичных веществ (радионуклидов, тяжелых металлов, пестицидов).

Литература

1. Клопотова Н.Г., Зарипова Т.Н., Тронова Т.М. Опыт изучения и использования торфа в практической медицине //Материалы Международной конференции «Инновационные аспекты добычи, переработки и применения торфа», посвященной 115-летию Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2011. – С. 40–44.
2. Казьмин В. Д. Грязелечение / В. Д. Казьмин. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2001. – 288 с.

КАТАЛИТИЧЕСКОЕ ПРЕВРАЩЕНИЕ СМЕСЕЙ НИЗШИХ СПИРТОВ В БУТАДИЕН-1,3 И ИЗОПРЕН

Г. О. Эзинкво, А. М. Илолов, Р. М. Тальшинский, В. Ф. Третьяков

Научный руководитель, профессор В. Ф. Третьяков

**Институт нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева, Российская академия
наук, г. Москва, Россия**

Производство основных мономеров синтетического каучука (СК), представляет собой одну из важнейших отраслей развития современной промышленности. Требования к качеству изготавливаемой в этой области продукции постоянно растут, в связи с чем, интенсифицируются исследования направленные на совершенствование используемых технологий. Традиционными сырьевыми источниками для производства основных мономеров СК являются бутан, бутилены, изопентан, изоамилены, этилбензол, базирующиеся на продуктах нефтепереработки. Однако в последние десятилетия процессы пиролиза и дегидрирования позволяют производить бутadiен, изопрен и стирол в количествах, не достаточных для обеспечения нужд народного хозяйства стран, располагающих нефтяными ресурсами в связи с наметившейся тенденцией повышения энергозатрат при добыче нефти. В еще большей мере эта тенденция касается стран с ограниченными нефтяными

ресурсами. В этой связи на первый план выходит задача импортного замещения сырья путем использования альтернативных источников, в первую очередь этанола и других низших спиртов, производимых из биомассы в рамках решения задач зеленой химии.

Опыт производства бутадиена одностадийным превращением этанола в России (1932-1985) по методу Лебедева на ZnO/Al_2O_3 катализаторе и на промышленных катализаторах типа К-64 ($MgO-SiO_2$) имеется, и этот метод обладает экономическим преимуществом над двухстадийным превращением этанола по способу Остромысленского, реализованного в США.

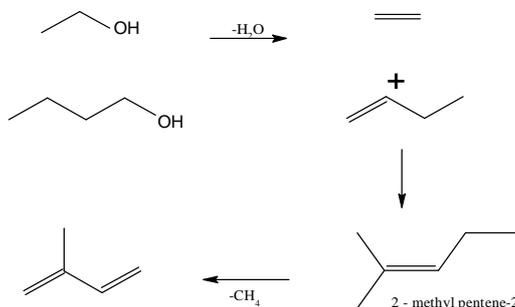
В результате наших исследований, имеются определенные перспективы в развитии одностадийного метода превращения этанола с получением одновременно, наряду с бутадиеном, изопрена, сочетание которых на стадии производства СК существенно повышает качество резины. С учетом вышеизложенного, а также исходя из экологичности альтернативного сырья (этанол, бутанол), технология развиваемого каталитического способа получения мономеров СК является весьма актуальной [1].

Нами впервые получены, одновременно бутадиен-1,3 и изопрен каталитической конверсией биоэтанола в сочетании с бутанолом. Предварительно был проведен термодинамический анализ реакций взаимодействия смесей спиртов и с учетом полученных данных проводились экспериментальные опыты на промышленном катализаторе синтеза бутадиен-1,3 «К-64» ($MgO-SiO_2$) со смесями спиртов в различных соотношениях (изопропанол, пропанол, изобутанол, бутанол).

Опыты по испытанию каталитической активности при одновременной оптимизации объемной скорости проводились при температурах $370-450^\circ C$ и $0,95 - 2,5 ч^{-1}$. Полученные результаты показали, что наибольшая селективность достигается при $\sim 1,2 ч^{-1}$ для промышленного катализатора К-64 во всем исследованном диапазоне температур.

Пропанол изостроения был выбран для исследования, исходя из того, что он обладает скелетной структурой желаемого промежуточного продукта, который может превращаться в изопрен при комбинировании изопропанола с этанолом. Однако использование *n*-пропанола дало лучшие результаты. Этот эффект можно объяснить тем, что изопропанол легко дегидратируется в пропилен и также легко окисляется до пропанола – кетона, который не может быть окислен дальше. С другой стороны, пропанол-1 окисляется до пропанола, конденсирующегося с ацетальдегидом для получения 4-гидроксипентанола, который подвергается дальнейшему превращению.

№	Реагент	Мольн. соотн. смеси	Т, °С	LSHV, ч ⁻¹	a, %	Селективность веществ (S, %)	
						Бутадиен	ΣC5
1	C2 + n-C4	1:1	400	1,2	22,4	21,20	15,80
2	C2 + n-C4	1:0,5	400	1,2	26,0	28,50	24,76
3	C2+n-C4	1:0,25	400	1,2	29,2	30,34	19,93
4	C2+n-C4	1:1	420	1,2	43,2	18,32	32,64
5	C2+n-C4	1:0,5	420	1,2	45,1	18,89	39,56
6	C2+n-C4	1:0,25	420	1,2	45,3	19,76	34,41
7	C2+n-C4	1:1	450	1,2	51,2	12,80	11,24
8	C2+n-C4	1:0,5	450	1,2	50,5	15,68	13,92
9	C2+n-C4	1:0,25	450	1,2	53,4	14,84	7,52



Однако термодинамический анализ реакции получения диенов C_5 при превращении смеси спиртов этанола с бутанолом при одинаковых условиях показал лучшие результаты ($\Delta G < 0$), чем те, которые получены при превращении смеси этанола с пропанолом. Как показано в таблице 1, оптимальные условия получения C_5 углеводородов достигаются при $T 420^\circ C$, мольном соотношения этанол: бутанол 1:0,5, а максимальные значения селективности по бутадиену-1,3 получаются при $T 400^\circ C$, мольном соотношения этанол: бутанол 1:0,25.

Результаты экспериментов по использованию изобутанола показали более низкие показатели относительно *n*-бутанола, что связано с образованием избытка бутиленов в газовой фазе. По результатам

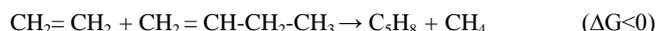
хроматографического анализа, полученного газа было установлено, что концентрация этилена значительно уменьшилась по сравнению с его количеством при использовании смеси этанола и пропилового спирта по предполагаемой нами ниже схеме механизма.

Отличие механизма взаимодействия этанола с бутанолом от взаимодействия с пропанолом, связано с тем, что в случае пропанола C_3H_8 образуется по классическому альдегидному механизму Горина, через стадию дегидрирования, а в случае бутанола сначала происходит образование олефинов (этилена и бутиленов).

Термодинамика взаимодействия этилена с пропиленом показывает (см. таблицы 1-3), что изопрен и пиперилен не образуются ($\Delta G > 0$), т.е. путь через олефины термодинамикой запрещен:



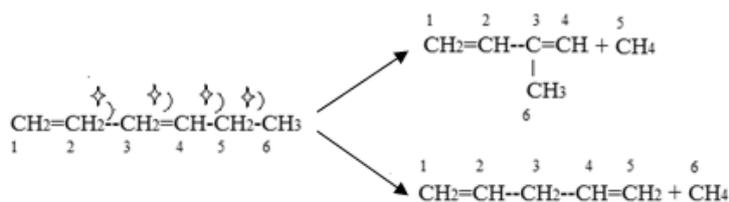
Реакция взаимодействия этилена с бутиленом, в ходе которой происходит, наряду с образованием пентадиенов и изопрена, также деметанизация (крекинг с отщеплением метана), характеризуется отрицательным значением энергии Гиббса:



Экспериментально эта возможность подтверждена нами специальным кинетическим экспериментом на промышленном катализаторе К-64.

В последнем случае при взаимодействии этанола с бутанолом изопрен с пентадиеном, судя по селективности, образуется примерно в эквимолекулярных количествах.

Вполне очевидно предположить, что переходное состояние (активированный комплекс) на поверхности каталитической системы формируется двумя равновероятными путями:



Приведенная схема согласуется с правилом Марковникова, определяющим порядок отщепления атомов водорода. Более строгое доказательство предложенного механизма перегруппировок, связанных с переносом метильной группы и атомов водорода, находящихся в связи с атомами углерода в положениях 2,3,4 и 5, можно получить, с привлечением квантово-химических расчетов [2]. При этом предполагается, что ответственным за протекание целевого маршрута образования изопрена является центр, содержащий оксид магния.

В результате проведенных исследований показана принципиальная возможность одновременного получения изопрена и бутадиена-1,3 исходя из бутанола и этанола и показано преимущество бутанола по сравнению с изобутанолом и пропиловым спиртом в образовании изопрена.

Литература

1. Третьяков В.Ф., Талышинский Р.М., Илолов А.М., Максимов А.Л., Хаджиев С.Н. Иницированное превращение этанола в дивинил по реакции Лебедева // Нефтехимия. 2014. Т.54. – №2. с.1-12
2. В.Ф.Третьяков, А.М.Гюльмалиев, Р.М.Талышинский, А.М.Илолов, Г.О.Эзинкво, А.Д.Будняк, Э.Р.Бабаев «Квантово-химический анализ реакций в процессе получения дивинила из этанола» Proceedings. Научные труды. 2015. №4. С. 69-74

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОЧИСТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

А. А. Юркин, В. А. Бокор

Научный руководитель, доцент Н. В. Чухарева

Национальный Исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Современное развитие нефтяной отрасли предполагает наличие ресурсоэффективных технологий, которые базируются на технических, экономических и экологических принципах. Нарушение технологических режимов транспортировки углеводородов может привести к невосполнимым потерям природных ресурсов и нанести существенный экологический ущерб. Поэтому международные экологические стандарты ИСО 14000 предполагают повышенные виды ответственности к предприятиям, допустившим указанные нарушения [1]. Тем не менее, нефтяные компании ежегодно несут серьезные финансовые затраты, связанные с аварийными или чрезвычайными ситуациями при транспорте нефти и нефтепродуктов [2]. В связи, с вышеуказанным, возникает

необходимой в совершенствовании существующих и разработке новых эффективных и быстрореализуемых технологий локализации и утилизации нефтяных разливов.

Ежегодный объём, поступающих на утилизацию углеводородов с загрязнениями, требует развития высокоэффективных, недорогих и экологически безопасных технологий, которые базируются на различных методах разделения нефтепродуктов и их дальнейшей утилизации.

В настоящее время, существуют как зарубежные, так и Российские аналоги по очистке/утилизации нефтезагрязнений или нефтешламов. Проведённый, литературный анализ позволил, выявить наиболее востребованные технологии, разработанные российскими производителями (ООО ПКФ «Авантаж», ООО «Спецавтоком», ЗАО «РусЭкоПроект») и зарубежными производителями (ООО «Alfa laval», AG «MOG») [3-5].

Как одно из наиболее успешных решений, с точки зрения технической базы и экономической выгоды, была выбрана действующая шведская установка компании «Alfa laval», её основные характеристики представлены в таблице 1. Все расчёты были выполнены, в течение, одного месяца работы при пятидневном графике и обычной рабочей смене (восьмичасовой рабочий день), в расчётах использовались текущие цены на переработку жидкого нефтешлама, который является недорогим для переработки продуктом, с ценой, находящейся в пределах 1250 руб/м³.

Таблица 1

Характеристики установки компании «Alfa laval»

Название компании	Мощность	Цена	Производительность	Методы очистки
ООО «Alfa laval»	45 кВт	13 000 000	9 м ³ /ч	Физ-хим-био.
Цена 1 блока	Цена работы (сеть)	Цена работы (поле)	Полная прибыль	Время окупаемости
	36 956		1 800 000	7,2 мес.

Достоинствами шведского проекта являются высокое качество утилизации любых нефтепродуктов, его соответствие всем современным экологическим стандартам, высокая надёжность и гарантированная техническая поддержка от производителя. Тем не менее, имеются недостатки, а именно: невозможность регенерации исходного сырья, что в свою очередь, оправдано высокой производительностью, а также необходимость в расходных материалах (картриджи для фильтров и химические реагенты).

Исходя, из достоинств проекта компании «Alfa laval» и учитывая его недостатки, авторами была предпринята попытка сделать новый шаг в моделировании установки, с учётом перечисленных выше достоинств и недостатков с целью создания технологии импортозамещения.

Проведенные расчеты, в которых рассматривались затраты при работе такой установки от различных источников питания, показали, что одним из ключевых способов снижения себестоимости утилизации продукта является возможность ведения работы стационарно, так как обеспечение автономной полевой работы обходится в три-четыре раза дороже в зависимости от условий эксплуатации (таблица 2).

Таблица 2

Характеристики предлагаемого авторами решения

Название компании	Мощность	Цена	Производительность	Методы очистки
Предлагаемое решение	15 кВт	1 745 200	2 м ³ /ч	Физические, биологические
Цена 1 блока	Цена работы (сеть)	Цена работы (поле)	Полная прибыль	Время окупаемости
300 000	12 318	47 232	400 000	4,4 мес.

Не менее важной особенностью предлагаемой авторами технологии является применение физических методов очистки, что позволит, при переработке, приблизиться к требуемому качеству исходного сырья без потери его структуры, в отличие от биологических и химических методов очистки. Дополнительно разрабатывается технология применения биологических методов утилизации нефтепродуктов на основе торфа с уже культивированными или аборигенными микроорганизмами для утилизации нефтепродуктов до парафинов с большой длиной цепи, которые являются экологически безопасными. Поэтому можно говорить о ресурсоэффективности физических методов переработки и возможности частичной регенерации исходного углеводородного сырья для дальнейшего использования, например, при производстве дорожных покрытий или строительных материалов и т.д. Применение биологического метода в полевых условиях рассматривается в качестве альтернативы, для случаев, когда отсутствует возможность транспортировки переработанного и очищенного продукта с места разлива.

Необходимо отметить, что изменение курса России в развитии производства предполагает использование отечественных компонентов (деталей) в проектировании, как наиболее экономически привлекательных. В результате это позволит значительно снизить себестоимость проекта при его сборке, а также цену готового продукта, без существенной потери в качестве. В связи с этим, стоимость установки относительно действующих шведских и британских аналогов будет заметно ниже.

Несмотря на достаточно широкие границы применимости установки, всё же действуют некоторые ограничения, связанные с температурным режимом, условиями переработки и эффективностью предлагаемого

метода применимо к той или иной ситуации. Так непосредственная переработка на месте аварии с разливом нефти, будет значительно более дешевой, а также может оказаться более эффективной по сравнению с переработкой на стационарном заводе по утилизации, если говорить о небольшом локальном разливе углеводородного сырья.

Авторами были проведены технико-экономические расчеты, для краткосрочной (3 года) и долгосрочной (10 лет) перспектив использования предлагаемого решения и его шведского аналога, при условии использования только физических методов переработки. Себестоимость одного м³ продукта составляла 500 руб. Из всех возможных расходов учитывалась только энергия, необходимая для работы от сети. По сравнению со шведской установкой компании «Alfa laval», предлагаемое авторами решение выигрывает в краткосрочной перспективе (2-3 года), так как прибыль от использования значительно превышает расходы. В долгосрочной перспективе (10 лет и более) разрыв между прибылью от установок не существует (таблица 3).

Таблица 3

Сравнение размеров прибыли и объемов работы в краткосрочной и долгосрочной перспективе

Параметры	Alfa laval (1 установка)	ОАО «Мь» (4 установки)
Производительность установок (м ³ /ч)	9	8
Расходы (установка и энергия, 3 года)	14 244 160 руб.	6 595 520 руб.
Полная прибыль (3 года)	25 920 000 руб.	23 040 000 руб.
Объем переработанного (3 года)	51 840 м ³	46 080 м ³
Расходы (установка и энергия, 10 лет)	17 147 200 руб.	7 563 200 руб.
Полная прибыль (10 лет)	86 400 000 руб.	76 800 000 руб.
Объем переработанного (10 лет)	172 800 м ³	153 600 м ³

Таким образом, подводя итог, следует отметить, во-первых, что предлагаемое нами решение обладает низкой стоимостью, относительно европейских аналогов. Во-вторых, благодаря мобильности и малому числу необходимого обслуживающего персонала на одну установку (до трёх человек, включая оператора) становится возможным ликвидировать последствия разлива на месте методами *in situ*, что позволяет значительно снизить затраты, относительно применяющихся методов *ex situ*. В-третьих, дальнейшая разработка и постановка серийного производства, при необходимом финансировании, позволит дать квалифицированным специалистам новые рабочие места, а также решить проблему небольших локальных разливов, находящихся далеко от крупных нефтеперерабатывающих предприятий. И наконец, в-четвёртых, производительность установки достаточно для того, чтобы полностью утилизировать отходы небольшого нефтеперерабатывающего предприятия. А значит, компаниям не нужно искать место для захоронения отходов и платить штрафы в случае нарушения целостности контейнера с захороненными нефтепродуктами.

Литература

1. Сайт РБК. [Электронный ресурс]: РосБизнесКансалдинг / Электрон. журн. М., 2000. URL: http://t.rbc.ru/tyumen_freeneews/19/11/2014/956527.shtml (дата обращения 27.01.15).
2. Независимая газета. [Электронный ресурс]: Электрон. журн. М., 2000. URL: http://www.ng.ru/ng_energiya/2014-12-09/11_vred.html (дата обращения 27.01.15).
3. Установка Storm-15. [Электронный ресурс]: Сайт компании «Man oil group» . URL: <http://www.manoilgroup.com/media/storm-15-ru.pdf> (дата обращения 17.09.14).
4. Пат. 94012433 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Способ переработки нефтяных шламов и обезвреживания грунтов / Зоркин В.А., Бушуева Н.Н., Побединский Н.А, Безносов В.Н., Чевардова Н.П., Айсин Е.Х., Моисеев П.А., Чалченко В.П.; заявитель и патентообладатель Зоркин В.А., Бушуева Н.Н., Побединский Н.А, Безносов В.Н., Чевардова Н.П., Айсин Е.Х., Моисеев П.А., Чалченко В.П. - № 94012433/26; заявл. 08.04.94; опубл. 20.08.96, Бюл. № 36 (II ч.). – 3 с.
5. Пат. 2434051 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Передвижная модульная установка для утилизации нефтешламов и отходов производства нефти и газа / Ильин Р.Ю., Лукьянов А.С., Серегин С.Н., Захарьев Г.Г., Магзанов С.И. Сидоренко В.Н.; заявитель и патентообладатель Закрытое акционерное общество Русэкопроект - № 2000131736/09; заявл. 11.06.10; опубл. 20.11.11, Бюл. № 32 (II ч.). – 3 с.
6. Плешакова Е.В. Автореферат Эколого-функциональные аспекты микробной ремедиации нефтезагрязненных почв, доктор биол. наук. – Саратов, 2010. – 47 с.
7. Советский энциклопедический словарь / Под ред. А.М. Прохоров. - М.: Советская Энциклопедия, 1981. - 1600 с.
8. Ахметов С.А., Ишмияров М.Х., Кауфман А.А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых. – Санкт-Петербург: Недра, 2009. – 827 с.
9. Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты. – М.: Техника, 2001. – 383 с.
10. Глазковская М.А. Восстановление нефтезагрязнённых почвенных экосистем. – М: Наука, 1988. - 264 с.
11. Гриценко А.И. Экология. Нефть и газ. - М.: Наука, 1997. - 598с.
12. Петров А. А. Углеводороды нефти. - М.: Наука, 1984. - 263с.

13. Шилина А.И. Моделирование физико-химического превращения бенз(а)пирена в аэрозольной фазе // Миграция загрязняющих веществ в почвах и сопредельных средах. - 1985. - №5. - С. 128-142.
14. Панов Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. - М.: Недра, 1986. - 244 с.
15. Киреева Н.А. Состояние комплекса актиномицетов нефтезагрязненных почв // Вестник Башкирского университета. - 1996. - № 1. - С. 42-45.
16. Костерин А.В., Софинская О.А. Эффект влажности и верхнего техногенно незагрязненного слоя почвы в биодеградация тридекана // Вестник СамГУ. – 2004. – №7. - С. 828 – 836.
17. Нечаева И.А. Автореферат Биодеградация углеводородов нефти психротрофными микроорганизмами-деструкторами, канд. биол. наук. – Пушино, 2009. – 175с.
18. Саксонов М.А. Экологический мониторинг нефтегазовой отрасли. - Иркутск: Иркут. Ун-т, 2005. - 114 с.
19. Пиковский Ю.И. Проблема диагностики и нормирования загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами // Почвоведение. - № 9. -2003. - С. 1132-1140.
20. Митчелл Дж. Акватметрия. - М.: Химия, 1980. -С.600.
21. Проскураков В.А. Химия нефти и газа. - СПб.: Химия, 1995. – С. 448.
22. Берне Ф.Ж. Водоочистка. – М.: Химия, 1997. – 288с.
23. Мухина Е. А. Физико-химические методы анализа. — М.: Химия, 1995. – 415 с.
24. Орлов Д.С., Васильевская В.Д. Почвенно-экологический мониторинг и охрана почв. – М.: Моск. Ун-т, 1994. – 272 с.
25. Реймерс Н.Ф. Природопользование. – М.: Мысль, 1990. – 637с.
26. Шамаева А.А. Автореферат Исследование процессов биоремедиации почв и объектов, загрязненных нефтяными углеводородами, канд. биол. наук. – Уфа, 2007. – 23с.

ВЛИЯНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК И ЖИРНЫХ СПИРТОВ НА ПОКАЗАТЕЛИ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ЛЕТНЕГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В ЭЛЕКТРИЧЕСКОМ ПОЛЕ

Н. С. Яковлев

Научный руководитель, главный научный сотрудник С. Г. Агаев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Работа посвящена получению дизельного топлива с улучшенными низкотемпературными свойствами, с использованием процесса депарафинизации в электрическом поле. Депарафинизация нефтепродуктов в электрическом поле осуществляется за счет эффекта электрофореза [3, 5]. Электрические заряды на парафине, обеспечивающие электрофорез, индуцируются за счет введения в сырье депрессорных присадок. Присадки снижают структурную вязкость исходного топлива и облегчают перемещение парафина в электрическом поле. В качестве дополнительного активатора электрофореза предлагается использование высших жирных спиртов [4, 8]. Считается, что высшие жирные спирты, являющиеся сегнетоэлектриками [1], сокристаллизуются с н-алканами и придают им значительные электростатические заряды [4]. Депрессорные присадки, адсорбируясь на поверхности н-алканов [6], за счет синергетического эффекта приводят к возрастанию электростатических потенциалов в системах ВЖС + ДП до 4,9– 5,5 раза [2].

В предлагаемой работе сопоставлены результаты депарафинизации летнего ДТ в зависимости от химического строения депрессорных присадок, их депрессорной эффективности и температуры процесса. Для повышения эффективности процесса использовались жирные спирты фракции C₁₀₋₁₈ (ТУ 38.107119-85).

Использовалось летнее дизельное топливо Антипинского нефтеперерабатывающего завода (г. Тюмень). Исходное дизельное топливо имело температуру застывания минус 10 °С, температуру помутнения – минус 5 °С, плотность при 20 °С 825 кг/м³, вязкость при 20 °С 4,7мм²/с, анилиновую точку 76 °С, 50 % дизельного топлива выкипает при 270°С. Содержание в дизельном топливе углеводородов, образовавших комплекс с карбамидом 20,8 % масс. Электродепарафинизацию дизельного топлива проводили на экспериментальной установке и по методике, описанной в [3 – 5, 8]. Параметры процесса приняты по данным работ [4, 8]. Средняя напряженность электрического поля 10 кВ/см, время осаждения 60 мин. Температура процесса варьировалась в интервале от минус 10 до минус 19 °С. Процесс осаждения парафиновых углеводородов проводили при положительной полярности центрального электрода. Использовались две присадки – присадка Dodiflow-4971 депрессорно-диспергирующего действия [7] и депрессорная присадка ДП-202 [5]. Присадка Dodiflow-4971 представляет собой смесь полимеров в высококипящем растворителе, основу которой составляет сополимеры этилена и винилацетата. Присадка ДП-202 представляет собой продукт конденсации стеариновой кислоты и полиэтиленполиаминов. Содержание этих присадок (таблица) и содержание высших жирных спиртов (ВЖС) принято с учетом работ [4, 8]. Для исходного и депарафинированного дизельного топлива (ДДТ) определяли температуры застывания и помутнения. Эффективность процесса оценивалась по выходу депарафинированного дизельного топлива, по депрессии температуры помутнения и депрессии температуры застывания. В таблице представлены данные по влиянию на показатели процесса депарафинизации совместного присутствия в летнем дизельном топливе присадки Dodiflow-4971 и высших жирных спиртов, присадки ДП-202 и высших жирных спиртов.

Сопоставление результатов депарафинизации дизельного топлива (см. табл.) показывает, что присадка Dodiflow-4971 по выходу депарафинированного дизельного топлива эффективнее присадки ДП-202. Это отмечается как при использовании присадок в чистом виде, так и при их использовании в композиции с высшими жирными спиртами. Эффективность присадок по их влиянию на температуру помутнения депарафинированного топлива приблизительно одинакова. Отмечается зависимость выхода депарафинированного дизельного топлива от содержания в дизельном топливе присадки ДП-202. При

содержании 0,25 % масс. присадки ДП-202 выход депарафинированного дизельного топлива несколько выше, чем при ее содержании 0,1 % масс. Это, очевидно, связано с более низкой температурой застывания исходного дизельного топлива в первом случае (минус 25 °С). Во втором случае температура застывания исходного ДТ на 3 °С ниже (минус 22 °С). Более высокий выход депарафинированного топлива при более низкой температуре застывания связан с повышенной подвижностью кристаллов парафина из-за пониженной структурной вязкости дизельного топлива при температуре депарафинизации.

Таблица

Депарафинизация дизельного топлива в присутствии присадок Dodiflow-4971, ДП-202 и ВЖС

Содержание, % масс.			Температура (°С)		электрод, на котором идет осаждение парафина	выход ДДТ, % масс.	Показатели качества ДДТ		Депрессия температуры (°С)	
ВЖС C ₁₀₋₁₈	Dodiflow-4971	ДП-202	процесса	застывания исходного ДТ с присадками			температура помутнения, °С	температура застывания, °С	помутнения ДТ	застывания ДТ
отс.	0,1	-	-15	-25	ЦВ	85,1	-10	-33	5	23
	-	0,1	-15	-20	ЦВ	81,0	-11	-21	6	11
	-	0,25	-15	-26	ЦВ	82,2	-14	-23	9	13
0,05	0,1	-	-10	-25	ЦВ	90,0	-11	-40	6	30
			-13	-25	ЦВ	88,6	-14	-37	9	27
			-14	-25	ЦВВ	88,6	-15	-38	10	28
			-15	-25	ЦВВ	89,3	-16	-45	11	35
			-16	-25	ЦВВ	89,2	-16	< -45	11	< 35
			-17	-25	ЦВВ	85,6	-17	-43	12	33
0,1	-	0,1	-15	-22	ЦВ	82,6	-15	-22	10	12
	-	0,1	-17	-22	ЦВ	84,5	-18	-26	13	14
	-	0,1	-19	-22	ЦВ	83,3	-19	-25	14	15
	-	0,25	-13	-25	ЦВ	85,5	-14	-23	9	13
	-	0,25	-15	-25	ЦВ	86,1	-16	-25	11	15
	-	0,25	-17	-25	ЦВ	83,9	-17	-26	12	16
	-	0,25	-19	-25	ЦВ	75,2	-19	-24	14	14

Сокращения: Ц – центральный и В – внешний электроды; ВЖС – высшие жирные спирты; ДТ – дизельное топливо; ДДТ – депарафинированное дизельное топливо.

Однако эффективность процесса депарафинизации, очевидно, определяется не только температурой застывания дизельного топлива при электродепарафинизации. Температура застывания исходного дизельного топлива в ряде случаев независимо от используемой присадки одинакова – минус 25 °С (см. таблица). При этом показатели депарафинизации по выходу ДДТ заметно выше в случае использования присадки Dodiflow-4971. Это, очевидно, связано с синергетическим взаимодействием присадки Dodiflow-4971 и высших жирных кислот. Отмечается также повышенный выход депарафинированного топлива при преимущественном осаждении парафина на внешнем электроде. Объяснения этому приводятся в работе [4].

Полученные результаты (см. таблица) позволяют оценить влияние на показатели качества депарафинированного топлива химического строения используемых при депарафинизации депрессорных присадок и их депрессорной эффективности. Показано, что в сочетании с высшими жирными спиртами присадка Dodiflow-4971, основу которой составляют сополимеры этилена и винилацетата, более эффективна в качестве активатора процесса электродепарафинизации, чем присадка ДП-202 – продукт конденсации стеариновой кислоты и полиэтиленполиаминов. В первом случае выход депарафинированного дизельного топлива достигает 89,3 % при температуре процесса минус 15 °С, во втором при той же температуре – только 86,1 % мас. По наиболее трудно достигаемому показателю качества депарафинированного топлива – температуре помутнения в оптимальных условиях депарафинизации в присутствии присадок Dodiflow-4971 и ДП-202 получаемые результаты приблизительно одинаковы. При одних и тех же температурах процесса независимо от используемой присадки депрессия температуры помутнения депарафинированного топлива, практически, совпадает. По температуре застывания депарафинированного дизельного топлива более эффективна присадка Dodiflow-4971. При депарафинизации исходного топлива в ее присутствии температура застывания депарафинированного топлива достигает минус 45 °С. При депарафинизации исходного топлива с помощью присадки ДП-202 минимальная температура застывания получаемого топлива только минус 25 – минус 26 °С.

Таким образом, показано, что существенный вклад в эффективность электродепарафинизации дает химическая природа присадок и их депрессорная эффективность.

Литература

1. Агаев С.Г., Столбов А.А. Термоэлектрические эффекты в высших жирных спиртах – Известия вузов. Нефть и газ. – 2011. – №2. – С. 70-79.
2. Агаев С.Г., Столбов А.А., Яковлев Н.С. Влияние присадок на термоэлектрические свойства жирных спиртов – Известия вузов. Нефть и газ. – 2012. – № 6 – С. 95-99.
3. Агаев С.Г., Халин А.Н., Гульятеев С.В. Депарафинизация летнего дизельного топлива в электрическом поле – Химия и технология топлив и масел. – 2007. – №6. – С. 6-8.
4. Агаев С.Г., Яковлев Н.С., Столбов А.А. Влияние высших жирных спиртов на показатели процесса электродепарафинизации летнего дизельного топлива – Нефтепереработка и нефтехимия – 2012. – №6. – С. 22-25.
5. Агаев С.Г., Яковлев Н.С., Гульятеев С.В. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив – ЖПХ. – 2007. – Т.80. – Вып. 3. – С. 488-495.
6. Гришин А.П., Ребиндер П.А., Александрова Э.А. и др. О кристаллизации, структурном застывании и гистерезисе в растворах парафина с добавками поверхностно-активных веществ – Доклады АН СССР. – 1970. – Т. 194. – №4. – С. 850-853.
7. Зинина Н.Д., Симанская К.Ю., Павловская М.В. и др. Депрессорно-диспергирующая присадка для гидроочищенного экологически чистого дизельного топлива – Нефтепереработка и нефтехимия. – 2014. – №8. – С. 37-40.
8. Яковлев Н.С., Агаев С.Г. Депарафинизация летнего дизельного топлива в постоянном электрическом поле – Известия вузов. Нефть и газ. – 2012. – № 5. – С. 97-101.

**ЗАВИСИМОСТЬ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА РИФОРМИНГА ОТ ДАВЛЕНИЯ
В РЕАКТОРАХ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ РИФОРМИНГА**

И. В. Якупова, М. Д. Кириллова, Е. С. Чернякова

Научный руководитель, профессор Э. Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический риформинг бензинов является одним из ключевых процессов в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, который широко применяется для превращения низкооктанового углеводородного состава нефти, в более ценный высокооктановый бензин. Эффективность этого промышленного процесса обеспечивается технологическими условиями. Термодинамические благоприятные условия протекания целевых реакций находятся, в области низких давлений и высоких температур. В зависимости от применяемой технологии давление в реакторах с загруженным катализатором составляет 0,35-2,0 МПа [1].

Выход и качество получаемого продукта напрямую зависит от свойств катализатора. Во время процесса он подвергается физико-химическим изменениям, которые способствуют постепенному снижению его активности.

Катализаторы риформинга по своей природе являются бифункциональными, т. е. совмещают в себе металлическую и кислотную функции одновременно. В качестве металла, как правило, используют платину, а кислотную функцию выполняет хлорид алюминия. На металлической функции происходят реакции гидрогенизации и дегидрогенизации, а на кислотной – реакции изомеризации и циклизации. Для того чтобы, достичь оптимальной производительности каталитического риформинга, необходим баланс между двумя этими функциями.

Наиболее важными свойствами катализатора являются: активность, стабильность и селективность. Первые два определяют порядок и качество протекания реакций, а третье необходимо для того, чтобы обеспечивать стабильность работы первых двух в течение эксплуатационного периода.

Изначально процесс риформинга проводили при давлении $P = 4,0$ МПа с загруженными катализаторами первого поколения. Первый катализатор риформинга бензинов, представленный в 1949 году компанией UOP, был монометаллическим, то есть состоял из одного металла – платины – на носителе хлорид алюминия (Pt/Al_2O_3-Cl). Для того чтобы, понизить скорость реакции коксообразования, на данном виде катализатора, использовали высокое давление водорода, что было термодинамически неблагоприятно для процесса.

Внедрение биметаллических катализаторов позволило значительно снизить избыток водорода и способствовало повышению эффективности работы катализатора. Некоторые из добавленных металлов имеют собственные каталитические свойства (Ir, Rh, Re), тогда как другие (Sn, Ge), каталитически неактивны. Эксперименты по добавлению к платине второго металла были проведены в 1968 путем добавления Re, что существенно повлияло на снижение скорости дезактивации катализатора и улучшение таких свойств катализатора, как поглощение водорода и увеличение выхода ароматических углеводородов. Катализаторы второго поколения, к которым относятся Pt-Re контакты, эксплуатировались при рабочим давлении $P = 2,0-2,2$ Мпа.

И, наконец, современные полиметаллические катализаторы работают при давлении $P = 1,5-1,7$ МПа. В целях улучшения свойств катализаторов риформинга, к биметаллическим контактам был добавлен третий металл. Однако остается нерешенным вопрос: как будет вести себя ценный контакт при еще более низком давлении?

Ответ на данный вопрос был дан при исследовании влияния давления на главные характеристики промышленного катализатора риформинга. Расчеты проводились при помощи компьютерной моделирующей системы, разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета. В основу программы заложена математическая модель, учитывающая всю нестационарность протекания процесса, а также коксообразование.

В качестве исходных данных, для проведения расчетов были использованы результаты хроматографического анализа углеводородного состава сырья, технологические режимы эксплуатации промышленной установки.

Установка каталитического риформинга Л-35-11/450К ООО «РН Комсомольского НПЗ» работает при давлении 16,7-17,0 атм. Загруженный катализатор марки PR-9, который эксплуатируется на данной установке с 2001 года, хорошо зарекомендовал себя в работе и обеспечил высокий выход продукта заданного качества. Весной 2016 года планируется замена отработанного катализатора на новый. Для выработки рекомендаций по продлению срока его эксплуатации на математической модели [2] проведены исследования влияния давления на основные показатели промышленного процесса.

Выполненные исследования показали, что снижение давления значительно влияет на некоторые показатели, такие как скорость коксонакопления, выход продукта и октановое число и др. (таблица 1).

Таблица 1

Влияние давления на выход и качество продукта(расчет на модели)

Давление, МПа	P=1,4	P=1,3	P=1,2	P=1,1
Активность	0,82			
Температура входа, °С	482			
Расход сырья, м ³ /ч	68			
Пар/(Нафт+Аром) в сырье	0,86			
n-Пар/i-Пар в сырье	0,69			
Кратность циркуляции, м ³ /м ³	1193,4			
Ароматика, % масс.	61,32	61,56	61,81	62,05
Кокс, % масс.	3,67	3,64	3,62	3,62
Октановое число (ИМ)	93,6	93,7	93,8	93,8
Выход риформата, % масс.	90,19	90,36	90,53	90,88

Снижение рабочего давления процесса риформинга способствует повышению его селективности, способствует протеканию целевых реакций дегидрирования нафтенных и дегидроциклизации парафинов, а также ингибированию побочных реакций гидрокрекинга и гидрогенолиза. При этом увеличивается выход получаемого бензина заданного качества. Таким образом, рекомендуется снизить исходное давление на 2-3 МПа для увеличения выхода целевого продукта в среднем на 1-1,06 % масс. При этом снижение коксообразования, будет обеспечено дополнительной подачей промоторов в реакционную зону для сбалансированности кислотной и металлической активности катализатора.

Литература

1. Ахметов С.А., Ишмяров М.Х., Кауфман А.А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых. СПб.: Недра, 2009. - 828 с.
2. Emilia D. Ivanchina, Ekaterina S. Sharova, Inna V. Yakupova. Mathematical Modelling Method Application for Optimisation of Catalytic Reforming process // Procedia Chemistry. — 2014. — Vol. 10: XV International Scientific Conference "Chemistry and Chemical Engineering in XXI century" dedicated to Professor L.P. Kulyov, 26–29 May 2014, Tomsk, Russia. — [P. 197-202].

С е к ц и я 12

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Подсекция 2.

МИНЕРАЛЬНОЕ СЫРЬЕ

ПРЕВРАТИМ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ОТВАЛЫ В ТЕХНОГЕННЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.В. Тихонов, О.И. Налесник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время миллионнотонные отвалы переработки природных ресурсов становятся техногенным сырьем во многих отраслях промышленности. Это связано с истощением богатых месторождений и удорожанием добычи с больших глубин, а также с развитием техники и технологии извлечения ценных компонентов из бедного сырья.

Промышленные отвалы горнодобывающих и перерабатывающих предприятий исчисляются миллиардами тонн, занимают огромные территории, зачастую вблизи городов в сельскохозяйственной зоне. К таким техногенным образованиям относятся золошлаковые отвалы (ЗШО) угольных тепловых электростанций (ТЭЦ). При факельном сжигании молотого угля образуются зола и шлаки.

По химическому составу ЗШО содержат 45 – 58 % SiO_2 , 15 – 27 % Al_2O_3 , 9 – 12 % угольного недожога и 6 – 15 % Fe_2O_3 . До нескольких процентов содержится CaO и MgO , до 1,5 % TiO_2 . Доли процента приходится на оксиды калия, натрия, марганца, фосфора и серы. В сотых долях процента в золах содержатся редкие и редкоземельные элементы, в тысячных – драгметаллы. Исследования по кислотной, щелочной переработке ЗШО не привели к успеху на современном уровне развития технологии, увеличивая экологические проблемы.

В то же время исследования, выполненные в XX веке во многих странах, показали наличие в ЗШО ценных структурных компонентов, пригодных к использованию без преобразования во многих современных технологиях. Это плавающая (легкая) микросфера (0,5 – 0,7 %), угольный недожог (7 – 12 %), тяжелая магнитная микросфера (6 – 15 %). Шлак ($d > 5$ мм) и шлаковый песок ($d > 0,315$ мм) составляют до 20 – 25 %.

Кафедра ОХТ с 2014 г. занимается исследованием составов и изучением технологических операций извлечения ценных компонентов из ЗШО Северской, Томской, Краснокаменской и др. ТЭЦ России и даже одной ТЭЦ Болгарии.

В результате была предложена схема комплексной переработки ЗШО Северской ТЭЦ. В настоящее время начались работы по созданию экспериментальной передвижной установки по переработке лежалых и текущих ЗШО. Результаты испытаний этой установки позволяют получить исходные данные для проектирования и строительства опытного завода в Северске по комплексной переработке ЗШО. После извлечения плавающей алюмосиликатной микросферы, тяжелой магнитной фракции и угольного недожога остаток золы поступит в производство бетонов и растворов. Шлак вместе с остатком золы пойдет на дорожное строительство в заболоченных территориях Томской области.

Расчеты показывают высокую экономическую привлекательность такой комплексной переработки ЗШО. Передвижная экспериментальная установка может в дальнейшем быть использована для технологических исследований золоотвалов на других территориях.

Другую возможность комплексной переработки и применения компонентов представляют ЗШО Краснокаменской ТЭЦ (Забайкальский край).

Кафедра предлагает отделить из лежалых и текущих ЗШО шлак (–20+5) мм и шлаковый песок (–5+0,315)мм, а из зольной составляющей выделить в виде концентратов угольный недожог и магнетит. Остаток зольной составляющей со шлаком и шлаковым песком могут быть использованы в качестве наполнителей бетона для закладки горных выработок Приаргунского горно-химического комбината. В настоящее время закладка осуществляется бетонами с песчано-гравийным наполнителем. Полученная бетонная смесь с ЗШО в качестве наполнителей при минимуме цемента имеет прочность 1 – 3 Мпа, что достаточно для заполнения пустот после извлечения урановой руды.

Техническое предложение кафедры позволит на 70 – 80 % сократить расход дорогой ПГС в закладочном производстве, оставив ее только для несущих (опорных) стен. Основной же объем горных выработок («комнат») будет заполняться закладочными золошлаковыми бетонами при минимальном расходе цемента.

Следующей возможностью применения ЗШО является производство полистиролбетонных (ПСБ) изделий для мало- и многоэтажного строительства. Полистиролбетон на основе цемента и полистирола вспененного гранулированного (ПВГ) с плотностью до 600 кг/м³ не тонет в воде, не горит. Коэффициент

теплопроводности, составляющий 0,08 Вт/м·град, позволяет поддерживать температуру в жилье даже без отопления. То есть, достаточно тепловыделения бытовых приборов и самих людей (100-120 Вт/ч на человек).

Основной недостаток полистиролбетона – высокая стоимость ПВГ. Замена части гранулированного полистиролбетона шлаковым песком размером 3-5 мм позволит резко сократить себестоимость изделий из полимербетона (на 25-30 %), увеличивая механическую прочность. Введение шлака будет ограничено разумным повышением теплопроводности. Это будет новый вариант теплоэнергосберегающего и пожаробезопасного строительного материала.

Кафедра также обратилась к техногенному сырью горно-обогатительных фабрик медно-никелевых руд Норильска и вольфрамовых руд Забайкалья. В Норильском промышленном регионе скопились многие тысячи тонн шламов обогатительных фабрик с достаточно высоким содержанием меди, никеля и кобальта. Внедрение процесса гранулирования шлама позволит получить дополнительное сырье для производства цветных металлов.

Исследование состава отвала вольфрамовой руды показало также возможность доизвлечения вольфрама после дополнительной переработки отдельных фракций.

В целом, переработка техногенного сырья нуждается в аппаратурно-технологическом обеспечении. В указанных работах принимают участие студенты-бакалавры 2-4 курсов и магистры. Наиболее активные из них – участники студенческих конференций разного уровня, на которых ежегодно по 4-5 человек занимают призовые места.

ЗАКЛАДОЧНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ КРАСНОКАМЕНСКОГО ГОКА НА ОСНОВЕ ЗОЛОШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ

М.А. Алпысбаев

Научный руководитель доцент О.И. Налесник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время закладка горных выработок Краснокаменского уранового рудника в основном осуществляется прочными цементными бетонами с песчано – гравийной смесью (ПГС) в качестве наполнителя для несущих стен (перегородок). При этом заполнение образовавшихся «комнат» производится менее прочными закладочными бетонами на основе ПГС с введением золы уноса для сокращения расхода цемента. [1] Альтернативой ПГС для этих менее прочных бетонов является миллионные золошлаковые отвалы (ЗШО) Краснокаменской ТЭЦ. Также известно, что для бетонов достаточно широко используется золошлаковые смеси тепловых электростанций. [2]. Отвалы занимают большие территории вблизи крупных городов. В засушливое время идёт значительное распыление золы. Поэтому актуальностью задания является ликвидация текущего сброса зола – шлаковых отходов и постепенная переработка лежащих ЗШМ.

Целью работы является получение закладочного материала на основе золы уноса и золошлаковых отходов при минимальных расходах цемента. Прежде всего необходимо установить интервал добавок золы уноса и ЗШО, в которых содержание дорогостоящего цемента будет минимально, а прочность удовлетворяет требования к закладочному материалу. [3]

Наиболее широко применяемая твердеющая закладка «комнат» характеризуется нормативной прочностью 1,0 и 3,0 МПа, которая должна обеспечиваться к моменту обнажения закладочного массива. [4]

Методика эксперимента.

Зола – уноса Краснокаменского ТЭЦ поступила к нам в начале 2015 г. Она потеряла свою активность и поэтому механически активировалась в минимельнице в течение 3-х минут вместе с добавкой цемента.

Закладочная смесь из цемента (М-400), золы уноса и золы гидроудаления (ЗГУ) перемешивалась в сухом виде, затем добавлялась вода до получения вязкости, удобной для закладки в кубические формы (55×5 см). После двух суток выдержки кубики извлекались из эластичной формы, пропаривались над водяной баней 6 часов. После сушки проводилось взвешивание и испытание на прочность при раздавливании на прессе ПМГ – 100 МГЧ.

Результаты и их обсуждение:

Рис.1 показывает эффект от механоактивации золы уноса и её смеси с цементом в сравнение с их смесью без активации. Общая масса смеси составляла 400 г. Доля золы уноса составляла 85 – 100% (остальное цемент). Результат показывает, что активация смеси при 5% содержании цемента обеспечивает прочность камня, равную 4,5 МПа. Более высокое содержание цемента (10 и 15%) не требуется для закладки «комнат».

В следующей серии часть золы уноса замещалась золой гидроудаления (фракция –0,315+0 из ЗШО) в количестве 20, 30, 40 и 50% от их смеси, принятой за 100%. При этом содержание цемента в закладочной смеси также изменялось от 0 до 15%. Для сравнения полученных результатов на рис. 2 перенесена из рис. 1 зависимость прочности смеси золы уноса с цементом. (кривая 1).

Из рис. 2 видно, что 20% содержание золы гидроудаления в смеси с золой уноса при 10% содержании цемента обеспечивает прочность закладки в 6 МПа, а прочность в 3 МПа обеспечивается при 7,5% содержании цемента. Дальнейшая добавка золы гидроудаления до 50% от их смеси с золой уноса обеспечивает прочность в 1,3 МПа при 5% содержании цемента.

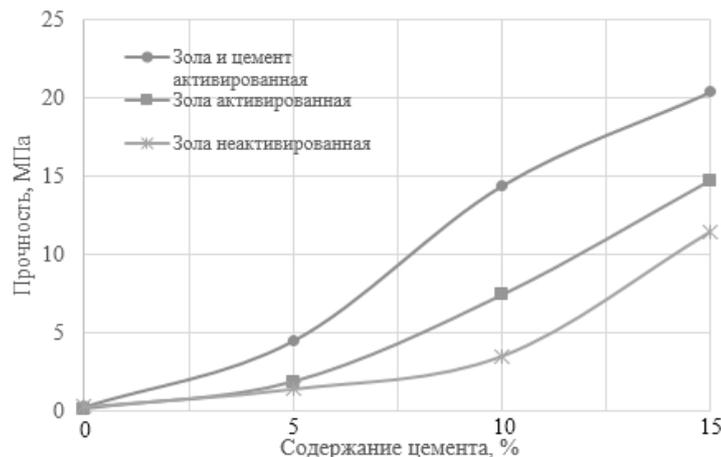


Рис. 1. Зависимость прочности золо – цементного камня от содержания и цемента

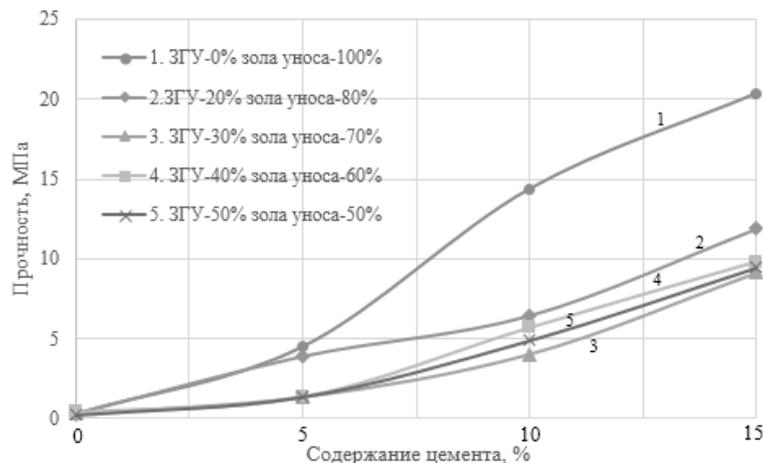


Рис. 2. Влияние содержания ЗГУ на прочность золо – цементного камня

Основные выводы:

1. Механоактивация золы – уноса вместе с 5% добавкой цемента увеличивает прочность цементного камня в 3 раза.
2. Применение в качестве наполнителя золы гидроудаления в количестве 20% от их смеси с золой уноса обеспечивает прочность 3,8 МПа. Дальнейшее увеличение золы гидроудаления до 30-50% обеспечивает прочность закладки > 1,34 МПа при 5% содержании цемента, что соответствует стандарту предприятия (1 МПа).

Литература

1. Модернизации закладочного производства. ОАО «ППГХО» Краснокаменск. – 2012. – 9 с.
2. ГОСТ 25592–91. Смеси золошлаковые тепловых электростанций для бетонов. Технические условия.
3. Закладочные работы в шахтах: Справочник. – М.: Недра, 1989.
4. Требования к закладочным материалам. Составы твердеющих закладочных смесей. Краснокаменск // Стандарт организации, СТО 07621060-081-2014 – 17 с.

ПОЛУЧЕНИЕ ЗАПОЛНИТЕЛЯ ДЛЯ БЕТОНОВ НА ОСНОВЕ ЗОЛЫ ТЭЦ И ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕРЫ

А.П. Полторанина, И.В. Амеличкин, В.А. Яковенко, И.В. Фролова

Научный руководитель: доцент И.В. Фролова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема промышленных отходов связана не только с экологической безопасностью, но и с экономической, так как использование отходов в виде вторичного сырья гораздо дешевле, чем их уничтожение или хранение. Поэтому вопрос утилизации техногенных материалов является одним из важнейших. Объектом исследования данной работы явилась сера – попутный продукт Норильского горно- металлургического комбината и зола уноса Краснокаменской ТЭЦ.

По отрицательному воздействию на окружающую среду соединения серы занимают одно из первых мест среди загрязняющих веществ. Приблизительно 96% серы поступает в атмосферу в виде SO_2 , остальное количество составляют сульфаты и другие соединения. Кроме того, сера в виде пыли раздражает органы дыхания, слизистые оболочки и вызывает экземы. Около 90% серы сегодня производится как побочный продукт нефтепереработки цветной металлургии.

Ценным и дешевым продуктом являются также золошлаковые отходы, так как их использование в производстве строительных материалов существенно улучшает эксплуатационные и прочностные свойства этих материалов. Известно, что на основе золы ТЭЦ и технической серы можно изготавливать серное вяжущее и строительные композиции. Одним из эффективных направлений является использование золы ТЭЦ в производстве искусственных заполнителей, способствующее экономии природных минеральных ресурсов и решению экологической проблемы в стране.

Поэтому целью настоящей работы явилась разработка композиционных материалов для получения серощебня, который можно использовать в качестве заполнителя для бетонов. Известно, что в строительных композиционных материалах наполнители, в связи с их большой удельной поверхностью, имеют значительную площадь контакта со связующим. На первой стадии взаимодействия минерального наполнителя и вяжущего происходит процесс смачивания, поэтому основное структурообразование при получении серных композиционных материалов происходит на стадии перемешивания золы с расплавленной серой. При этом на поверхности частиц золы формируются в процессе остывания серы более однородные кристаллы с размером, значительно меньшим, чем в объеме свободной серы без наполнителя. Серная композиция представляет собой оптимально подобранную смесь тонкодисперсного наполнителя и расплава серы, способную в процессе охлаждения прочное камневидное тело [1-7].

От свойств компонентов, входящих в состав композиции, и их соотношения зависят физико-механические характеристики серных композиционных материалов.

Зола-уноса Краснокаменской ТЭЦ представляет собой сыпучий мелкозернистый материал, полученный после сгорания кускового или пылевидного угля на электростанции.

Одной из важных характеристик сыпучего материала является его зерновой состав. В данной работе зерновой состав золы определен методом ситового анализа по ГОСТ 9758-77 [8]. Результаты исследований представлены на рисунке 1.

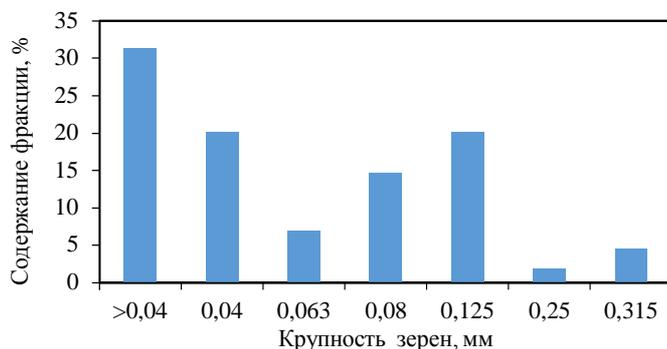


Рис. 1. Гистограмма распределения частиц по размерам

Как видно из рисунка 1, исследуемый материал является полидисперсным и представлен в основном частицами менее 0,125 мм. Фракции золы с размером частиц более 0,25 мм имеют более темную окраску и высокие потери при прокаливании, связанные с присутствием в данных фракциях значительного количества несгоревших частиц угля (более 45%). Несгоревшие частицы целесообразно извлекать из золы, так как они снижают качество строительных изделий. Поэтому в данной работе фракции золы с размером частиц более 0,25 мм для получения серных композиционных материалов не использовались.

Физико-механические характеристики золы Краснокаменской ТЭЦ, определённые по стандартным методикам, представлены в таблице 1. Как видно из таблицы, агрегатная плотность частиц меньше плотности вещества, слагающего эту частицу. Разница между агрегатной плотностью и пикнометрической тем больше, чем крупнее частица. Увеличение агрегатной плотности в тонких фракциях зольных уносов объясняется колебаниями в содержании магнитной фракции. Известно, что, чем выше содержание магнитных составляющих, тем выше агрегатная плотность [9].

Структура и свойства технической серы соответствуют ГОСТ 127.1-93. Сера является термопластичным связующим с температурой плавления 113 °С, низкой химической активностью, достаточной механической прочностью, низкой себестоимостью, доступностью и хорошей адгезией к минеральным заполнителям бетона.

Таблица 1

Физико-механические характеристики золы Краснокаменской ТЭЦ

Класс крупности, мм	Пикнометрическая плотность, г / см ³	Насыпная плотность, кг / м ³	Агрегатная плотность, г / см ³
0,315	1,983	500	1,813
-0,315+0,25	2,028	588	1,955
-0,25+0,125	2,135	823	2,122
-0,125+0,08	2,452	911	2,431
-0,08+0,063	2,745	970	2,650
-0,063+0,04	3,201	1058	3,200
< 0,04	3,493	1117	3,493

В данной работе заполнитель получен при сплавлении серы с золой уноса, с последующим формированием из расплава монолитной плитки, которую после охлаждения подвергали дроблению.

В таблице 2 приведены соотношения компонентов в композиции, а также физико-механические характеристики заполнителей. Характеристики определены согласно ГОСТ [10].

Таблица 2

Физико-механические свойства заполнителей

Кол-во золы, %	Кол-во серы, %	Кол-во модификатор а, %	Насыпная плотность, кг / м ³	Истинная плотность, кг / м ³	Пустотность, %	Дробимость, %	Истира- емость, %
66	33,87	0,13 (крист. йод)	1088,23	2580	57,8	52	8,2
60	38	2 (хлорид алюминия)	1088,23	1980	45	10	5

На основании полученных данных установлена возможность получения серощебня на основе золы уноса Краснокаменской ТЭЦ и технической серы. По плотности серощебень относится к плотным, имеющим значения плотности 1980 кг / м³ и более, что позволяет снизить количество цемента для приготовления бетонов. Гранулометрический состав полученного материала можно регулировать режимами его дробления для получения фракций нужного размера. Результаты определения дробимости показали, что полученный материал имеет марку 200 и может использоваться для бетонов общестроительных марок.

Литература

1. Safiuddin Md., Mohd Zamin Jumaat, M. A. Salam, M. S. Islam and R. Hashim Utilization of solid wastes in construction materials // International Journal of the Physical Sciences. – 2010. – Vol. 5(13). – P. 1952 –1963.
2. Bruder-Hubscher V., Lagrade F., Leroy M. J., Coughanowr C., Enguehard F. (2001). Utilisation of Bottom Ash in Road Construction: Evaluation of the Environmental Impact. Waste Manage. Res., 19: pp. 545-556.
3. Pei-wei G., Xiao-lin L., Hui L., Xiaoyan L., Jie H. Effects of the Ash on the Properties of Environmentally Friendly Dam Concrete // Fuel. – 2007. – V. 86. – P. 1208 –1211.
4. Chindaprasit P., Jaturapitakkul C., Sinsiri T. (2007). Effect of Ash Fineness on Microstructure of Blended Cement Paste // Construction and Building Materials. –2007. – V. 21. – P. 1534 – 1541.
5. Fernandez-Jimenez A., Palomo A., Criado M. Alkali Activated Ash Binders. A Comparative Study between Sodium and Potassium Activators // Materiales de Construcción. – 2006. – V. 56. – P. 51 – 65.
6. Волженский А.В., Иванова И.А., Виноградов Б.Н. Применение зол и шлаков в производстве строительных материалов. М.: Стройиздат, 1984. – 216 с.
7. Путилин Е.И., Цветков В.С. Применение зол уноса и золошлаковых смесей при строительстве автомобильных дорог. М.: ФГУП «Союздорнии», 2003. – 57 с.
8. Крашенинникова Н.С., Эрдман С.В., Коробочкин В.В., Фролова И.В. Химическая технология неорганических вещества: Лабораторный практикум. – Томск.: Изд-во ТПУ, 2004. – 172 с.
9. Frolova I.V., Tikhonov V.V., Poltoranina A.P., Cherkashina K.Y., Fu S.N. Analysis of chemical composition and physical and mechanical properties of power plant ash for its further processing // Procedia Chemistry. – 2015. – V. 15. – P. 272 – 279
10. ГОСТ 8269.0-97. Щебень и гравий из плотных горных пород и отходов промышленного производства для строительных работ. Методы физико-механических испытаний.

**СКОРОСТЬ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ОКИСЛЕНИЯ КАДМИЯ В РАСТВОРАХ
РАЗЛИЧНЫХ ЭЛЕКТРОЛИТОВ**

С.Е. Пугачева¹, А.В. Бикбаева¹, А.С. Долинина¹, М.В. Попов²

Научный руководитель ассистент А.С. Долинина

¹ **Национальный исследовательский Томский политехнический университет,**

г. Томск, Россия

² **Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия**

В настоящее время одним из способов получения высокодисперсных материалов является электрохимический синтез на переменном токе. Рассматриваемый в данной работе электрохимический метод позволяет получить химически чистые оксиды металлов и частицы с развитой удельной поверхностью, что очень важно для многих отраслей промышленности. Полученный данным способом оксид кадмия нашел применение в следующих областях [9]:

- для нанесения антикоррозионных покрытий на металлы, при изготовлении подшипников для морских судов, авиации, автомобильной промышленности. Высокая пластичность таких покрытий обеспечивает герметичность резьбовых соединений;
- для повышения прочности при добавлении в медный кабель, в гальванотехнике;
- в качестве материала электродов - кадмиевые электроды применяют в аккумуляторах;
- для получения пигментов и специальных припоев, полупроводниковых материалов, стабилизаторов пластмасс (например, поливинилхлорида), как компонент антифрикционных, легкоплавких и ювелирных сплавов;
- кадмия оксид входит в состав смазочных масел и шихты для получения специальных стекол;
- кадмия оксид катализирует ряд реакций гидрогенизации и дегидрогенизации.

Целью данной работы является исследование скорости разрушения кадмия под действием переменного тока в растворах хлорида натрия и ацетата натрия. Исследование кинетики проводилось согласно методике, изложенной в [8]. Известно, что наибольшее влияние на скорость окисления металлов оказывают следующие факторы: плотность переменного тока, температура процесса и концентрация электролита. Опыты электрохимического окисления были проведены при плотности тока равной 1 А/см^2 , концентрация растворов составляла 3, 10, 15, 20 и 25 % мас. При плотности тока 1 А/см^2 электрохимическое окисление кадмия протекает с низкой скоростью, поэтому проведение опытов при скорости ниже 1 А/см^2 является нецелесообразным. Температура процесса была постоянной и составляла $100 \text{ }^\circ\text{C}$. В качестве объектов исследования были использованы кадмиевые электроды марки Кд0 ГОСТ 1467–93 [6], растворы хлорид натрия ГОСТ 4233–77 [3], ацетат натрия ГОСТ 199–78 [2]. Результаты экспериментов представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1

Результаты экспериментов в растворе NaCl

$C_{\text{NaCl}}, \% \text{ мас}$	$\Delta m, \text{ г}$	$q, \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{ч})$
3	0,3453	0,043
10	0,1985	0,025
15	0,2255	0,029
20	0,1191	0,015
25	0,1434	0,018

Таблица 2

Результаты экспериментов в растворе CH_3COONa

$C_{\text{CH}_3\text{COONa}}, \% \text{ мас}$	$\Delta m, \text{ г}$	$q, \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{ч})$
3	0,3474	0,0470
10	0,0561	0,0187
15	0,1086	0,0119
20	0,021	0,0105
25	0,092	0,0092

По результатам эксперимента были построены зависимости скорости окисления кадмия от концентрации электролита, которые представлены ниже.

Из рисунка следует, что с уменьшением концентрации растворов хлорида натрия и ацетата натрия, скорость разрушения кадмия возрастает. Максимальная скорость разрушения кадмия наблюдается при концентрации электролитов равной 3% мас. При высоких концентрациях растворов хлорида натрия и ацетата натрия скорость окисления кадмия мала. Подобные зависимости скорости разрушения электродов от плотности тока и концентрации электролита наблюдаются при электрохимическом окислении кадмия и меди в растворах

хлорида аммония и хлорида натрия [4, 5], меди в растворах хлорида калия [1], а также для олова в растворах хлоридов калия, натрия, аммония и ацетата натрия [7].

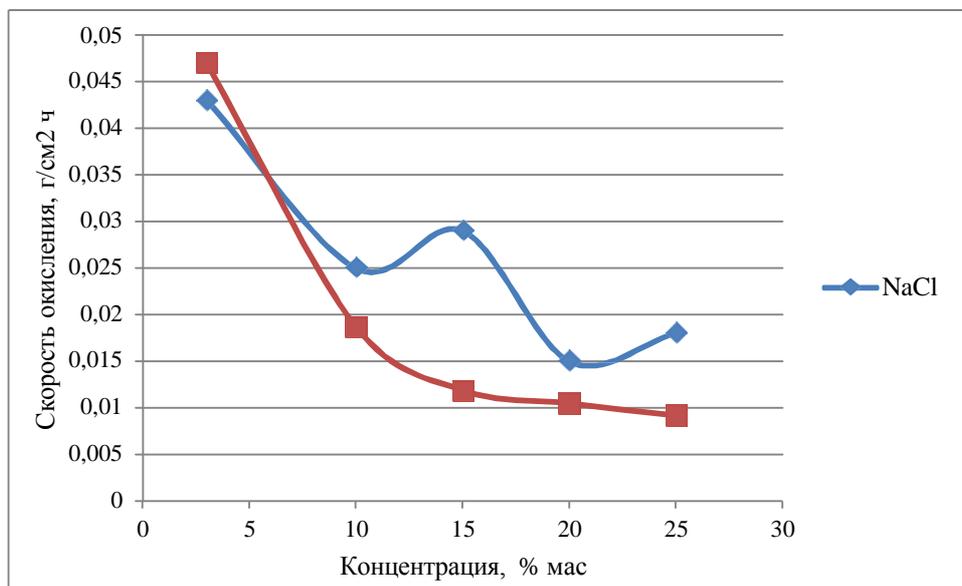


Рис. Зависимость скорости разрушения кадмия от концентрации электролитов

Так максимальное значение скорости окисления кадмия достигается при концентрации равной 3 % в растворе CH_3COONa и равно $0,047 \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{ч})$. Скорость окисления кадмия при концентрации 3% мас. в растворе NaCl составляет $0,043 \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{ч})$. Минимальное значение скорости окисления наблюдается в растворе CH_3COONa при наибольшей концентрации электролита – 25% мас. и равно $0,0092 \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{ч})$. Скорость окисления кадмия при концентрации 25% мас. в растворе NaCl составляет $0,018 \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{ч})$.

Литература

1. Ложкина М.И. Влияние концентрации хлорида калия и плотности тока на электрохимическое окисление меди под действием переменного тока // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – С. 177 –178.
2. ГОСТ 199 – 78. Реактивы. Натрий уксуснокислый 3 – водный. Технические условия. - М.: ИПК Издательство стандартов, 1997.
3. ГОСТ 4233-77. Реактивы. Натрий хлористый. Технические условия. – М.: ИПК Издательство стандартов. – 2002.
4. Долинина А.С., Балмашнов М.А., Усольцева Н.В. Исследование кинетических закономерностей процесса электрохимического окисления кадмия и меди в растворах хлорида аммония // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XIV Всероссийской научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых ученых с международным участием, Томск, 13-16 мая 2013 г в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); Институт природных ресурсов (ИПР); Институт физики высоких технологий (ИФВТ); Физико-технический институт (ФТИ). – 2013. – Т. 1. – С. 24 – 26. NH Cl
5. Долинина А.С. Исследования кинетики электрохимического окисления кадмия и меди в растворах 4 и // Современные техника и технологии: сборник трудов XIX международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Томск, 15-19 апреля 2013 г. в 3 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – 2013. – Т. 3. – С. 419 – 420.
6. Кадмий, Технические условия [Электронный ресурс] / Кадмий. – Режим доступа <http://standartgost.ru/%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%201467-93#page-1>, свободный. - Загл. с экрана. - Яз. Рус
7. Коробочкин В.В., Горлушко Д.А., Балмашнов М.А., Усольцева Н.В. Влияние природы и концентрации электролита на электрохимическое окисление олова под действием переменного тока // II Международная Казахстанско-Российская конференция по химии и химической технологии, посвященная 40-летию КарГУ имени академика Е.А. Букетова: Материалы: в 2 т., Караганда, 28 Февраля-2 Марта 2012. – Караганда: КарГУ, 2012. – Т. 1. – С. 92 –93.
8. Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Определение количества окисленных титана, кадмия и меди при электролизе на переменном токе // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2005. – № 6. – Т. 71. – С. 20 – 23.
9. Оксид кадмия [Электронный ресурс] / Применение. – Режим доступа: <http://www.roshim.ru/products/catalog1/cadmium-oxide.html>, свободный.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СОРБЕНТОВ

Н.В. Вахрамеева

Научный руководитель: доцент О.К. Семакина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование вторичного сырья в производстве, а особенно отходов очень значимо для современных разработок. Объектом исследования данной работы является осадок, образующийся на скорых фильтрах станции обезжелезивания Томского водозабора. Он представляет собой тонкодисперсный порошок красно-коричневого цвета и является отходом производства, складированный в шламоотвалах.

Целью работы является возможность получения сорбента из отходов производства в таблетированном виде, который в дальнейшем можно использовать для поглощения из окружающей среды газов, паров или растворенного вещества, а также для очистки отработанных минеральных масел.

Производство любого сорбента, даже из отходов, – это особый технологический процесс, рентабельность которого напрямую зависит от производительности установок [1]. Эффективность технологических линий по производству гранулированных химических продуктов зависит от механизма уплотнения, который во многом определяется типом используемого оборудования [2]. Как известно, в промышленности таблетирование осуществляется на специальном оборудовании – таблеточных машинах. Материалы в химической промышленности в виде таблеток являются товарным продуктом, либо промежуточным продуктом, который в дальнейшем обрабатывается. Эти материалы должны отвечать определенным требованиям к массе таблетки, плотности таблетки, а также ее прочности и геометрическим размерам.

Получение сорбентов методом таблетирования производится на ручном гидравлическом прессе ПГПР с добавлением различных связующих жидкостей: 1% глиоксаль, глицерин, 0,1% растворы карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), полиакриламида (ПАА) и метилцеллюлозы (МЦ). Подобраны оптимальные условия для таблетирования сорбента, выбрано усилие прессования и массовое соотношение твердое: связующее равное 1:0,08–0,3. Таблетирование смеси осуществляется в металлической пресс-форме с внутренним тефлоновым покрытием при давлении 2 МПа. Диаметр пуансона составляет 10 мм.

К навеске порошка, равной 0,5 г, добавляется 1–4 капли связующей жидкости, тщательно перемешивается и прессуется. Как показали исследования, увеличение связующей жидкости более 5 капель приводит к получению формуемой массы, содержащей избыточное количество влаги, и которую невозможно спрессовать в матрице. Сырые таблетки должны иметь определенные геометрические размеры и прочность, достаточную не только для того, чтобы сохранилась форма таблетки при выполнении всех операций, но и обеспечивать необходимую прочность готовой таблетки сорбента. Прочность должна быть достаточной для сохранения формы таблетки при хранении, транспортировании и выполнении операций, связанных с последующим использованием при изготовлении изделий. После прессования полученные таблетки высушивались при комнатной температуре до постоянного веса.

Исследованы физико-химические свойства исходного порошка, а также физико-механические свойства таблетированного сорбента: сыпучесть, гигроскопичность, смачиваемость, фракционный состав, истинная, относительная и насыпная плотности, прессуемость, прочность на раздавливание, суммарный объем пор и распадаемость. Гранулометрический состав или распределение частиц порошка по крупности оказывает определенное влияние на стабильность массы получаемых таблеток, точность дозировки вещества, его сыпучесть, а также на качество таблеток (внешний вид, шероховатость, распадаемость, прочность, объем пор и др.). Найдено, что в исходном порошке преобладают частицы размером от 40 до 90 мкм, выход которых составляет 80 %.

Прочностные характеристики и суммарный объем пор таблетированного сорбента представлены на рис. 1–2.



Рис. 1. Зависимость прочности таблеток от содержания связующей жидкости:
1 – 0,1% ПАА, 2 – 0,1% МЦ, 3 – 0,1% КМЦ, 4 – 1% глиоксаль, 5 – глицерин

Прочность на раздавливание в статических условиях определялась на коническом пластометре с углом конусности 60°. Суммарный объем пор для полученных таблеток определялся по адсорбции паров бензола. При таблетировании порошка с 0,1 % растворами ПАА, КМЦ и МЦ видно, что с увеличением концентрации связующей жидкости повышается прочность гранул. Так как связующее растворено в водной среде, последняя при сушке удаляется из таблетки, а ПАА, КМЦ и МЦ превращаются в твердое вещество, которое скрепляет частицы порошка между собой, образуя более прочные таблетки. Как видно из рис. 1, с увеличением содержания связующего вещества прочность таблеток увеличивается от 40 до 70 %.

Использование глицерина и 1 % глиоксала привело к резкому снижению прочности таблеток, и чем больше содержание связующего вещества, тем менее прочная таблетка. Это обусловлено тем, что глицерин и глиоксаль в таблетке присутствует в виде жидкой фазы, образуя жидкостные мостики, которые по истечении времени не превращаются в твердую фазу. Поэтому увеличение содержания глицерина в таблетке повышает количество жидкостных мостиков, которые препятствуют упрочнению гранул, а также приводят к снижению суммарного объема пор.

Из полученных результатов исследования, представленных на рис. 1 можно сделать вывод, что наиболее эффективным связующим с точки зрения прочностных показателей является 0,1 % ПАА.

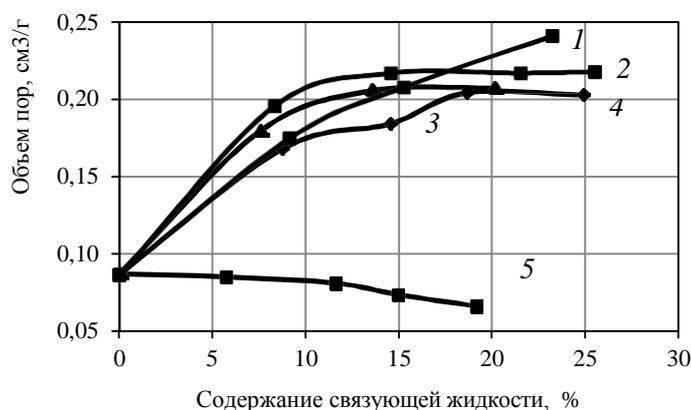


Рис. 2. Зависимость объема пор от содержания связующей жидкости:
 1 – 0,1% ПАА, 2 – 1% глиоксаль, 3 – 0,1% МЦ, 4 – 0,1% КМЦ, 5 – глицерин

Анализируя кривые, представленные на рис. 2, видно, что наблюдается увеличение суммарного объема пор для всех используемых связующих жидкостей, кроме глицерина. Это объясняется тем, что глицерин образует жидкостные мостики, которые заполняют пространство между частицами, вызывающее уменьшение объема пор. При увеличении содержания глицерина в таблетке, который заполняет все большее количество пустот, наблюдается снижение объема пор.

Увеличение объема пор для остальных связующих жидкостей объясняется тем, что в процессе сушки происходит полимеризация связующего, способствующая образованию дополнительных пор. Несмотря на то, что таблетирование с глиоксалем приводит к увеличению объема пор, прочность таблеток снижается. Поэтому наиболее эффективным связующим, исследуемым в данной работе, является 0,1 % ПАА. Однако также можно рекомендовать в качестве связующей жидкости для таблетирования осадка 0,1 % КМЦ и 0,1 % МЦ.

В процессе работы определялось время распадаемости полученных таблеток. Распадаемость и растворимость таблеток сорбента зависит от многих факторов: количества и природы связующих веществ; давления прессования; физико-химических свойств веществ, входящих в таблетку, – прежде всего от способности их к смачиваемости, набуханию и растворимости [3]. Эксперимент заключался в том, что через сорбент пропускалась щелочная, нейтральная и кислая вода при ламинарном движении жидкости. Кроме водного раствора использовалась органическая жидкость, в качестве которой был выбран октан. Исследования показали, что с увеличением концентрации раствора связующих веществ ухудшается распадаемость таблеток. Следовательно, для таблетлируемого осадка целесообразно подбирать оптимальный количественный и качественный состав связующих веществ, чтобы, получив наилучшие механические свойства таблеток, в то же время обеспечить требуемую их распадаемость.

Литература

1. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. Нефтяные сорбенты. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 268 с.
2. Классен П.В., Гришаев И.Г., Шомин И.П. Гранулирование. – М.: Химия, 1991. – 240 с.
3. Чуешов В.И., Гладох Е.В., Ляпунова О.А. и др. Промышленная технология лекарств. – Харьков: Национальный фармацевтический университет, кафедра заводской технологии лекарств: электронный учебник: <http://ztl.nuph.edu.ua>, 2010 г.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОРАЗРЯДНОГО СПОСОБА ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ НЕГАБАРИТОВ И ОТКОЛА ОТ МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ДОБЫЧЕ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Н.В. Войтенко, А.С. Юдин, Н.С. Кузнецова

Научный руководитель профессор Г.Е. Ремнев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в горнодобывающей промышленности основным методом разрушения массива горных пород, в том числе и отбойки, является взрывной с использованием химических взрывчатых веществ (ВВ). Современная теория и практика взрывного разрушения направлены на совершенствование существующих приемов, методов, взрывчатых материалов, параметры которых в большинстве случаев находятся на пределе своих технических возможностей. Увеличение интенсивности и однородности дробления достигается путем усовершенствования конструкций зарядов, схем взрыва и выбора наиболее оптимального типа ВВ [1,3]. С учетом достигнутых успехов, коэффициент полезного действия взрыва составляет порядка несколько процентов, при этом ВВ позволяют обеспечить максимальную производительность разрушения в сравнении с другими технологиями и способами разрушения. При добыче полезных ископаемых часто возникает задача дробления негабаритов горных пород, образующихся при проведении буровзрывных работ. Негабаритные куски породы либо не помещаются в зев дробилки для последующего измельчения, либо не подлежат транспортировке из-за массогабаритных параметров. Для их разрушения использование ВВ не целесообразно, так как снижается экономическая эффективность способа, увеличиваются удельные показатели загрязнения окружающей среды газопылевыми компонентами взвешенных веществ, шумовой эффект от проведения взрывов, а также возрастает риск для персонала из-за возможного разлета осколков. В таких случаях широко используются механические способы разрушения, производительность которых, на сегодняшний день, достигает промышленных масштабов. Однако с ростом механической прочности (крепости) пород, энергоемкость традиционных механических способов увеличивается [4]. Короткий ресурс работы и высокая степень износа рабочих элементов породоразрушающих инструментов, приводящие к необходимости их замены, значительно увеличивают стоимость проведения таких работ.

Электроразрядный способ является одной из альтернативных технологий разрушения горных пород. Способ не имеет негативных последствий, свойственных взрывчатым веществам и более того, позволяет производить разрушение и осуществлять направленный откол без разлета осколков и эвакуации персонала с места проведения работ [3, 6]. Низкая производительность в сравнении с ВВ, препятствует широкому применению электроразрядных установок для проведения работ по отколу горных пород, при этом низкие энергозатраты, безопасность проведения работ, а также возможность регулирования ввода энергии, повышают актуальность их локального применения, например, для разрушения негабаритов. В электроразрядном способе инструментом для откола и разрушения горных пород является расширяющийся плазменный канал, инициируемый электрическим взрывом проводника. Расширение канала разряда сопровождается эффективным преобразованием энергии мощного импульса тока в энергию ударных волн, создающих поле механических напряжений и генерирующих трещины в разрушаемом материале.

Исследование возможностей электроразрядного разрушения активно ведутся в Томском политехническом университете на протяжении последнего десятилетия. За это время были сконструированы и успешно эксплуатировались лабораторные установки ГИТ-25/96, ГИТ 50/24 и ГИТ 25/168, основные параметры которых представлены в таблице 1. На основе многочисленных экспериментов по разрушению бетонных блоков и негабаритов горных пород [7, 8] была получена физико-математическая модель электровзрыва, описывающая динамику ударно-волновых возмущений в твердом теле [2].

Таблица 1

Технические параметры установок для электроразрядного разрушения

Параметр	ГИТ 25/96	ГИТ 50/24	ГИТ 25/168	Мобильная установка
Рабочее напряжение, кВ	25	50	25	15
Ёмкость конденсаторной батареи, мкФ	96	24	168	1120
Запасаемая энергия, кДж	30	30	52,5	126
Количество электродных систем, шт	1	1	до 2	до 4
Рабочая глубина шпуров, см	≤ 30	≤ 30	≤ 50	50-80
Разрушаемый объем за 1 разряд, м ³	≤ 0,1	≤ 0,1	≤ 0,15	≤ 0,6

Картина разрушения горных пород и сценарий волновой динамики, прежде всего, зависят от вида и параметров генератора, от длины разрядного канала и свойств его плазмы. Накопленный опыт эксплуатации лабораторных установок позволил установить, что для создания оптимальных условий зарождения радиальных трещин, необходимо обеспечить «быстрый» режим ввода энергии в канал разряда т.е. требуется крутой фронт

импульса (0,1-10 мкс), при этом уровень механических напряжений, необходимый для роста трещин гораздо ниже, чем для их инициирования, поэтому для формирования магистральных трещин, необходимо обеспечить длительное выделение энергии ($\geq 200-300$ мкс) [5]. С целью проведения экспериментов в полевых условиях, была создана мобильная установка, предназначенная для производства работ по электроразрядному шпуровому отколу горных пород и искусственных непроводящих материалов, в которой были учтены выше описанные требования. Основные технические характеристики установки представлены в таблице 1. Установка представляет собой генератор импульсных токов (ГИТ), накопитель энергии которого состоит из двух конденсаторных батарей. Конструкция токоведущих шин установки позволяет осуществлять коммутацию батарей на общую нагрузку и раздельную коммутацию, с подключением до четырех электродных систем одновременно.

Для осуществления электроразрядного разрушения, важную роль играет наличие свободной поверхности, которая обеспечивает суперпозицию прямой и отраженной ударных волн, создающих растягивающие тангенциальные напряжения внутри твердого тела. При разрушении крупных кусков горных пород объемом $0,5 \text{ м}^3 - 0,6 \text{ м}^3$ практически любая грань обеспечивает волновые процессы. Для получения наилучшего результата целесообразно подключать весь накопитель энергии к одной электродной системе, что способствует развитию максимальной мощности энерговыделения в 1 канале разряда, позволяя получить высокую объемную плотность энергии. Схема электроразрядного разрушения негабаритов горных пород представлена на рис.1а. Разрушение негабаритов объемом более 1 м^3 и откол от массива горных пород осуществляется поэтапно, как показано на рис.1б. В этом случае разрушение нужно начинать вблизи свободной поверхности, параллельной оси шпуров, при этом подключив две или четыре электродные системы. В отдельных случаях может использоваться схема с так называемым “холостым” шпуром. Это означает, что между основными шпурами, бурится дополнительный шпур, он служит своеобразным концентратором растягивающих напряжений.

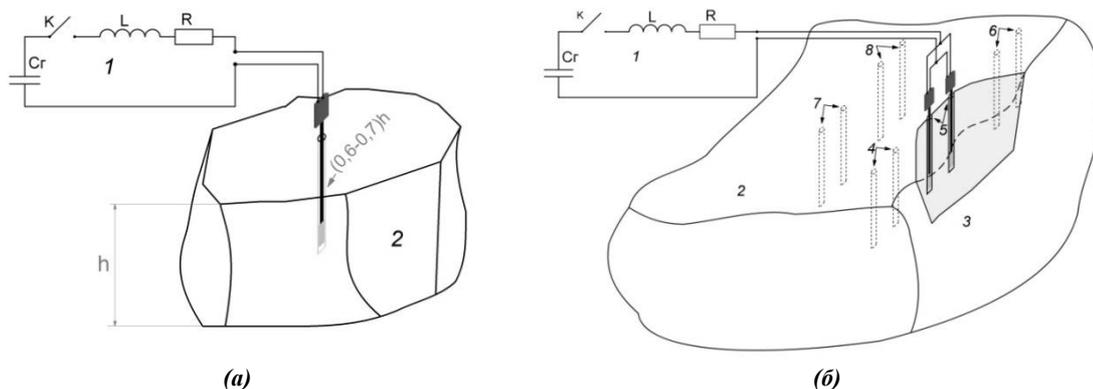


Рис. 1. Схема электроразрядного разрушения горных пород, (а) – разрушение негабаритов, (б) – откол от массива горных пород. 1-ГИТ, 2-разрушаемый объект, 3-свободная поверхность, 4–8-сетка шпуров

Электроразрядный способ является одной из перспективных и экологически чистых технологий разрушения горных пород, которая позволяет производить разрушение и осуществлять направленный откол с относительно низкими удельными энергозатратами, и может применяться там, где механические способы разрушения малоэффективны и дорогостоящи. Экспериментальное исследование возможностей данной технологии на различных электроразрядных установках позволило определить оптимальные параметры электрического импульса для зарождения и роста трещин в твердых непроводящих материалах. На основе данных, полученных экспериментальным путем, составлены рекомендации для производства работ по разрушению негабаритов и отколу от массива горных пород.

Литература

1. Андриенко С.С. Современные проблемы науки и производства в области горного дела, учебное пособие. – Пермь: Издательство Пермского научного исследовательского университета, 2010. – 338 с.
2. Буркин В.В., Кузнецова Н.С., Лопатин В.В. Волновая динамика электровзрыва в твердых диэлектриках // Журнал технической физики. – 2009. – Т. 79.– № 5.– С. 42 – 48.
3. Протасов Ю.И. Разрушение горных пород, 2-е издание стер. – М: Издательство Московского государственного университета, 2001. – 453 с.
4. Сёмкин Б.В., Усов А.Ф., Курец В.И. Основы электроимпульсного разрушения материалов. – СПб.: Наука, 1995. – 276 с.
5. Burkin V.V., Kuznetsova N.S. Lopatin V.V. Dynamics of electro burst in solids: I. Power characteristics of electro burst // J. Phys. D: Appl. Phys. – 2009. – Vol. 43. – P. 185 –204.
6. Silva C.M.M., Stellin A., Hennies W.T., Costa E.G. Electrohydraulic Rock Blasting: An Alternative for Mining in Urban Areas // INT. J. MINING ENG. – 2002. – P. 261 –269.

7. Voitenko N.V., Yudin A.S., Kuznetsova N.S. Evaluation of energy characteristics of high voltage equipment for electro-blasting destruction of rocks and concrete // Journal of Physics: Conf. Series. – 2015. – Vol. 652. – Article number 012011.
8. Yudin A.S., Kuznetsova N.S., Lopatin V.V. and Voitenko N.V. Multi-borehole electro-blast method for concrete monolith splitting off // Journal of Physics: Conference Series. – 2014. – Vol. 552. – Article number 012028.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СУММАРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК КРУПНОСТИ КАМЕННЫХ УГЛЕЙ

В.А. Кандинский

Научный руководитель профессор В.И. Удовицкий

Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Россия

Гранулометрический состав полезных ископаемых может быть изображен в виде кривых характеристик крупности, как частных, так и суммарных. Для углей характеристику чаще строят по «плюсу», в этом случае по оси ординат откладывают суммарные значения выходов всех классов крупности, которые больше данного размера сита. Суммарные характеристики можно строить и по «минусу». Тогда суммарные выходы классов показывают количество материала, который меньше заданного размера сита.

Гранулометрические характеристики могут быть представлены в аналитической форме. Многими исследователями установлено, что характер распределения зерен по крупности дает возможность предполагать о закономерности такого распределения, несмотря на различие в физических свойствах полезных ископаемых.

В монографии [3] наиболее полно представлен обзор результатов исследований, связанных с закономерностями распределения частиц по классам крупности в продуктах дробления и измельчения.

Аналитическую зависимость между крупностью зерен продукта и их выходом первым предложил в 1916 г. А.О. Гейтс [3, 6], который обнаружил, что кумулятивные характеристики продуктов имеют вид гипербола. Это позволило описать закономерности измельчения в виде уравнения

$$y^{a_0} = a_1 x, \quad (1)$$

где y – суммарный остаток на сите; x – размер зерна; a_0, a_1 – здесь и далее параметры функции.

А.М. Годэн [3, 7], исследовав большое количество экспериментальных данных гранулометрического состава продуктов дробления и измельчения, в 1926 г. получил графики характеристик, описываемых функцией

$$y = a_0 x^{a_1}, \quad (2)$$

где y – выход класса по массе; x – размер отверстия сита, на котором остаются зерна данного класса

С.Е. Андреев [1] применил уравнение Годэна для прогнозирования массовой кумулятивной характеристики по «минусу». В дальнейшем функцию (2) стали именовать уравнением Годэна-Андреева.

П. Розин и Е. Раммлер [3, 9] (1932 г.) изучали ситовый состав продуктов измельчения и строили их кривые распределения. Анализируя данные своих опытов, П. Розин и Е. Раммлер заметили, что в системе координат $\ln(\ln(100/y))$, $\ln(x)$ большинство опытных точек ложится на одну прямую, уравнение которой имеет вид $\ln(\ln(100/y)) = \ln(a_0) + a_1 \cdot \ln(x)$, отсюда

$$y = 100 / \exp(a_0 \cdot x^{a_1}), \quad (3)$$

где y – суммарный остаток на сите, %; x – размер отверстия сита, мм.

П. Роллер [3, 8] (1941 г.) предложил выражать зависимость массовых выходов от крупности частиц в виде формулы

$$y = \frac{a_0 \sqrt{x}}{\exp(a_1/x)}, \quad (4)$$

где y – массовый кумулятивный выход продукта по «минусу».

Н. К. Белоглазов [3, 2] (1956 г.) путем преобразования уравнения Розина-Раммлера (3) получил уравнение характеристики крупности продуктов измельчения мономинеральных руд по «минусу»

$$y = 2a_0 x^{a_1} / (1 + a_0 x^{a_1}), \quad (5)$$

где x – крупность частиц продукта, y – массовый кумулятивный выход по «минусу».

А. М. Погосов [3, 5] (1960 г.) пытался расширить диапазон фактической крупности материала, описываемого уравнением Белоглазова (5), за счет замены коэффициента «2» на «1». Предложенная им формула

$$y = 1a_0 x^{a_1} / (1 + a_0 x^{a_1}), \quad (6)$$

где x – крупность частиц продукта; y – суммарный выход по «минусу».

Известно также применение уравнения Шуманна [10]

$$y = (x / a_0)^{-1}, \quad (7)$$

где y – суммарный выход продукта, размером меньше диаметра отверстий сита x .

В данной работе для решения задачи по определению лучших функций первой степени, аппроксимирующих суммарные характеристики крупности каменных углей Кузнецкого бассейна, экспериментальные значения выходов классов взяты из работы [4]. Количество классов крупности шахтопластов

находилось в диапазоне от 8 до 14. Размер классов – от 0 до 300 мм. Всего использовано шестнадцать функций, вид которых представлен в таблице 1.

При графическом или аналитическом представлении гранулометрических характеристик значения суммарных выходов представляются в процентах, поэтому величина коэффициентов в формулах:

- (5) – принята равной «200» вместо «2»;
(6), (8) – «100» вместо «1».

Таблица 1

Вид функций первой степени

1	$y^{a_0} = a_1 \cdot x$	5	$y = 200a_0x^{a_1} / (1 + a_0x^{a_1})$	9	$y = x^{a_0} + a_1x$	13	$y = 100 / (a_0 + a_1x)$
2	$y = a_0x^{a_1}$	6	$y = 100a_0x^{a_1} / (1 + a_0x^{a_1})$	10	$y = a_0 + a_1x$	14	$y = 100x / (a_0x + a_1)$
3	$y = 100 / \exp(a_0 \cdot x^{a_1})$	7	$y = (x/a_0)^{a_1}$	11	$y = a_0x + a_1/x$	15	$y = a_0 + a_1 \ln(x)$
4	$y = \frac{a_0 \sqrt{x}}{\exp(a_1/x)}$	8	$y = 100a_0x / (1 + a_1x^2)$	12	$y = a_0 + a_1/x$	16	$y = \exp(a_0 + a_1x)$

Параметры функций определялись известным методом наименьших квадратов. Применение метода возможно в случае линейных функций. Этому условию соответствовали только четыре аппроксимации: (10), (11), (12) и (15). Остальные двенадцать пришлось приводить к линейному виду.

Для нахождения параметров из системы линейных алгебраических уравнений в *Excel* использовался метод Крамера – функция МОПРЕД(массив), возвращающая определитель матрицы; в *TurboPascal* – метод Гаусса (приведение матрицы к треугольному виду).

Допущения, принятые при вычислениях:

1. Размер отверстий решета, равный 100 мм, принимался за 99,99999;
2. Суммарный выход классов, равный 100 %, принимался за 99,99999;
3. Крупность частиц размером больше «нуля» в расчетах принималась как >0,00001 мм.

Качество аппроксимаций оценивалось величиной среднего квадратического отклонения между экспериментальными и расчетными величинами суммарных выходов классов крупности.

Для сравнения точности описания суммарных характеристик крупности шестнадцатью функциями первой степени (таблица 1) вычислительный эксперимент провели с 500 гранулометрическими составами углей Кузнецкого бассейна [4]. Результаты показаны в таблице 2.

Таблица 2

Сравнение точности описания суммарных характеристик крупности углей функциями первой степени

Номер и вид приближающих функций	Число попаданий в лучшие пять аппроксимаций	Число попаданий в лучшую аппроксимацию
6. $y = 100a_0x^{a_1} / (1 + a_0x^{a_1})$	139	15
13. $y = 100 / (a_0 + a_1x)$	84	8
3. $y = 100 / \exp(a_0 \cdot x^{a_1})$	64	2
15. $y = a_0 + a_1 \ln(x)$	26	0
16. $y = \exp(a_0 + a_1x)$	23	2

Установлено:

1. Из шестнадцати аппроксимаций первой степени только функции (6), (13), (3), (15) и (16) попали более десяти раз в лучшие пять при прогнозировании 500 суммарных характеристик крупности углей Кузнецкого бассейна/
2. Лучшей оказалась формула Погосова (6).

Литература

1. Андреев С.Е., Товаров В.В., Перов В.А. Закономерности измельчения и исчисление характеристик гранулометрического состава. М: Металлургиздат, 1959. – 429с.
2. Белоглазов Н.К. Уравнение характеристики крупности продуктов измельчения мономинеральных руд // Записки ЛГИ. – 1956. – С. 229 – 334.
3. Земляков Б.А. Прогнозирование характеристик обогатимости углей. М.: Недра, 1978. – 128 с.
4. Материалы по обогатимости и качественной характеристике углей Кузнецкого бассейна / КузНИИУглеобогатение. – Прокопьевск, 1991. – 504с.
5. Погосов А.М. Уравнение характеристики крупности продуктов измельчения // Горное дело, обогащ. и метал. цвет. мет. –1960. – № 6. – С.140 – 149.

6. Gates A.O. An Experimental Investigation in Rock Crushing // Trans. AIME. – 1916. – P. 875 – 909.
7. Gaudin A.M. An Investigation of Crushing Phenomena // Trans. AIME. – 1926. – LXXIII. – С. 253 – 310.
8. Roller P.S. Statistical Analysis of Size Distribution of Particulate Materials with Special Reference to Bimodal and Frequency Distributions. Correlation of Quartile with t . // Journal of Physical Chemistry. – 1941. – № 2. – P. 241 – 281.
9. Rosin P., Rammler E. Gesetze des Mahlgutes // Berichte der keramischen Gesellschaft. – 1934. – P. 399 – 416.
10. Schuhmann R. Principles of Comminution, Size Distribution and Surface calculations // Mining Technology. – 1940. – № 4. – P. 34 – 40.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПЛАНИРОВАНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА

В.А. Кандинский

Научный руководитель профессор В.И. Удовицкий

*Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева,
г. Кемерово, Россия*

Исследователь любой квалификации, проведя эксперимент и проанализировав полученные результаты, обязательно приходит к выводу, что нужно еще раз проверить полученные данные и провести опыты в оптимальной области, чтобы добиться максимального значения функции отклика. Таким образом, для оптимизации проведения эксперимента, необходимо провести статистическую обработку результатов, оценить влияние факторов на процесс, установить адекватность модели. В случае адекватности последней определить значения факторов для достижения наилучшего результата кратчайшим путем.

Программы статистической обработки данных достаточно подробно и высокопрофессионально описаны автором работы [6], из которой следует, что наиболее распространены пакеты STATISTICA, SPSS, STATA, SAS и другие. Все они зарубежного производства. Единственным исключением является программа STADIA.

Программные продукты такого назначения относятся к наукоемкому программному обеспечению, цена которых часто недоступна индивидуальному пользователю [2].

У начинающего исследователя-экспериментатора возникает вопрос, какой пакет выбрать для конкретного случая?

Проконсультировавшись у программистов, экспериментатор убеждается, что они не могут полностью представить технологический процесс, а он не понимает математические модели, которые ему предлагают программисты для описания технологии.

Таблица

Исходные данные для дробного факторного эксперимента

Показатели	Факторы						Функция отклика	Предсказанное значение
	1 выщелачивание			2 выщелачивание				
	q_1	q_2	q_3	q_4	q_5	q_6		
Основной уровень	60,0	30,0	40,0	60,0	40,0	30,0		
Интервал варьирования	10,0	10,0	20,0	20,0	10,0	10,0		
Верхний уровень	70,0	40,0	40,0	80,0	50,0	40,0		
Нижний уровень	50,0	20,0	20,0	40,0	30,0	20,0		
Опыты:								
1	–	–	–	–	+	+	1.04	0.90
2	+	–	–	+	–	+	0.75	0.71
3	–	+	–	+	+	–	1.50	1.72
4	+	+	–	–	–	–	1.11	1.05
5	–	–	+	+	–	–	1.06	1.09
6	+	–	+	–	+	–	1.15	1.28
7	–	+	+	–	–	+	1.39	1.44
8	+	+	+	+	+	+	2.34	2.11
Нулевые опыты:								
1	60,0	30,0	40,0	60,0	40,0	30,0	1.14	1.29
2	60,0	30,0	40,0	60,0	40,0	30,0	1.09	1.29
3	60,0	30,0	40,0	60,0	40,0	30,0	1.30	1.29
4	60,0	30,0	40,0	60,0	40,0	30,0	1.07	1.29

Есть еще один путь принятия решений для оптимизации проведения эксперимента – самостоятельно разработать специализированный программный продукт.

При достаточно большом количестве публикаций, посвященных планированию эксперимента, лучшие решения задач поиска оптимальных условий проведения эксперимента, при которых функция цели достигает наибольшего значения за минимальное время, на наш взгляд, показаны в работах [1, 5]. Речь идет о моделировании физических, физико-химических и химических процессов.

На основе практических примеров решения задач, представленных в указанных монографиях, разработана блок-схема специализированной программы «Factor», опубликованная в [8].

Физическая постановка задачи рассмотрена на примере технологии химического обогащения редкометалльных руд [3]. Предварительно проведенными опытами установлено 6 факторов, влияющих на процесс: в операции первого выщелачивания: q_1 – расход соляной кислоты; q_2 – температура процесса; q_3 – время выщелачивания. Для второго выщелачивания – аналогичные факторы: q_4, q_5, q_6 .

Согласно поставленной задаче разработана матрица дробного факторного эксперимента, представляющая 1/8 реплику полного факторного эксперимента (см. таблицу). Знак «+» означает проведение опыта на верхнем уровне, «-» соответствует условиям проведения опытов на нижнем уровне. Матрица оценивает основные эффекты: q_1, q_2, q_3 ; эффекты взаимодействия первого порядка: q_1q_2, q_1q_3, q_2q_3 и эффект взаимодействия второго порядка: $q_1q_2q_3$.

Предварительными лабораторными исследованиями установлено также, что наиболее сильным является взаимодействие q_1q_2 (расход кислоты и температура проведения процесса при первом выщелачивании). Из факторов второго выщелачивания (q_4, q_5, q_6) наиболее сильным является фактор q_4 . В связи с этим выбраны следующие генерирующие соотношения: $q_4=q_1q_2q_3, q_5=q_1q_3, q_6=q_2q_3$.

По этой матрице поставлены восемь опытов и шесть – на нулевом уровне. Для каждого опыта спектральным анализом определены значения функции отклика – содержание полезного компонента в редкоземельном концентрате.

Ввод данных и обработка результатов эксперимента проведена с помощью, разработанной авторами специализированной программы [7].

8 элемент матрицы +						
Количество нулевых опытов	4					
Функция отклика 1 опыта	1.14					
Функция отклика 2 опыта	1.09					
Функция отклика 3 опыта	1.30					
Функция отклика 4 опыта	1.07					
Количество опытов крутого восхождения	4					
Коэффициенты	0.0	0.3	0.2	0.1	0.2	0.0
Рабочие шаги	0.0	10.0	13.2	8.2	7.4	0.0
Крутое восхождение						
Опыт:						
1	60.0	40.0	53.2	68.2	47.4	30.0
2	60.0	50.0	66.3	76.4	54.7	30.0
3	60.0	60.0	79.5	84.6	62.1	30.0
4	60.0	70.0	92.6	92.8	69.4	30.0
Дисперсия воспроизводимости	0.01					
Ошибка коэффициентов	0.04					
Коэффициент Стьюдента	3.18					
Остаточная дисперсия	0.05					
Критерий Фишера расчетный	4.59					
Критерий Фишера табличный	9.30					

Рисунок. Фрагмент работы программы для адекватной модели

Входные параметры: значения факторов на основном уровне; интервал варьирования; матрица проведения эксперимента; значения факторов для нулевых опытов; величины функций отклика. Программа рассчитывает: коэффициенты модели; среднее значение нулевых опытов; ошибки опытов и коэффициентов; для доверительной вероятности $p=0.95$ – предельную величину значимого коэффициента; предсказанное значение функции отклика для каждого опыта; остаточную дисперсию; дисперсию воспроизводимости; адекватность модели по критерию Фишера. Если расчетное значение критерия больше табличного, вычисления прекращаются, поскольку модель неадекватна, на экране появляется сообщение «Модель неадекватна». В этом случае придется составить новую матрицу и провести по ней серию опытов.

Для варианта с адекватной моделью (см. рисунок) с клавиатуры вводится количество опытов крутого восхождения (в данном примере – четыре) и программа методом Бокса–Уилсона рассчитывает по рабочим шагам значения всех факторов, при которых возможно достижение максимального значения функции отклика.

Если поставленная цель не достигнута, следует принять полученные значения факторов для опытов крутого восхождения за новый основной уровень и провести дополнительный эксперимент.

Ограничения при работе с программой «Планирование факторного эксперимента и опытов крутого восхождения»: максимальное количество факторов, влияющих на процесс, равно 20; число опытов крутого восхождения ограничено 10. Ограничения не имеют принципиального характера и связаны с компоновкой распечатки результатов для данного эксперимента.

Литература

1. Барский Л.А., Козин В.З. Системный анализ в обогащении полезных ископаемых. – М.: Недра, 1978. – 486 с.

2. Герасевич В.А., Аветисов А.Р. Современное программное обеспечение для статистической обработки биомедицинских исследований. <http://www.dissert.ru/library/31/440.htm>.
3. Кандинский В.А., Удовицкий В.И. Компьютерное моделирование факторного эксперимента и опытов крутого восхождения // Инновационные технологии обогащения минерального и техногенного сырья: материалы научно-технической конференции, проводимой в рамках VI Уральского горнопромышленного форума, 2-4 декабря 2015 г., г. Екатеринбург / под ред. Е.Ф. Цыпина. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2015. – С. 196-198.
4. Кандинский В.А., Удовицкий В.И. Моделирование факторного эксперимента и опытов крутого восхождения при химическом обогащении // Интеграция науки, образования и производства - основа реализации Плана нации: труды Международной научно-практической конференции (Сагиновские чтения № 7), посвященной 100-летию со дня рождения Академика А.С. Сагинова, 10-11 декабря 2015 г. В 5-ти частях. Часть 4 / Министерство образования и науки РК, Карагандинский государственный технический университет. – Караганда: Изд-во КарГТУ, 2015. – С. 203 – 205.
5. Козин В.З. Экспериментальное моделирование и оптимизация процессов обогащения полезных ископаемых. – М.: Недра, 1984. – 112 с.
6. Красильников Д.Е. Программное обеспечение эконометрического исследования Econometric software // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. – 2011. – №3 (2). – С. 231 – 238.
7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016611796. Планирование факторного эксперимента и опытов крутого восхождения. Кандинский В.А., Удовицкий В.И. Заявка № 2015662600. Дата поступления 21.12.2015. Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 10.02.2016.
8. Удовицкий, В.И. Моделирование подготовительных и основных процессов переработки каменных углей. – Кемерово: Кубассвуиздат, 1998. – 500 с.

ТЕХНОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИРОДНОГО И ОБОЖЖЕННОГО ИЗВЕСТНЯКА

Н.И. Кувшинникова

Научный руководитель профессор А.А. Пермяков

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

Концентрат, получаемый мокрой магнитной сепарацией, обычно имеет влажность 8-10,5%, что при транспортировке зимой приводит к его смерзанию. Для решения проблемы уменьшения влаги в товарном концентрате Абагурским филиалом ОАО «Евразруда» была внедрена технология «Получения нового товарного продукта» или получение профилактированного концентрата путем введения в концентрат ММС обожженного на агломерационной ленте известняка [1]. При этом процессе профилактирования породил у технологов ряд вопросов. Это – теоретическое обоснования протекающих физико-химических процессов, а также технолого-минералогических изменений исходных известняков в процессе агломерационного обжига.

В процессе работы были отобраны и изучены пробы известняков Гурьевского месторождения, а также известняк, обожженный на агломерационной ленте. Все пробы подверглись химическому, спектральному, дифференциально-термическому анализу, а также микроскопическому контролю под оптическим микроскопом.

Макроскопический анализ отобранных известняков выявил, текстура известняка неясно-слоистая, пятнисто-слоистая, пятнисто-вкрапленная, прожилковая, брекчиевая. В исследуемых пробах известняка кальцит двух генераций: мелкокристаллический (< 0,2 мм) и крупнокристаллический (> 5 мм). Мелкокристаллический кальцит I является первичным в известняке. Он образует изометрично-таблитчатые зерна серого и темно-серого цвета, в интерстициях которых располагаются тонко- и скрытокристаллические углистые, силикатные, реже пиритовые и магнетитовые включения. Зерна магнетита и пирита – изометричные, углистые и хлоритовые частицы – чешуйчатые, пироксена – удлиненные, столбчатые. Наночастицы углистого вещества, содержащиеся в кальците I, положительно влияют на процесс обжига, способствуя диссоциации кальцита во всем объеме. Крупнокристаллический кальцит II образуется в процессе метаморфической перекристаллизации кальцита I. Облик кристаллов – изометрично-таблитчатый, цвет белый, голубовато-белый или дымчато-серый. Перекристаллизация кальцита возникла, главным образом, в процессе перекристаллизации с укрупнением, а не в результате заполнения тектонических трещин. Однако встречаются типичные трещины заполнения, в которых прожилки заполнены крупнокристаллическим кальцитом второй генерации. Крупные кристаллы кальцита II встречаются в прожилках, пятнистых скоплениях и в форме полос различной мощности.

В крупных классах дробленого известняка кальцит I и кальцит II встречаются в сростаниях обособленно, никогда не образуя прорастания. Это свидетельствует об одинаковой крепости минеральных агрегатов кальцита разной генерации. В крупных спайных обломках кальцита была установлена спайность по базопинакоиду (0001), которая не отмечена ни в одном минералогическом учебнике или справочнике, хотя по кристаллохимической структуре минерала и габитусу его кристаллов она теоретически возможна. Появление спайности кальцита по пинакоиду очевидно обусловлено механическими деформациями в процессе дробления известняка. Эта спайность фиксируется только под микроскопом в виде тончайших параллельных микротрещин в кристалле. Раскалывание кристаллов кальцита по пинакоиду не наблюдается, следовательно, на механические свойства в процессе дробления известняков практически не отражается, однако должна способствовать ускорению процесса диссоциации при обжиге известняка, т.к. образует дополнительные каналы для отвода выделяющегося углекислого газа.

На рисунке 1 изображено соотношение кальцита первой и второй генерации ко всему кальциту в известняках. Как видно на рисунке содержание мелкокристаллического кальцита I в 2-3 раза выше содержания

крупнокристаллического кальцита II. На это следует обратить внимание, т.к. анализ проб обожженного известняка показал, что недожог кальцита имеет практически такое же соотношение. Очевидно крупные, совершенные кристаллы химически чистого кальцита второй генерации диссоциируют при более высокой температуре и с меньшей скоростью, поэтому в процессе обжига лучше сохраняются. Некоторые крупные обломки обожженного известняка после их гидратации и смыва извести обнаружили крупнокристаллическое ядро кальцита.

При массовой диссоциации кальцита первой генерации, поглощающей большое количество тепла, происходит локальное снижение температуры, вследствие этого крупные кристаллы совершенного кальцита не диссоциируют особенно в крупных обломках. Поэтому чем крупнее обломки, тем больше сохранилось не продиссоциированного кальцита. Так во фракции +10 мм содержание кальцита ($\approx 55\%$) превосходит содержание извести ($\approx 31\%$) почти в 2 раз. В последующих более мелких классах крупности наблюдается обратное соотношение. Так в обломках фракции +1 мм соотношение $\text{CaO} : \text{CaCO}_3 \approx 17$. Таким образом, на процесс диссоциации кальцита в известняке отрицательно влияет крупность обломков, наличие кристаллов кальцита II и высокое парциальное давление углекислого газа.

Химический состав известняка, %: $\text{CaO} - 54,76$; $\text{MgO} - 0,46$; $\text{Fe}_2\text{O}_3 - 0,21$; $\text{SiO}_2 - 2,14$; $\text{S} - 0,073$; ППП - 41,75. В кальците изоморфно растворены также Ba, Sr, Mn, Ni, Cu, Pb, Be, Co, As, Cu. Минеральный состав, %: кальцит $\text{CaCO}_3 - 94,5$; магнезит $\text{MgCO}_3 - 0,78$; гетит $\text{FeOOH} - 0,07$; пирит $\text{FeS}_2 - 0,11$; пироксен $(\text{Mg,Fe,Ca})_2\text{Si}_2\text{O}_6 - 1,1$; кварц $\text{SiO}_2 - 0,5$; графит $\text{C} - 0,94$.

Дифференциально-термический анализ известняков установил, что процесс диссоциации начинается при температуре 700°C за счет доломитизированного $(\text{Ca,Mg})\text{CO}_3$ и анкеритизированного $(\text{Ca,Fe,Mg})\text{CO}_3$ кальцита. Наиболее интенсивно она протекает при $840-870^\circ\text{C}$ и заканчивается при 920°C . Также анализом при $430-460^\circ\text{C}$ был установлен небольшой экзотермический эффект, указывающий на сгорание углистых частиц.

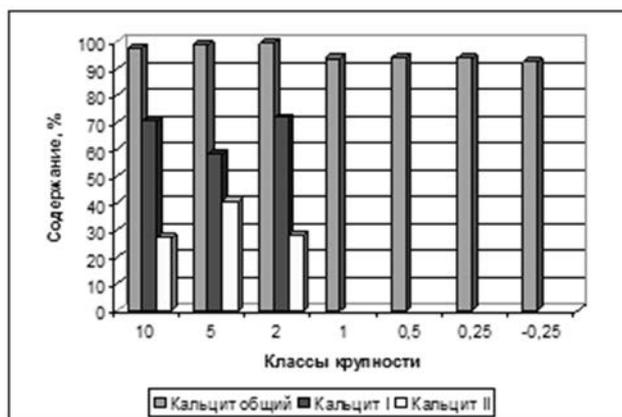


Рис. 1. Содержание разных генераций кальцита в известняке

В процессе обжига известняка на агломерационной машине образуется 57-61% извести. При этом в недиссоциированном кальците находится 16-20 % CaO . Микроскопически было установлено, что в процессе обжига $\text{CaO}_{\text{акт}}$ образует ряд кальциевых минералов: известь $(\text{Ca,Mg})\text{O}$ (51-56 %), ольдгамит $\text{CaS} (\approx 0,3\%)$, ферриты кальция $\text{CaFe}_2\text{O}_4\text{C} (\approx 0,65\%)$, кальциооливин $\text{CaSiO}_4 (\approx 12\%)$.

Известь, получаемая обжигом известняка на агломерационной ленте, образует пористые скрытокристаллические агрегаты. Кристаллические зерна можно наблюдать только под микроскопом при большом увеличении. Гранулометрический анализ извести, выполненный с помощью лазерного анализатора размеров частиц Mastersizer 2000, очень четко показывает распределение размеров зерен извести, полученных из кристаллов кальцита I (размеры кристаллов колеблются от 1 до 600 мкм) и кальцита II (размеры кристаллов от 700 до 2000 мкм) (рис. 2, а). Наиболее часто встречаются зерна извести размером 0,2 мм. Если сравнить размеры кристаллов извести в обожженном известняке с размерами кристаллов кальцита I в исходном известняке (рис. 2, б), то можно предположить, что основная масса кристаллов извести образовалась в процессе диссоциации кальцита I. При этом размеры кристаллов кальцита I колеблются в пределах от 0,8 до 600 мкм, что соответствует размеру мелкокристаллической извести. В процессе диссоциации, очевидно, происходит термическое раскалывание или разрушение крупных кристаллов кальцита. Во всяком случае, даже микроскопическими исследованиями зерна извести более крупного размера, чем показанные на рис. 2, а, не установлены.

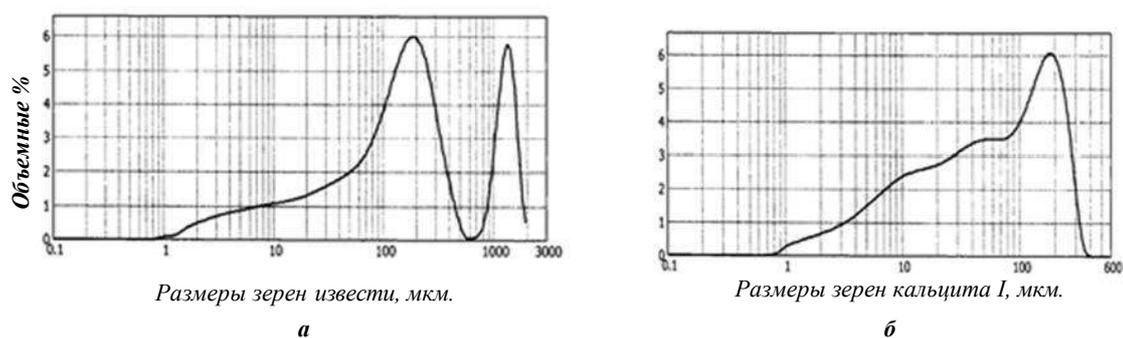


Рис. 2. Гранулометрический состав извести в обожженном известняке (а) и кальцита первой генерации в необоженном, исходном известняке (б)

Свободная поверхность минеральных частиц обладает адсорбирующей способностью. Вода (влага) в этом адсорбированном слое выполняет цементирующую роль среди адсорбированных минеральных частиц, поэтому не участвует в смерзании частиц при низких температурах. Придавая концентрату достаточно сыпучее свойство. В процессе профилактирования часть воды, пошедшая на гидратацию минералов (извести, ольдагмита, силикатов), уменьшает толщину адсорбированного (гидратного) слоя. Чем тоньше этот слой, тем ниже смерзаемость концентрата.

Литература

1. Пермьяков А.А., Кувшинникова Н.И., Калиногорский А.Н., Бутов П.Ю., Ганженко И.М., Осокин Н.А. Технологическо-минералогические исследования кинетики процессов при профилактировании концентрата, производимого на Абагурском филиале ОАО «ЕВРАЗРУДА» // *Металлургия: технологии, управление, инновации, качество. Труды XVII Всероссийской научно-практической конференции 8-11 октября.* – Новокузнецк, 2013. – С. 12 – 17.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АГРЕССИВНОЙ СРЕДЫ (КИПЯЩИХ КИСЛОТ) НА ЦЕОЛИТ НАХЧЫВАНА МЕТОДОМ РЕНТГЕНОГРАФИИ

Г.А. Мамедова

*Нахчыванское Отделение Национальной Академии Наук Азербайджана
Институт Природных Ресурсов, г. Нахчыван, Азербайджан*

Анализ научной литературы показал, что ионообменная способность природных цеолитов повышается за счет их модифицирования. К наиболее эффективному методу модифицирования относится химическая активация, осуществляемая кислотами, щелочами и другими реагентами [1-5]. С учетом состава и свойств природных цеолитов, на наш взгляд, к наиболее применяемому и распространенному модификатору относятся кислоты. Выщелачивание цеолитов кислотами, характеризуется тем, что кислота обнажает каркас минерала, который сохраняет при этом архитектуру цеолита. Наиболее простым и распространенным способом модифицирования цеолитов является кислотная обработка.

Изучена кислотная обработка цеолита Нахчывана, относительно которой в литературе нет никаких сведений.

Модифицирование цеолита Нахчыванской Автономной Республики производилось в кипящей соляной, серной и азотной кислотах. Природный минерал и продукты реакции анализировали рентгенофазовым (2D PHASER «Bruker» (Cu , K_{α} , 2θ , 20-80 град)) методом анализа.

Кислотную обработку вели при различной концентрации кислот (1; 2; 2,5; 3; 4; 5), в N. Эффективность обработки возрастает с увеличением концентрации кислоты. Дифрактограмма природного образца Нахчывана представлена на рисунке 1.

Как видно из рисунка 1, природный образец характеризуется цеолитом – морденитом, кварцем и минералом – анортитом. На рисунке 2 представлен элементный состав природного образца. В таблице представлен элементный состав природного образца.

Данные рентгенофазового анализа показали, что, несмотря на незначительные изменения химического состава, кристаллическая решетка цеолита остается неизменной. Кроме того, применение рентгенофазового анализа позволило также установить, что в результате кислотной обработки происходит увеличение предела термической стабильности цеолита Нахчывана. При кислотном декатионировании с ростом концентрации кислоты от 1 до 4 N в цеолите повышается значение силикатного модуля (Si/Al). Согласно расчетам установлено, что силикатный модуль природного цеолита Нахчывана равен 7, что хорошо согласуется с литературными данными для природного морденита. С ростом концентрации кислоты эта величина возрастает до 10.

С дальнейшим увеличением концентрации кислоты происходит значительное разрушение кристаллической решетки морденита и продуктом реакции остается алюмосиликат – анортит и кварц.

Если сравнить дифрактограммы природного и обработанного кипящими кислотами цеолита, то можно увидеть, что по внешнему виду они аналогичны дифрактограмме исходного образца. При сравнении не

обнаружено ни сдвигов интерференционных максимумов, ни искажений их формы. Замеченные различия в дифрактограммах, связаны только с изменением интенсивности линий некоторых базисных отражений. Отметим, что во всех случаях (при различных концентрациях кислот) неизменной оставалась интенсивность самого сильного базисного отражения морденита при $d = 13,56 \text{ \AA}$.

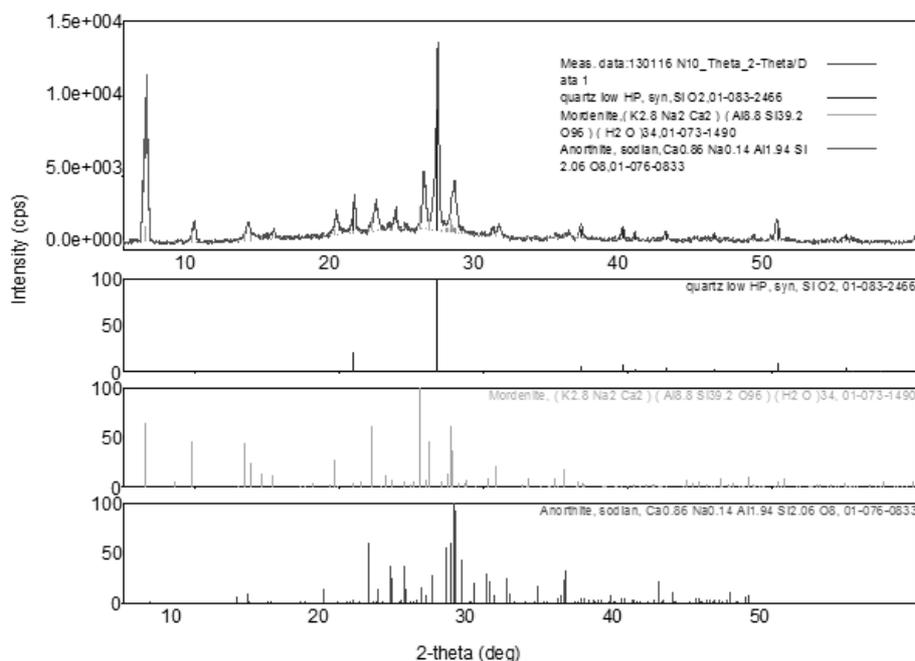


Рис. 1. Дифрактограмма природного образца цеолита Нахчывана

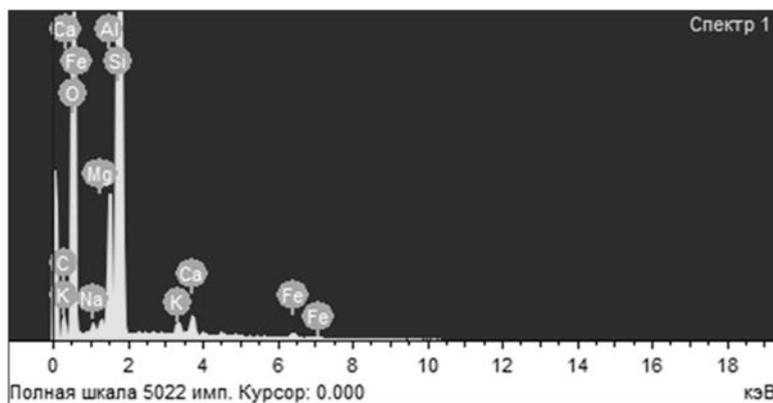


Рис. 2. Элементный состав природного образца цеолита Нахчывана

Таблица

Элементный состав природного образца цеолита Нахчывана

Элемент	Весовой %	Атомный %	Соед. %	Формула
Натрий	0,42	0,37	0,56	Оксид натрия
Магний	0,38	0,32	0,63	Оксид магния
Алюминий	4,49	3,38	8,48	Оксид алюминия
Кремний	40,53	29,33	86,71	Оксид кремния
Калий	0,75	0,39	0,90	Оксид калия
Кальций	1,14	0,58	1,59	Оксид кальция
Железо	0,87	0,32	1,12	Оксид железа (II)
Кислород	51,42	65,32		
Итого	100,00			

Проведенный рентгенофазовый анализ образцов исходного цеолита до и после кислотообработки (до концентрации кислоты 5 N) не приводит к изменению углов рассеивания, а оказывает влияние только на

интенсивность характеристических линий, причем снижение интенсивности различных характеристических линий происходит неравномерно. Это свидетельствует о том, что наряду с возможным частичным разрушением кристаллической структуры, решетка морденита становится более дефектной. Обнаруженные изменения интенсивностей линий в дифрактограммах кислотообработанного морденита является, на наш взгляд, следствием выщелачивания.

На дифрактограмме природного цеолита, обработанного 5 N кислотой (не зависимо от природы кислоты) обнаруживается исчезновение пиков, характерных для морденита, а остаются только пики, характерные для анортита и кварца. Это говорит о том, что структура природного минерала разрушена.

Анортит в свою очередь является исходным компонентом в гидротермальной кристаллизации других структурных типов цеолитов.

Заключение. Из вышеописанного можно прийти к выводу о том, что несмотря на незначительные изменения химического состава, кристаллическая решетка природного цеолита Нахчывана остается неизменной, то есть он устойчив к агрессивным средам (до определенных концентраций кислоты).

Литература

1. Коваль Л.М. Коробицина Л.Л., Восмериков А.В. Синтез, физико-химические и каталитические свойства высококремнеземных цеолитов. – Томск: Томский Государственный Университет, 2001. – 50 с.
2. Кошечкина Е.А., Ключевская Т.Г., Ланкин С.В. Физико-химические свойства цеолитсодержащих пород Куликовского месторождения Амурской области // Химия и химическое образование на рубеже веков: Материалы I Амурской межрегион. конф. – Благовещенск, 2001. – С. 93 – 94.
3. Кулиева Т.З., Чырагов М.И., Ахундов Ч.Г. Рентгенографическое и спектральное исследование природного цеолита // Вестник Бакинского Университета. – Баку, 2014. – № 2. – С. 147 – 152.
4. Султанбаева Г.Ш., Джунусбекова Г.Б., Чернякова Р.М., Джусипбеков У.Ж. Физико-химические исследования цеолита, активированного соляной кислотой / Известия Национальной Академии Наук Республики Казахстан. – Казахстан, 2006. – № 5. – С. 68 – 72.
5. Турина В.Н., Смирнская В.Н., Эрдман С.В. Исследование характера взаимодействия природных цеолитов со щелочами, кислотами, водой // В сб.: Ресурсосберегающие технологии в производстве строительных материалов. – Новосибирск, 1997. – Ч. 1. – С. 15 – 16.

ПОЛУЧЕНИЕ СОРБЕНТА ИЗ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА

С.Ю. Олчюнова

Научный руководитель доцент О.К. Семакина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высокоэффективная работа сорбентов и катализаторов в промышленности определяется не только от их физико-химических свойств, но также во многом она зависит от геометрической формы носителей. Это объясняется тем, что форма катализаторов и сорбентов существенно влияет на процессы массо- и теплообмена в слое, и на газодинамическое сопротивление. Выбор режима сорбционных и каталитических процессов позволяет существенно увеличить экономичность производства как за счет степени превращения, следовательно, степени использования сырья, так и за счет снижения массы загружаемых контактов и понижения газодинамического сопротивления слоя. Таким образом, с лучшей стороны показали себя катализаторы и сорбенты непростой геометрической формы.

В качестве адсорбентов, успешно применяют твердые мелкозернистые материалы, которые имеют развитую пористую структуру, выраженную селективность и большую адсорбционную активность (емкость). Под активностью следует понимать количество адсорбтива, поглощаемого единицей массы (поверхности) адсорбента. При этом следует помнить, что при производстве, адсорбенты должны быть не дорогими, механически прочными, не вступать в химические реакции с веществами, поглощаемых и хорошо поддаваться многократной регенерации, не разрушая свою оболочку и не теряя своих сорбирующих показателей.

В настоящее время различают три основных способа формования: экструзионное (пластическое), мокрое (шликерное литье) и полусухое (прессование, таблетирование). Экструзионный метод отличается простотой и не требует использования дорогостоящего оборудования, обеспечивает получение контакта с достаточной механической прочностью.

Формовочная масса при экструзии должна отвечать следующим критериям [2]:

- в процессе продавливания через фильеру масса должна в точности принять заданную форму;
- после выхода из фильеры экструдат должен сохранить приданную форму без видимых дефектов и быть пригодным для проведения последующих технологических операций (транспортировка, провяливание, сушка и т.д.);
- сформованное изделие не должно иметь макродефектов, снижающих его механическую прочность и ухудшающих товарный вид готовых катализаторов и сорбентов;
- в процессе сушки и прокаливания не должны возникать дефекты такие, как искривление экструдата и растрескивание.

В данной работе объектом исследования является осадок минерального состава, образующийся после очистки артезианской воды от железа на Томском водозаборе. Осадок представляет собой тонкодисперсный порошок красно-коричневого цвета и является отходом производства, складываемым в шламоотвалах.

Предварительными исследованиями было установлено, осадок представлен аморфной формой оксигидрата железа $FeO(OH) \cdot nH_2O$ (ОГЖ) с примесью карбонатов (4 %) [3].

Исследована возможности получения сорбента в виде гранул из отходов производства, который в дальнейшем можно использовать для очистки сточных вод от фенолов и нефтепродуктов, а также для регенерации отработанных минеральных масел.

Таблица

Суммарный объем пор гранул

Связующая жидкость	Суммарный объем пор гранул от концентрации связующей жидкости, cm^3 / g				
	0,1 % мас.	0,25 % мас.	0,5 % мас.	1,0 % мас.	2,0 % мас.
МЦ	0,1443	0,1662	0,1751	0,1898	0,1911
ПАА	0,2012	0,2286	0,2266	0,2301	0,2412

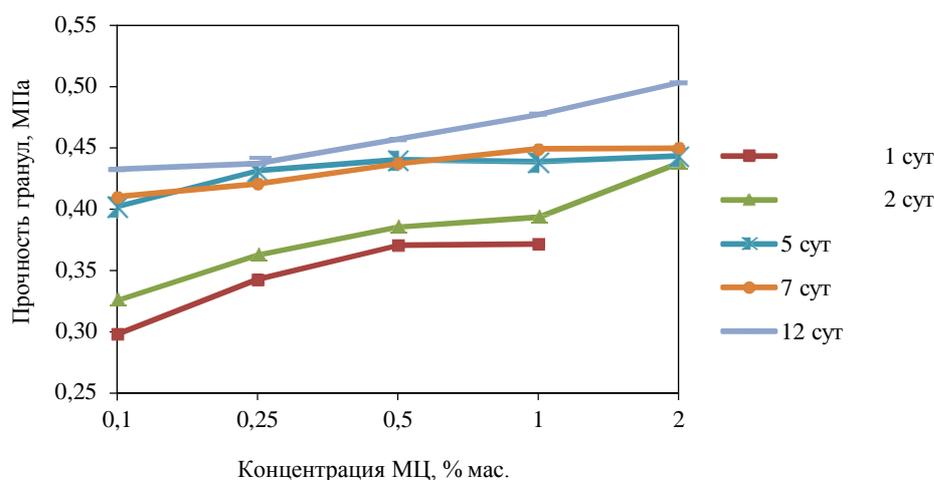


Рис. 1. Зависимость прочности гранул от концентрации МЦ и времени сушки

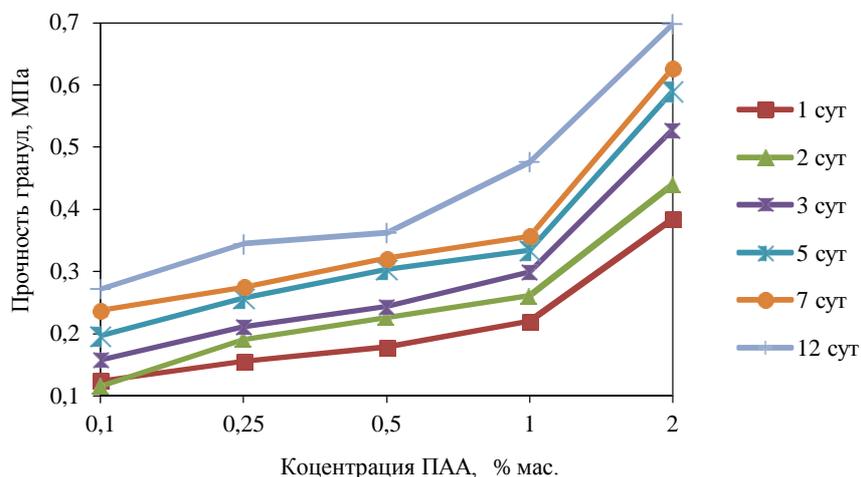


Рис. 2. Зависимость прочности гранул от концентрации ПАА и времени сушки

В процессе гранулирования варьировалось массовое соотношение осадок : связующая жидкость. На 2 г сухого осадка добавлялось 0,7–1,2 мл связующей жидкости (СЖ). В качестве связующей жидкости использовались метилцеллюлоза (МЦ) и полиакриламид (ПАА). Концентрацию связующей жидкости варьировали в пределах 0,1–2,0 % мас. Верхний предел концентрации 2 % мас. обусловлен вязкостью раствора. Увеличение концентрации приводит к резкому повышению вязкости раствора, который сложно дозировать к осадку. Полученная пастообразная масса формируется через фильеру с диаметром отверстий 3 мм, образующиеся длинные черенки разрезаются вручную на гранулы размером 5–7 мм и высушиваются при комнатной температуре в течение определенного времени. При увеличении связующей жидкости наблюдается сильное увлажнение формируемой массы, приводящее к деформации гранул при прохождении через фильеру и

невозможности формования. При уменьшении связующей жидкости наблюдалось растрескивание и разрушение гранул после их сушки [1].

Определены физико-механические свойства полученных гранул, а именно, суммарный объем пор по адсорбции паров бензола (табл.) и прочность на раздавливание в статических условиях (рис. 1–2).

Анализируя представленные в табл. результаты, можно сделать вывод, что объем пор гранул с ПАА и МЦ возрастает на 20–32 % при увеличении концентрации связующей жидкости с 0,1 до 2,0 %, при этом объем пор гранул с ПАА превосходит в 1,2–1,3 раза по сравнению с гранулами с МЦ.

Кривые, представленные на рис. 1–2, показывают, что прочность гранул, полученных с МЦ и ПАА и высушенных при комнатной температуре, возрастает с увеличением концентрации СЖ и времени выдержки. Однако гранулы, полученные с ПАА, с увеличением времени сушки от 1 до 12 суток упрочняются почти в 2,3 раза, в то время как прочность гранул с МЦ повышается только в 1,3 раза. Это можно объяснить полимеризацией ПАА.

Из полученных результатов были сделаны следующие выводы.

1. Показана возможность вовлечения в производство вторичного сырья, и установлена принципиальная возможность получения экструзионным методом гранул сорбента из отходов производства.

2. Подобрано оптимальное массовое соотношение компонентов осадок : СЖ, равное 1: (0,5–0,6).

3. Исследованы физико-механические свойства гранул (прочность на раздавливание и суммарный объем пор), высушенных при 20 °С в течение определенного времени.

4. Наиболее эффективным связующим является 2 % раствор ПАА.

Литература

1. Бабенко С.А., Семакина О.К., Миронов В.М., Чернов А.Е. Гранулирование дисперсных материалов в жидких средах (Элементы теории, практика, перспективы применения) / Под ред. С.А. Бабенко. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – 346 с.
2. Дзисько В.А. Основы методов приготовления катализаторов. – Новосибирск: Наука, 1983. – 260 с.
3. Каменчук Я.А. Отработанные нефтяные масла и их регенерация /Автореф. на соискание уч. степ. канд. хим. наук. – Томск, 2006. – 24 с.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ РЕДКИХ ЭЛЕМЕНТОВ ИЗ ЧЕРНЫХ СЛАНЦЕВ

У.М. Павлова

Научный руководитель профессор Т.Н. Александрова
**Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
 г. Санкт-Петербург, Россия**

Особый интерес и стратегическую важность для современного мирового промышленного производства, не говоря уже о будущем, представляют редкие элементы. Эти элементы и их химические соединения применяются в инновационных исследованиях и практических технологиях в металлургии, атомной энергетике, оптике, медицине, химической и стекольной промышленности, производстве телекоммуникационного оборудования, электронике, лазерной технике и во многих других областях. В настоящее время запасы на разрабатываемых месторождениях истощаются. В связи с этим, перед исследователями стоит задача вовлечь в переработку нетрадиционный новый вид и источник сырья. Одним из примеров таких месторождений можно рассматривать крупнообъемные залежи черных сланцев. В качестве перспективного источника данного сырья были исследованы диктионемовые сланцы, объемные залежи которых имеются на территории Ленинградской области и стран Прибалтики, отличающиеся повышенным содержанием ценных компонентов [2].

Проблема комплексного освоения минеральных ресурсов, одной из составных частей которой является выявление влияния форм соединений элементов в сырье и в продуктах его переработки, является одной из актуальных и приоритетных, направленной на осуществление процессов их экологически безопасного освоения. Методы определения редких металлов в углеродистых породах в полной мере не отработаны, из – за чего эти металлы не всегда находят.



Рис. 1. Самородный никель в диктионемовых сланцах (спектр 59)

На всех этапах исследования металлоносности черносланцевого сырья отмечалось, что они являются вмещающим значительных концентраций металлических и неметаллических полезных ископаемых, и подчеркивалось, что они являются комплексным сырьем, разработка которого имеет общегосударственное значение. Диктионемовые сланцы отличаются повышенным содержанием концентрации рения, урана, молибдена, ванадия и ряда других распространенных тяжёлых металлов, таких, как медь, никель, хром, марганец, свинец [3].

На рис. 1 представлено изображение самородного никеля в пробе ($\beta_{Ni}=75,68\%$), анализ производился путем рентгеноспектрального микроанализа.

Главной целью нашего исследования являлась интенсификация извлечения редких металлов из диктионемовых сланцев с применением воздействий на стадии рудоподготовки.

Схема проведения эксперимента представлена на рис. 2.

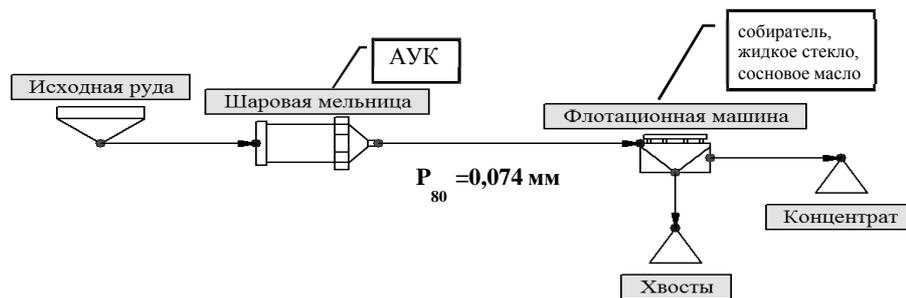


Рис. 2. Схема эксперимента

Предварительное измельчение материала в шаровой мельнице осуществлялось в течение 5-10 мин в среде аминокусусной кислоты (АУК) при ее расходе 500-1000 г/т с последующей классификацией для выделения класса крупности $-0,074+0$ мм. Далее проводится процесс флотации. В результате механохимоактивации при измельчении руды, в присутствии АУК и последующей флотации с комплексным собирателем, с которыми элементы образуют хелатные соединения с комплексообразователями. При взаимодействии образуются циклические группировки, включающие комплексообразователь и лиганд аминокусусной кислоты, который относится к категории бидентатных лигандов, образующих две химические связи с комплексообразователем – через атом кислорода карбоксильной группы и через атом азота аминогруппы, кроме того происходит увеличение удельной поверхности измельченного материала, что предопределяет лучшую сорбцию собирателей при флотации. Наличие хелатных соединений предопределяет образование многоядерных комплексных соединений, к которым относятся кластеры, мостиковые соединения и изо- и гетеросоединения [1].

На рис. 3 представлены гистограммы распределения частиц материала 1) при стандартном измельчении и 2) при измельчении с аминокусусной кислотой.

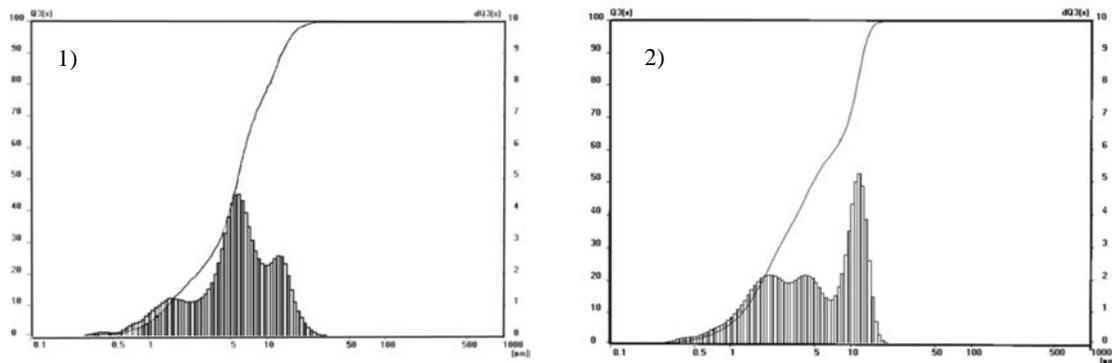


Рис. 3. Гистограммы распределения частиц: 1) $S_{y0}=1342 (1/м^2)$ и 2) $S_{y0}=7606 (1/м^2)$

Благодаря проведенным исследованиям, можно сделать вывод, что применение механохимоактивации позволяет повысить извлечение редких металлов из черносланцевого сырья. В связи с этим, полученные результаты могут служить основой для создания и разработки эффективного и комплексного использования данного вида сырья.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 15-17-00017).

Литература

1. Александрова Т.Н., Ромашев А.О., Янсон У.М. Исследование возможности извлечения редких элементов из черносланцевых пород. Москва: ГИАБ, № 4. – 2015. – 124 с.
2. Балахонова А.С. Рениевое оруденение диктионемовых сланцев Прибалтийского бассейна (Ленинградская область): Дис. ... канд. мед. наук. – СПб, 2014. – 125 с.
3. Вялов В.И., Миронов Ю.Б., Неженский И.А. О металлоносности диктионемовых сланцев Прибалтийского бассейна // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – М., 2010. – №5. – С. 19 – 23.
4. Шмирт М.Я., Рашевский В.В. Микроэлементы горючих ископаемых. – М.: Кучково поле, 2010. – С. 29 – 40
5. Чантурия В. А., Недосекина Т. В., Степанова В. В. Экспериментально-аналитические методы изучения влияния реагентов-комплексобразователей на флотационные свойства платины // ФТГТРПИ. – 2008. – №3.
6. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев Л.: Наука, 1988. – 272 с.

**СОСТАВ ПРОДУКТОВ НЕРАВНОВЕСНОГО ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО
ОКИСЛЕНИЯ НИКЕЛЯ И АЛЮМИНИЯ****Е.В. Попова, А.М. Устюгов, Н.В. Усольцева****Научные руководители ст. преподаватель Н.В. Усольцева, профессор В.В. Коробочкин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Несмотря на наличие широкого спектра областей применения оксидов металлов, промышленное использование природных оксидов металлов ограничивается их фазовой неоднородностью, полидисперсностью и низкой реакционной способностью. Таким образом, природные соединения металлов, в частности, оксиды металлов можно рассматривать как исходное сырье для получения материалов с характеристиками, необходимыми для их промышленного использования.

Известно, что неравновесные условия в процессе синтеза способствуют формированию высокодисперсных продуктов [1, 2]. Проведение электролиза в неравновесных условиях позволяют получать оксиды металлов [3, 4] и оксидные системы [5, 6], характеризующиеся высокой дисперсностью, развитой пористой структурой и низким содержанием примесей. Высокоразвитая пористая структура оксида алюминия обуславливает его широкое применение в различных каталитических и сорбционных процессах. Для повышения эффективности данных процессов синтезируют материалы на основе оксида алюминия, содержащие оксиды других металлов, в частности, оксид никеля [7, 8].

Оксидная система $\text{NiO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ может быть использован как носитель кислорода в процессе горения топлива [8]. Отсутствие прямого контакта между топливом и воздухом, используемым при горении, предотвращает возможность предотвращения выделения CO_2 в атмосферу с непрореагировавшим кислородом воздуха, то есть позволяет избежать негативного воздействия на окружающую среду. Установлено, что объемный катализатор $\text{NiO} - \text{Al}_2\text{O}_3$ характеризуется большей активностью и селективностью при парциальном окислении метана в синтез-газ, чем нанесенный катализатор вследствие того, что никель распределен не только на поверхности носителя, но и в его каркасе [9]. При этом содержание Ni в образце оказывает влияние как на конверсию метана, так и на количество образующегося углерода [10].

Данная работа направлена на исследование возможности получения никель-алюминиевой оксидной системы при совместном электрохимическом окислении никеля и алюминия под действием переменного тока.

В качестве электродов использовались пластины из никеля марки Н-0 по ГОСТ 849-2008 и алюминия марки А-0 по ГОСТ 11069-2001. Электрохимическое окисление металлов под действием переменного тока с растворимыми электродами проводилось в растворах хлорида натрия («ч.д.а.») с концентрациями 3, 15 и 25 % мас. Выбор электролита обусловлен тем, что хлорид натрия в наибольшей степени удовлетворяет требованиям, предъявляемым к электролитам: высокая электропроводность раствора, инертность к металлическим никелю и алюминию, а также к оксидам данных металлов. Фазовый состав образцов определялся рентгенофазовым анализом (РФА), проводимым с помощью дифрактометра ДРОН 3М в следующих условиях: $S_{\text{иК}_\alpha}$ -излучение ($\lambda = 1.5418 \text{ \AA}$), $I = 25 \text{ мкА}$, $U = 35 \text{ кВ}$, скорость съемки $4 \theta/\text{мин}$, область сканирования углов (2θ) $10-70^\circ$. База данных PDF 2 использовалась для определения фазового состава.

Согласно результатам рентгенофазового анализа, представленным на рис. 1, продукты индивидуального окисления никеля и алюминия в растворе с концентрацией 15 % мас. и при плотности тока $1,5 \text{ А/см}^2$, обеспечивающей протекание процесса окисления металлов с наибольшей скоростью, состоят из безводного ($\text{Ni}(\text{OH})_2$, JSPDS 14-0117) и гидратированного ($\text{Ni}(\text{OH})_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$, JSPDS 22-0444) гидроксидов никеля, оксигидроксидов никеля (NiOOH , JSPDS 06-0075), $\text{Ni}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}$, JSPDS 40-1179) и оксигидроксида алюминия (бемит AlOOH , JSPDS 17-0940), соответственно. Широкие нечеткие пики бемит свидетельствуют о том, что при переменноточковом окислении алюминия формируется слабокристаллизованное соединение с дефектной структурой.

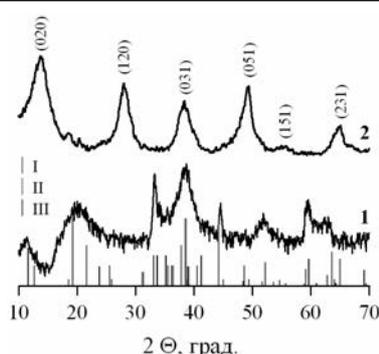


Рис. 1. Рентгенограммы продуктов индивидуального электрохимического окисления никеля (1) и алюминия (2) в растворе хлорида натрия с концентрацией 15 % мас. при плотности тока 1,5 А / см² (I – Ni(OH)₂, II – Ni₂O₃·H₂O, III – Ni(OH)₂ · H₂O)

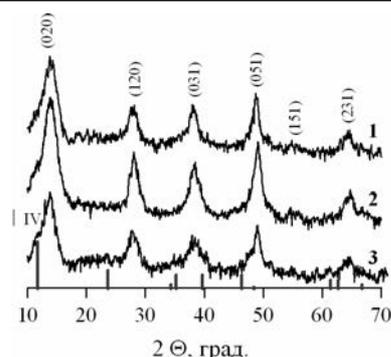


Рис. 2. Рентгенограммы продуктов совместного электрохимического окисления никеля и алюминия в растворах хлорида натрия с концентрациями 3 (1), 15 (2) и 25 (3) % мас. при плотности тока 1,5 А / см² (IV – Ni₅Al₄O₁₁ · 18H₂O)

Поскольку скорость окисления алюминия значительно превышает скорость окисления никеля, состав образцов, полученных при совместном электрохимическом окислении металлов, представлен преимущественно продуктами окисления алюминия. Помимо никель- и алюминий-содержащих фаз, входящих в состав продуктов индивидуального окисления металлов, формируется гидрат никель-алюминиевого оксида (Ni₅Al₄O₁₁ · 18H₂O, JCPDS 22-0452); содержания гидрата и оксигидроксидов никеля возрастают по мере увеличения концентрации раствора электролита, использованного для проведения электрохимического окисления металлов (рис. 2).

Независимо от фазового состава никель- и алюминий-содержащих соединений при термообработке формируются оксиды никеля NiO и алюминия Al₂O₃ [11]. Таким образом, для определения состава продуктов окисления изменения масс электродов пересчитывали на указанные оксиды. Содержание оксида никеля в оксидной системе возрастает в 2-4 раза при увеличении концентрации от 3 до 25 % мас. и в 2-6 раз при изменении плотности тока от 0,5 до 1,5 А / см² (рис. 3).

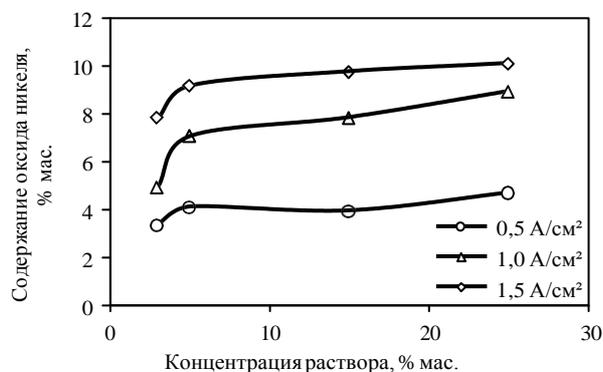


Рис. 3. Зависимость содержания оксида никеля в никель-алюминиевой оксидной системе от концентрации раствора хлорида натрия

Таким образом, варьирование в указанных пределах условий проведения процесса совместного электрохимического окисления никеля и алюминия позволяет получать оксидную систему с содержанием оксида никеля от 3 до 10 мас. %.

Литература

1. Сычев А.Е., Мержанов А.Г. Самораспространяющийся высокотемпературный синтез наноматериалов // Успехи химии. – Москва, 2004. – № 2. – С. 157 – 170.
2. Назаренко О.Б. Электровзрывные нанопорошки: получение, свойства, применение. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 148 с.
3. Коробочкин В.В., Горлушко Д.А., Балмашнов М.А., Усольцева Н.В. Закономерности синтеза нанодисперсных оксидов меди электролизом на переменном токе в растворе щелочи // Известия Томского политехнического университета. Химия. – Томск, 2010. – Т. 317. – №3. – С.13 – 16.
4. Коробочкин В.В., Балмашнов М.А., Горлушко Д.А., Усольцева Н.В., Бочкарёва В.В. Фазовый состав и пористая структура нанодисперсных оксидов олова, полученных электрохимическим синтезом на переменном токе // Неорганические материалы. – 2013. – Т. 49. – № 10. – С. 1071 – 1077.

5. Долинина А.С., Коробочкин В.В., Усольцева Н.В., Балмашнов М.А., Горлушко Д.А. Исследования фазового состава продуктов электрохимического окисления кадмия и меди в растворах хлорида аммония // Перспективные материалы. – 2014. – №5. – С. 77 – 80.
6. Коробочкин В.В., Усольцева Н.В., Балмашнов М.А. Фазовый состав наноразмерных продуктов неравновесного электрохимического окисления меди и алюминия // Известия Томского политехнического университета. Химия. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 3. – С. 59 – 63.
7. Enger B.Ch., Lødeng R., Holmen A. A review of catalytic partial oxidation of methane to synthesis gas with emphasis on reaction mechanisms over transition metal catalysts // Applied Catalysis A: General. – 2008. – V. 346. – Is. 1–2. – P. 1 – 27.
8. Gayán P., Dueso C., Abad A., Adanez Ju., Diego L.F., Garcia-Labiano F. $\text{NiO} / \text{Al}_2\text{O}_3$ oxygen carriers for chemical-looping combustion prepared by impregnation and deposition–precipitation methods // Fuel. – 2009. – V. 88. – Is. 6. – P. 1016 – 1023.
9. Horiguchia Ju., Kobayashia Ya., Kobayashia S., Yamazakia Yu., Omataa K., Nagaob D., Konnob M., Yamadac M. Mesoporous $\text{NiO} / \text{Al}_2\text{O}_3$ catalyst for high pressure partial oxidation of methane to syngas // Applied Catalysis A: General. – 2011. – V. 392. – 86 – 92.
10. Huang X., Sun N., Xue G., Wang Ch., Zhan H., Zhao N., Xiao F., Wei W., Sunc Yu. Effect of pore geometries on the catalytic properties of $\text{NiO} / \text{Al}_2\text{O}_3$ catalysts in CH_4 reforming of methane // RSC Advances. – 2015. – V. 5. – P. 21090 – 21098.
11. Lazić M.M., Hadnađev M.S., Vročković B.S., Obadović D.Ž., Kiss E.E. Influence of excess sodium ions on the specific surface area formation in a $\text{NiO} / \text{Al}_2\text{O}_3$ catalyst prepared by different methods // Science of Sintering. – 2008. – V. 40. – Is. 2. – P. 175 – 184.

ЭЛЕКТРОРАЗРЯДНЫЕ МЕТОДЫ РАЗРУШЕНИЯ

А.И. Прима, Н.В. Войтенко

Научный руководитель доцент А.С. Юдин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В горнодобывающей промышленности существует ряд производственных процессов, связанных с разрушением негабаритов горных пород, откола породы от массива, бурение скважин при проходке выработки, дробление и измельчение породы при обогащении руды и т.д. Для выполнения такого рода задач обычно используются взрывчатые вещества (ВВ) и механические способы разрушения [4]. Несмотря на широкий ряд достоинств традиционных методов разрушения, все они имеют свои недостатки. Например, применение взрывчатых веществ экологически небезопасно и требует эвакуации персонала из зоны возможного поражения, что приводит к остановке других работ. От сейсмического воздействия взрыва могут быть повреждены коммуникации, оборудование и строения. Механическое оборудование подвержено значительному износу, что нередко приводит к преждевременной поломке или необходимости дорогостоящего ремонта рабочего инструмента. Одним из наиболее важных факторов является то, что структура горных пород и бетона обладает высоким сопротивлением к сдавливающим воздействиям, поэтому механическое воздействие не всегда приносит желаемый результат. По этим причинам возрастает актуальность поиска альтернативных способов разрушения, обладающих высокой эффективностью и низкими удельными энергозатратами при разрушении. Многочисленные исследования, проводимые различными научными центрами в крупных странах, неоднократно демонстрировали достоинства электроразрядной технологии для разрушения твердых материалов [5-7].

Электроразрядные методы разрушения горных пород

Электрический разряд в сравнении с ВВ имеет неоспоримое достоинство, это возможность контролировать энерговыделение в разрядном контуре, так как подвод энергии в канал разряда происходит от емкости накопителя, и может регулироваться в широких пределах по величине и во времени, создавая оптимальные условия нагружения твердого тела в зависимости от его природы и размера разрушаемых фрагментов. Многие известные исследователи неоднократно отмечали, что по энергетической эффективности, применительно к таким процессам как бурение, резание, снятие поверхностного слоя и т.д., электроимпульсный способ заметно предпочтительнее большинства других способов разрушения [3, 5, 6].

Необходимым условием развития процесса разрушения является передача некоторого количества энергии разрушаемой среде от внешних источников. В основе электроразрядного способа разрушения лежит использование энергии, выделяемой в плазменном канале электрического разряда при протекании через него мощного импульса тока. Фундаментально, можно выделить электрогидравлический метод разрушения, предложенный Л.А. Юткиным [8], суть которого отражена на рис. 1а, и электродинамический метод разрушения, он был зарегистрирован как научное открытие А.А. Воробьевым, Г.А. Воробьевым и А.Т. Чепиковым, в основе метода лежит электрический пробой твердого тела с использованием высокого импульсного напряжения, соответствующего по амплитуде электрической прочности породы, как показано на рис. 1б [5, 6].

При реализации электродинамического разрушения, или как его еще называют электроимпульсного способа разрушения, требуется создать особые условия для пробоя, которые бы гарантировали сквозной электрический пробой твердого тела и исключали возможность электрического разряда по его поверхности. На импульсном напряжении, в диапазоне времени воздействия менее 10^{-6} с электрическая прочность горных пород становится ниже прочности диэлектрической жидкости, а при временах импульса напряжения менее 10^{-7} с ниже прочности технической воды. Требуемое условие для соотношения пробивных напряжений сквозного пробоя

породы и перекрытия по поверхности в простейшем случае достигается размещением электродов в предварительно подготовленные шпуровые так, чтобы путь перекрытия по поверхности был значительно больше разрядного промежутка в твердом теле. Используемый для таких целей генератор, должен иметь короткий (наносекундный) фронт и квазипостоянную амплитуду ($\geq 200-300$ кВ) в пределах времени формирования пробоя. Требуемые параметры импульса получают при помощи генератора импульсных напряжений (ГИН) по схеме Аркадьева-Маркса [2, 4, 6].

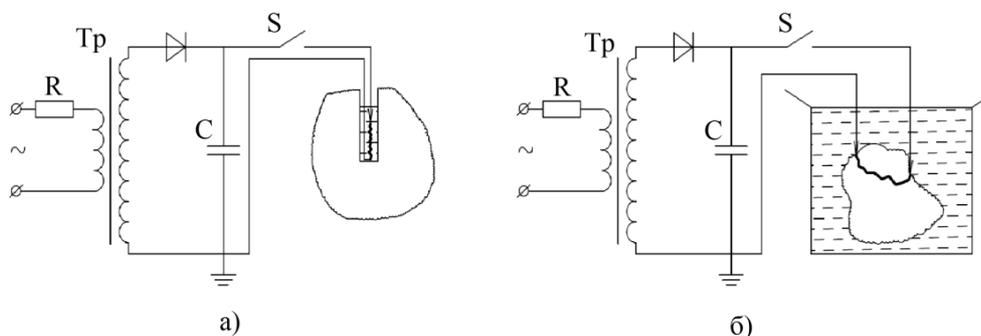


Рис. 1. Схемы электроразрядного разрушения
 а) Электрогидравлический метод. б) Электроимпульсный метод.

Разрушение твердых материалов электрогидравлическим способом основано на использовании в качестве рабочего инструмента, расширяющегося плазменного канала разряда, инициируемого в жидкости между двумя электродами. Расширение плазменного канала сопровождается эффективным преобразованием энергии мощного импульса тока в энергию ударных волн, создающих поле механических напряжений. Для реализации данного способа используют генераторы импульсных токов (ГИТ) с рабочим напряжением 5-50 кВ. Эффективность способа в основном зависит от параметров генератора, длины разрядного канала и свойств его плазмы. Для увеличения длины канала разряда, его инициирование может осуществляться при помощи электрического взрыва проводника [1, 7]

Комбинированный метод разрушения горных пород

На основе описанных методов, развиваются современные технологии электроразрядного разрушения. Так, например, исследование характера ударно-волновых возмущений в твердых непроводящих материалах, вызванных электрическим разрядом, при многшпуровом электроразрядном разрушении, ведутся Томском Политехническом Университете на кафедре Высоковольтной электрофизики и сильноточной электроники. Исследуемая технология шпурового разрушения и откола горных пород и бетона (рис. 2), основывается на использовании расширяющегося плазменного канала (электровзрыв), инициируемого электрическим взрывом проводника в капилляре специального картриджа. Проводимые исследования показали эффективность использования капиллярного эффекта за счет создания разряда в ограниченном объеме, также экспериментально продемонстрирована эффективность использования в качестве передающей среды картриджами из пластичных материалов, внешний вид картриджа показан на рис. 2б [2].

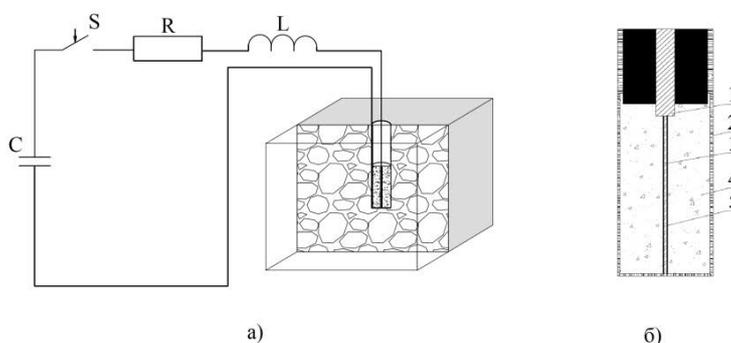


Рис.2. Схемы разрушения горных пород и откола.
 а) схема шпурового электроразрядного разрушения горных пород; б) картридж в разрезе.
 1 – высоковольтный электрод; 2 – заземленный электрод; 3 – взрывающийся проводник;
 4 – передающая среда; 5 – капилляр.

Исследования проводились на бетонном блоке марки В22 с размерами $2 \times 3 \times 1,8$ м для минимизации влияния отраженных волн погруженного в землю. Кроме верхней грани блока свободной была оставлена еще одна боковая грань. Шпур бурился со стороны верхней грани на расстоянии 25–30 см от свободной боковой грани. Использовался генератор со следующими параметрами: $U_{\text{макс}} = 15$ кВ, $C = 1120$ мкФ, $L = 30$ мкГн, $r_z = 0,01$ Ом. В ходе проведения исследований воздействия электроразрядного метода разрушения на массив бетона при импульсном выделении запасаемой энергии 80 кДж установлена возможность откола кусков с характерными размерами $25 \times 40 \times 50$ см.

Заключение

Электроразрядные технологии имеют большой потенциал для применения в различных процессах горнодобывающей и строительной промышленности. На сегодняшний день существует широкий ряд прикладных задач, которые возможно решать при помощи электроразрядных технологий, особенно если это связано с разрушением прочных и особо прочных материалов. Дальнейшее развитие технологий и методов разрушения, основанных на использовании электрического разряда и их успешное применение в промышленности, зависит от долговечности и надежности используемых комплектующих элементов. Так как рабочим инструментом является канал разряда, устройства, предназначенные для разрушения твердых непроводящих материалов электроразрядным способом, отличаются исключительно малым износом рабочего инструмента, но при этом ресурс не менее важных компонентов системы – конденсаторов и коммутаторов рассчитанный в среднем на 10^5 импульсов снижает общую надежность оборудования. Повышать ресурс возможно путем использования компонентов с кратным запасом по основным рабочим характеристикам, ток, напряжение и т.п., но это приводит к неоправданному удорожанию оборудования в целом.

Литература

1. Буркин В.В., Кузнецова Н.С., Лопатин В.В. Волновая динамика электровзрыва в твердых диэлектриках // Журнал технической физики. – 2009. – Т. 79. – № 5. – С. 42 – 48.
2. Иванов Н.А., Пивоваров М.И., Войтенко Н.В., Юдин А.С. Шпуровое разрушение горных пород и бетона // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321 – № 2. – С. 136–140.
3. Курец В.И., Усов А.Ф., Цукерман В.А. Электроимпульсная дезинтеграция материалов. – Изд. Кольского научного центра РАН, 2002. – 324 с.
4. Протасов Ю.И. Разрушение горных пород. – М.: Горная книга, 2001. – 453 с
5. Семкин Б.В., Усов А.Ф., Курец В.И. Основы электроимпульсного разрушения материалов. – СПб.: Наука, 1993. – 276 с.
6. Усов А.Ф. Полувековой юбилей электроимпульсного способа разрушения материалов // Вестник Кольского научного центра РАН, 2012. – № 4 (11). – С. 166–193.
7. Юткин Л.А. Электрогидравлический эффект и его применение в промышленности. – Л.: Машиностроение, Ленингр. Отд-ние, 1986. – 253 с.

ЗАВИСИМОСТЬ СКОРОСТИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ОКИСЛЕНИЯ НА ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ МЕДИ И КАДМИЯ ОТ КОНЦЕНТРАЦИИ ЭЛЕКТРОЛИТА²

С.Е. Пугачева¹, А.В. Бикбаева¹, А.С. Долинина¹, М.В. Попов

¹ Научный руководитель ассистент А.С. Долинина

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет,*

г. Томск, Россия

² *Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

Уникальной особенностью электрохимического синтеза на переменном токе является возможность получения двойных оксидных систем [1]. Синтез медь-кадмиевой оксидной системы направлен на получение материалов, которые обладают ценными свойствами, позволяющими использовать полученные оксиды в различных областях промышленности. В последние годы все большее применение находят нанодисперсные порошки оксидов металлов. Порошки оксидов кадмия и оксидов меди применяют в производстве катализаторов, в производстве различных пигментов [6], как антикоррозионные покрытия и во многих других отраслях [9].

Процесс электролиза на переменном токе протекает в неравновесных условиях, что обеспечивает протекание нескольких электродных реакций, в результате которых возможно образование оксидов различной степени окисления металлов с высокоразвитой поверхностью. На поверхности электрода протекает два последовательных процесса: образование оксидных зародышей во время анодного полупериода тока, разряд протонов с выделением водорода, который способствует отрыву частицы от поверхности во время катодного полупериода тока. Если допустить, что в анодный полупериод реализуются механизмы образования зародышей, такие же, как на постоянном токе, то следует ожидать формирования высокодисперсных структур, поскольку время протекания стадии роста зародышей будет ограничено частотой изменения полярности электродов. В катодный период мелкие частицы, в силу слабых адгезионных свойств к поверхности электрода, диспергируются в растворе электролита [8].

Целью работы является установление зависимости скорости электрохимического окисления меди и кадмия на переменном токе от концентрации ацетата натрия. Исследование кинетики совместного электрохимического окисления кадмия (марка Кд0) и меди (марка М1) с использованием переменного тока

промышленной частоты проводили согласно методике, изложенной в работе [7], при температуре 100°C и плотности тока от 1,0 А / см². В качестве электролитов была использована соль ацетата натрия с концентрацией в растворе от 3 до 25 % мас. Зависимости скорости окисления металлов от концентрации представлены на рисунке.

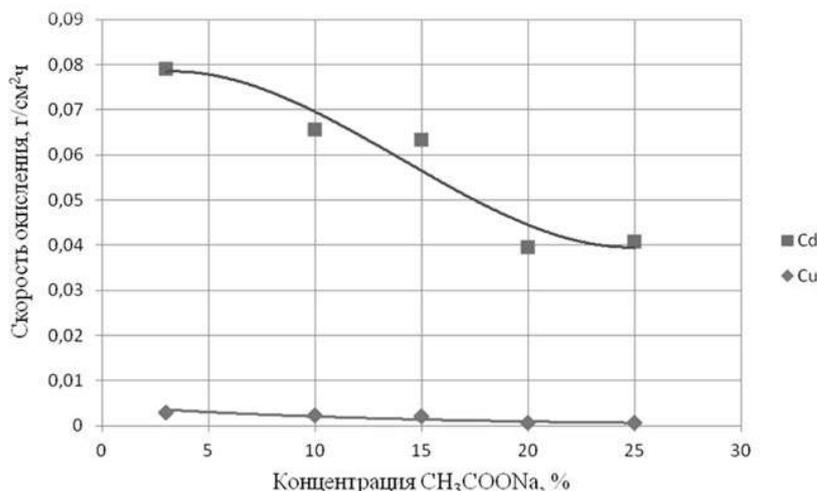


Рис. Зависимость скорости электрохимического окисления кадмия и меди от концентрации ацетата натрия

Из рисунка видно, что с увеличением концентрации растворов ацетата натрия, скорость окисления кадмия и меди уменьшается, причем скорость окисления меди значительно ниже скорости окисления кадмия. Для кадмия и меди максимальные скорости окисления наблюдаются при проведении процесса в электролите концентрацией 3% мас. и соответственно равны: 0,0791 и 0,0029 г/(см²·ч). При этом скорость окисления кадмия выше скорости окисления меди в 27 раз. Из полученных экспериментальных данных можно сделать вывод о том, что при увеличении концентрации ацетата натрия скорость окисления меди и кадмия уменьшается. Подобные зависимости были получены при проведении процесса в растворах хлорида аммония и хлорида натрия [2-5].

Литература

1. Вассерман И.М. Химическое осаждение из растворов. – Л.: Химия, 1980 – 206 с.
2. Долинина (Авхимович) А.С., Балмашнов М.А. Влияние параметров процесса на скорость электрохимического окисления кадмия и меди в растворах хлоридов на переменном токе // Актуальные вопросы науки и образования: тезисы докладов Всероссийской молодежной научно-практической конференции, г. Уфа, 25-27 апреля 2013. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2013. – С. 287.
3. Долинина (Авхимович) А.С. Кинетика электрохимического окисления кадмия и меди в растворах NH₄Cl и NaCl // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, Томск, 1-6 апреля 2013. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – Т. 2. – С. 167 – 169.
4. Долинина (Авхимович) А.С., Коробочкин В.В. Закономерности электрохимического синтеза нанодисперсных оксидов кадмия и меди в растворах хлоридов // Новината за напреднали наука: материали за 9-а Международна научна практична конференция, София, 17-25 мая 2013. – София (Болгария): "Бял ГРАД-БГ" ООД, 2013. – Т. 51. – С. 53 – 55.
5. Долинина (Авхимович) А.С., Усольцева Н.В., Балмашнов М.А., Пугачева С.Е., Коробочкин В.В. Закономерности процесса совместного электрохимического окисления на переменном токе металлических меди и кадмия // Известия вузов. Химия и химическая технология. – 2014. – Т. 57. – № 11. – С. 41 – 43.
6. Заявка на изобретение RU 96121462 А, С09D1/00, С09D5/18. Огнеупорная краска / Ефимов К.М., Липович В.Г.; заявитель Институт эколого-технологических проблем Международной академии информационных процессов и технологий.
7. Коробочкин В.В., Ханова Е.А. Определение количества окисленных титана, кадмия и меди при электролизе на переменном токе // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2005. – Т. 71. – № 6. – С. 20 – 23.
8. Никифорова Е.Ю., Килимник А.Б. Закономерности электрохимического поведения металлов при наложении переменного тока // Вестник тамбовского государственного технического университета. – Тамбов: ТГТУ, 2009. – С. 604 – 614.
9. Dolinina A.S., Korobochkin V.V., Usoltseva N.V., Pugacheva S.E., Popov M.V. The Porous Structure of Copper-cadmium Oxide System Prepared by AC Electrochemical Synthesis // Procedia Chemistry. – 2015. – Vol. 15. – P. 143 – 147.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЙ МЕТОД ПОЛУЧЕНИЯ В ВОЗДУХЕ НИТРИДОВ ТИТАНА И ЦИРКОНИЯ ИЗ ИХ ДИОКСИДОВ

Л.О. Роот, Е.В. Шинкевич, В.В. Кривошеина

Научный руководитель – профессор А.П. Ильин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В настоящее время для России актуальна проблема глубокой переработки минерального сырья, что отражено в решении РАН. В частности, предлагается осуществлять глубокую переработку минерального сырья на основе диоксидов титана и циркония. Кроме того, известно [6], что, например, нитриды титана и циркония неустойчивы к гидролизу и окислению в воздухе, но являются значимыми материалами в электронике. Существующие технологии получения нитридов титана и циркония основаны на процессе самораспространяющегося высокотемпературного синтеза в среде очищенного азота в аппаратах под давлением [5]. Недостатками этого способа являются: необходимость измельчения полученных спеков, использование очищенного азота и аппаратов, выдерживающих большое давление. В то же время, нитриды титана и циркония необходимы для нанесения декоративных покрытий [4], для изготовления обрабатывающего инструмента [1], в производстве композиционных материалов [1, 9]. На рынке цена нитрида титана в 3 раза выше, чем цена соответствующего диоксида, а цена нитрида циркония – выше в 4 раза также в сравнении с диоксидом [7].

Цель работы разработка энергосберегающего метода получения нитридов титана и циркония из их диоксидов путем синтеза сжиганием нанопорошка алюминия в смесях с диоксидами.

Методики исследования

В работе использовали TiO_2 и ZrO_2 марки осч. Площадь удельной поверхности диоксида титана составляла $1,8 \text{ м}^2/\text{г}$, а диоксида циркония – $1,0 \text{ м}^2/\text{г}$. Для проведения синтеза использовали нанопорошок (НП) алюминия, который получен в условиях электрического взрыва проводника в среде аргона [3]. Частицы этого порошка имели среднеповерхностный диаметр 200 нм, распределение частиц по диаметру подчинялось нормальнологарифмической функции, содержание металлического алюминия – 91 мас. %. Согласно электронно-микроскопическим исследованиям (микроскоп SM-50), порошок TiO_2 представлен агломератами, ZrO_2 – кристаллитами вытянутой формы, а НП алюминия – сферическими частицами с гладкой поверхностью.

Смеси НП алюминия с диоксидами титана или циркония приготавливали их смешением в сухом виде, высыпали на подложку из нержавеющей стали, придавая навеске коническую форму. Состав смесей приведен в табл. 1, масса смесей составляла 3 г. Процесс горения инициировали нагретой нихромовой спиралью. Конечные продукты сгорания смесей дезагрегировали, пропускали через сито с размером ячеек 63 мкм и проводили их рентгенофазовый анализ (дифрактометр Дифрей-401). Для идентификации кристаллических фаз в работе использовали картотеку JCPDS-ICDD. До сжигания все смеси анализировали с помощью дифференциально-термического анализа (термоанализатор SDT Q 600 Научно-аналитического центра Национального исследовательского Томского политехнического университета) и рассчитывали четыре параметра активности [2] для определения чувствительности смесей к нагреванию до $1000 \text{ }^\circ\text{C}$ в воздухе.

Таблица 1

Параметры химической активности исследуемых смесей

Обозначение образца	Содержание НП алюминия в образце, мас. %	$t_{н.о.}, \text{ }^\circ\text{C}$	$\alpha, \%$	$V_{\max}, \text{ мг/мин}$	$H_{y0}, \text{ Дж/г}$
Смеси нанопорошка алюминия с диоксидом титана					
Ti-1	11,1	535	59,46	0,06	9016
Ti-2	20,0	500	60,90	0,12	9030
Ti-3	33,3	455	64,68	0,17	8920
Ti-4	42,9	463	64,83	0,19	9359
Ti-5	50,0	460	64,78	0,25	8888
Ti-6	55,6	413	63,60	0,29	8884
Ti-7	66,7	460	53,37	0,85	6937
Смеси нанопорошка алюминия с диоксидом циркония					
Zr-1	11,1	545	51,62	0,08	8045
Zr-2	20,0	455	59,15	0,08	8514
Zr-3	33,3	455	59,73	0,16	9708
Zr-4	42,9	413	60,75	0,25	9141
Zr-5	50,0	455	61,92	0,26	9356
Zr-6	55,6	413	61,74	0,25	8568
Zr-7	66,7	440	59,45	0,34	9001

Экспериментальные результаты

В таблице 1 приведены составы исследуемых смесей и их параметры химической активности: температура начала окисления алюминия в смеси ($t_{н.о.}, \text{ }^\circ\text{C}$), степень окисленности алюминия после нагревания

до 660 °С (α , %), максимальная скорость окисления (V_{\max} , мг/мин), удельный тепловой эффект при нагревании до 660 °С ($H_{уд}$, кДж/г) [2].

Для всех смесей НП алюминия с диоксидами температура начала окисления превышала 400 °С, что указывает на термическую устойчивость этих составов смесей. Степень окисленности НП алюминия в смесях с ростом его содержания проходила через максимум 64,83 % для смесей с TiO_2 и 61,92 % для смесей с ZrO_2 . Максимальная скорость окисления с увеличением содержания НП алюминия в смеси монотонно возрастала до 0,85 мг/мин для смесей с TiO_2 и до 0,34 мг/мин для смесей с ZrO_2 . Удельный тепловой эффект сгорания алюминия в смесях с TiO_2 с ростом содержания НП алюминия в целом снижался, а в смесях с ZrO_2 – проходил через максимум 9708 Дж/г.

Результаты рентгенофазового анализа продуктов сгорания смесей НП алюминия с диоксидами титана и циркония приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты рентгенофазового анализа

Обозначение образца	Содержание НП алюминия в образце, мас. %	Содержание TiN в продуктах сгорания, отн. %	Обозначение образца	Содержание НП алюминия в образце, мас. %	Содержание ZrN в продуктах сгорания, отн. %
Смеси нанопорошка алюминия с диоксидом титана			Смеси нанопорошка алюминия с диоксидом циркония		
Ti-1	11,1	0	Zr-1	11,1	0
Ti-2	20,0	51,5	Zr-2	20,0	48,8
Ti-3	33,3	54,1	Zr-3	33,3	76,8
Ti-4	42,9	48,2	Zr-4	42,9	83,7
Ti-5	50,0	51,1	Zr-5	50,0	76,3
Ti-6	55,6	42,1	Zr-6	55,6	73,5
Ti-7	66,7	36,5	Zr-7	66,7	67,3

Процесс горения НП алюминия и его смесей протекал в две стадии, при этом нитридообразование происходило на второй (высокотемпературной) стадии [8]. Согласно РФА в состав продуктов сгорания смесей НП алюминия и диоксидов входили следующие соединения: нитрид титана/циркония, нитрид алюминия, гамма-оксид алюминия, несгоревшие НП алюминия и соответствующий диоксид. Распределение частиц продуктов сгорания по диаметру имело максимум в области менее 1 мкм, т.е. полученные нитридсодержащие продукты – это субмикронные порошки. Максимальный выход нитрида титана наблюдался для образца Ti-3 и достигал 54,1 %, а также для образца Ti-5 – 51,1 % (табл. 2). Вместе с тем, для этих образцов тепловой эффект окисления алюминия на первой стадии был ниже, чем для образцов Ti-1, Ti-2 и Ti-4. Вероятно, эти результаты связаны между собой, поскольку стандартная энтальпия образования оксида титана имеет более низкое значение (–943,90 кДж/моль), чем стандартная энтальпия образования нитрида титана (– 337,82 кДж/моль). Максимальный выход нитрида циркония наблюдался для образца Zr-4 и составлял 83,7 %. Для данного образца тепловой эффект окисления алюминия на первой стадии ниже, чем для образцов Zr-3 и Zr-5, что также может быть связано с энтальпией образования оксида циркония (– 1100,60 кДж/моль) и нитрида циркония (– 371,05 кДж/моль).

Выводы

1. При сгорании смесей нанопорошка алюминия с диоксидами циркония и титана в воздухе при атмосферном давлении конечные продукты максимально содержали в виде самостоятельных кристаллических фаз: нитрида титана – 54,1 %, нитрида циркония – 83,7 %.

2. Экспериментально показано, что максимальный тепловой эффект (обр. Ti-4 и обр. Zr-3) не соответствует получению продуктов сгорания соответствующих смесей с максимальным выходом нитридов.

3. Согласно полученным результатам увеличение доли нитридов в продуктах сгорания смесей нанопорошка алюминия с диоксидами титана и циркония привело к снижению величины теплового эффекта, что объясняется большей величиной энтальпии образования нитридов.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке гранта РФФИ 15-03-05385.

Литература

1. Высокотемпературные материалы / В.П. Елютин, В.И. Костиков, Б.С. Лысов и др. – М.: Металлургия, 1973. – 464 с.
2. Ильин А.П., Громов А.А., Яблуневский Г.В. Об активности порошков алюминия // Физика горения и взрыва. – 2001. – Т. 37. – № 4. – С. 58 – 62.
3. Назаренко О.Б., Ильин А.П., Тихонов Д.В. Электрический взрыв проводников. Получение нанопорошков металлов и тугоплавких неметаллических соединений. – Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH&Co/KG, 2012. – 274 с.

4. Порошковая металлургия и напыленные покрытия: Учебник для вузов / В.Н. Анциферов, Г.В. Бобров, Л.К. Дружинин и др. М.: Металлургия, 1987. – 792 с.
5. Сычев А.Е., Мержанов А.Г. Самораспространяющийся высокотемпературный синтез наноматериалов // Успехи химии. – 2004. – Т. 73. – № 2. – С. 157 – 170.
6. Штрюбель Г., Циммер З.Х. Минералогический словарь – М.: Недра, 1987. – 494 с.
7. <http://univerxim.ru/>
8. Il'in A.P., Mostovshchikov A.V., Root L.O. Growth of Aluminum Nitride Single Crystals under Thermal Explosion Conditions // Technical Physics Letters. – 2011. – Vol. 37. – No. 10. – P. 965 – 966.
9. Ilyin A.P., Root L.O., Mostovshchikov A.V. The Influence of Aluminium Nanopowder Density on the Structure and Properties of its Combustion Products in Air // Key Engineering Materials. – 2016. – Vol. 685. – P. 521 – 524.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗОЛОШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МАГНЕЗИАЛЬНОГО ЦЕМЕНТА

А.В. Томшина, С.В. Эрдман

Научный руководитель доцент С.В. Эрдман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Потребности в вяжущих строительных материалах для индивидуального строительства в настоящее время возрастают. Разработка вяжущих и изделий на их основе с использованием природного сырья – новое направление в исследованиях, как в химии, так и в технологии вяжущих строительных материалов [3].

Из-за современных проблем строительного комплекса должны совершенствоваться существующие технологические процессы и создаваться новые, и также должно быть направлено на разработку и производство эффективных и конкурентно-способных строительных материалов, изделий и конструкций при минимальном использовании местных и нетрадиционных видов природного сырья [1].

Объектами исследования являются магнезит Савинского месторождения и золошлаковые материалы Северной ТЭС.

Известно, что топливно-сжигательные установки ТЭС ежегодно производят огромные количества золы, загрязняющей почву и воду регионов. Поэтому использование золы в качестве добавки к магнезиальным вяжущим дает возможность не только эффективно использовать для улучшения прочности и повышения водостойкости, но и улучшить экологическую ситуацию [2].

Таблица 1

Активность каустического магнезита от температуры обжига

Температура обжига, °С	Активность, %
400	32,66
500	35,48
600	38,51
700	41,33
800	77,62
900	67,94
1000	65,72

По результатам, представленным в таблице видно, что каустический магнезит, обожженный при температуре 800 °С, содержит наибольшее количество активного оксида магния (77,62%). Следовательно, прочность изделий на основе каустического магнезита, прокаленного при 800 °С, будет максимальной. Для дальнейших исследований будет использоваться данный магнезит.

Таблица 2

Изменение удельной поверхности от температуры обжига

Исходный магнезит	Т _{обж} , °С					
	400	500	600	700	800	1000
	S _{уд} , м ² / Г					
1,3	1,458	2,293	5,424	19,534	24,106	2,278

По результатам определения удельной поверхности видно, что каустический магнезит, обожженный при температуре 800 °С, обладает наибольшей удельной поверхностью. То есть, данный результат подтверждает, что каустический магнезит, обожженный при 800 °С обладает наилучшими активными свойствами.

Таблица 3

Определение прочности магнезиального цемента с разным соотношением магнезита и золы
(воздушная среда)

Соотношение (магнезит:зола)	5:5	6:4	7:3	10 (чистый магнезит)
Прочность, МПа	33,367	45,602	41,709	44,489

Таблица 4

Определение прочности магнезиального цемента с разным соотношением магнезита и золы
(воздушно-водная среда)

Соотношение (магнезит:зола)	5:5	6:4	7:3	10 (чистый магнезит)
Прочность, МПа	77,857	38,928	55,612	50,051

По результатам определения прочности в двух средах магнезиальный цемент лучше затвердевает в воздушно-водной среде.

Литература

1. Георги А.А., Бабачев А.А. Магнезиальные вяжущие для ксилолитовых полов // Строительные материалы. – Москва, 1961. – № 4. – С. 18 – 19.
2. Пат. 2379249 Россия МПК С04 В28/30. Адгезионная вяжущая композиция. Тюльнин В.А., Тюльнин Д.В. Заявлено. 01.07.2008; Опубл. 20.01.2010.
3. Смирнская В.Н. Цеолитсодержащие вяжущие повышенной водостойкости и изделия на их основе: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 1998. – 152с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ НОВОГО ТОПЛИВА ИЗ ТОНКОДИСПЕРСНЫХ УГЛЕРОДСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ

Н.В. Торопова

Научные руководители доцент А.Ю. Игнатова, доцент А.В. Папин
**Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева,
г. Кемерово, Россия**

В современных условиях развития промышленности, экономики повышается энергопотребление, поэтому актуально создание новых технологий, являющихся энергосберегающими, и обеспечивающих использование сырья и материалов, являющихся отходами различных производств. При этом необходимо добиваться снижения негативного воздействия на окружающую природную среду.

Актуальна в настоящее время и проблема утилизации мелкодисперсных отходов угольной и коксохимической промышленности. Основными углеродсодержащими отходами с размером частиц до 1 мм являются угольные шламы, коксовая и угольная пыль.

Угольные шламы - отходы, которые образуются в технологических процессах, связанных с добычей, транспортировкой и обогащением угля и в среднем составляют около 15 % от количества перерабатываемого угля.

Основным недостатком при переработке угольных шламов является их высокая зольность (до 80 %) и тонкодисперсность (менее 1 мм) [1].

Образование коксовой пыли происходит в достаточно больших объемах, так, в среднем в год на одном коксохимическом предприятии образуется около 18-20 тыс. т коксовой пыли, в России же насчитывается 12 коксохимических производств, поэтому эти объемы весьма существенны [2].

Коксовая пыль практически не находит применения из-за тонкодисперсного состояния и высокой зольности, сложности с разгрузкой и транспортировкой. Данный вид отходов коксового производства образуется практически на всех стадиях.

Угольная пыль состоит из частиц размером до 300 мкм, при этом преобладают мелкие фракции (20-50 мкм); угольная пыль сыпуча, образуется при добыче и транспортировке угля.

Данные отходы содержат в себе от 30 до 80 % (и более) горючих веществ и поэтому могут быть переработаны в качестве вторичного сырья. Высокая зольность указанных отходов – от 14 до 80 % мас. – не позволяет утилизировать их в виде какого-либо топлива без предварительной подготовки, например, обогащения, так как концентрация полезного углеродного составляющего будет низкой. Переводить коксовую и угольную пыль в товарную продукцию, со снижением зольности или без этого, возможно несколькими методами: обогащением с применением дорогостоящих флокулянтов и оборудования; окомковыванием с использованием связующего; брикетированием; использованием смеси коксовой и угольной пыли в качестве компонентов водоугольного топлива (ВУТ); и другими [3].

Целью исследований является получение обогащенного концентрата на основе смеси коксовой и угольной пыли, что позволит получить высококалорийное топливо, которое можно широко использовать для

технологии коксования, как компонент шихты, энергетики, а также для приготовления композитных видов топлива.

Особенность данной технологии заключается в использовании альтернативного способа обогащения углеродных материалов методом масляной агломерации, что дает возможность селективно отделить минеральные частицы от органической части угля при его обогащении. При обогащении получается концентрат, который можно использовать для энергетики и коксования.

Научная новизна предлагаемых в проекте решений заключается в проведении процесса масляной агломерации путем создания эмульсии «масло-вода» и применение её как основы для проведения процесса и получение новых структурированных композиционных видов топлив.

В качестве исходного сырья были взяты образцы коксовой и угольной пыли, являющихся производственными отходами ОАО «Кокс». Далее был проведен технический анализ образцов. Выход летучих веществ определяли по ГОСТ 6382-2001 [4], зольность – по ГОСТ 11022-95 [5], влажность – по ГОСТ 11014-1981 [6].

Таблица 1

Лабораторные исследования коксовой пыли

A^d , % (зольность)	W^a , % (влажность)	V^{daf} , % (выход летучих веществ)	Q_s^r , ккал/кг (теплота сгорания)	S_t^d , % мас. (сернистость)
16,7	1,70	18,5	8000	0,35

Таблица 2

Лабораторные исследования угольной пыли

A^d , % (зольность)	W^a , % (влажность)	V^{daf} , % (выход летучих веществ)	Q_s^r , ккал/кг (теплота сгорания)	S_t^d , % мас. (сернистость)
24,7	1,79	20,93	6350	0,45

Следующим этапом исследований является обогащение смеси коксовой и угольной пыли. Наиболее эффективным и комплексным методом обогащения является метод масляной агломерации. Метод позволяет значительно снизить зольность исходного сырья, при этом размер частиц коксовой и угольной пыли не влияет на селективность процесса.

Для обогащения исходные компоненты брали в соотношении 1:1 (250 г угольной пыли + 250 г коксовой пыли). Такая смесь коксовой и угольной пыли позволяет достичь приемлемой теплоты сгорания готового концентрата, так как коксовая пыль – высококалорийный отход и поэтому введение отошающей добавки - угольной пыли - позволяет использовать углекоксовый концентрат для прямого сжигания в бытовых топках без прогорания колосниковых решеток. Далее в смесь добавляли 200 мл воды и 50 г связующего реагента - отработанного машинного масла и помещали в механическую мешалку для обогащения. Также в качестве связующего реагента возможно использование дизельного топлива, термогазояла [7, 8].

Сначала смешивали смесь коксовой и угольной пыли с технической или питьевой водой в течение 1-2 мин при помощи лопастной мешалки, соединенной с двигателем. Затем добавляли отработанное машинное масло в количестве 8,0-10,0 % к массе смеси и перемешивали еще в течение 8-10 мин.

В итоге получили углекоксовый концентрат в форме гранул размером 2-3 см, который в дальнейшем исследовали.

Для анализа брали 3 образца полученного концентрата.

Таблица 3

Характеристики углекоксового концентрата

A^d , % (зольность)	W^a , % (влажность)	V^{daf} , % (выход летучих веществ)	Q_s^r , ккал/кг (теплота сгорания)	S_t^d , % мас. (сернистость)
4,0-5,5	8,5-10,5	6,0-8,0	7000-7500	0,2

Зольность полученных концентратов не превышает 4,0-5,5 % мас., сернистость – 0,2 % мас., таким образом, полученные концентраты годны для применения в энергетике; высокий выход продукта, более низкая зольность и сернистость концентратов объясняются высокой полнотой разделения органической и минеральной частей смеси коксовой и угольной пыли в процессе обогащения методом масляной агломерации.

Разрабатываемый нами продукт перспективно использовать как высококалорийное топливо для котлоагрегатов, компонент шихты для получения кокса, получать на его основе брикетное топливо.

Внедрение разрабатываемой технологии позволит улучшить экологическую ситуацию в угледобывающих и углеперерабатывающих регионах.

Литература

1. Папин А.В. Разработка нового метода обогащения минералов на основе масляной агломерации / Жбырь Е.В., Неведров А.В., Солодов В.С. // Химическая промышленность сегодня. – 2009. – № 1. – С. 36 – 39.
2. Химическая технология горючих ископаемых / Макаров Г.Н., Харлампович Г.Д., Королев Ю.Г. и др. Под ред. Макарова Г.Н. и Харламповича Г.Д. – М.: Химия, 1986 – 496 с.
3. Злобина Е.С. Экологические и технологические аспекты утилизации твердых углеводородных отходов / Е.С. Злобина, А.В. Папин, А.Ю. Игнатова // Вестник КузГТУ. – 2015. – №3. – С. 92 – 101.
4. ГОСТ 6382-2001. Топливо твердое минеральное. Методы определения выхода летучих веществ. – М.: Изд-во стандартов, 2001.
5. ГОСТ 11022-95. Топливо твердое минеральное. Методы определения зольности. – М.: Изд-во стандартов, 1995.
6. ГОСТ 11014-1981. Угли бурые, каменные, антрацит и горючие сланцы. Ускоренный метод определения влаги. – М.: Изд-во стандартов, 1981.
7. Разработка технологии утилизации коксовой пыли коксохимических производств в виде брикетов повышенной прочности / В.С. Солодов, А.В. Папин, А.Ю. Игнатова, Т. Г. Черкасова // Ползуновский вестник. – № 4-2. – 2011. – 159 – 164.
8. Пат. РФ № 2468071 Способ брикетирования коксовой пыли / А.В. Папин, В.С. Солодов, А.Ю. Игнатова А.Ю. // КузГТУ. Заявл. 26.10.2011, опубл. 27.11.2012.

ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ СМАЧИВАНИЯ УГОЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

А.С. Усанина

Научный руководитель профессор В.А. Архипов

Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН, г. Кемерово, Россия

Эффективность современных способов подготовки и переработки угля достигается применением новых энергетически и экологически выгодных технических и технологических решений, основанных на фундаментальных знаниях о явлениях и физико-химических процессах, происходящих на границах раздела фаз (жидкость – твердое тело – газ). В частности, при отделении минералов от пустых пород в процессе флотации при обогащении угля [1] одним из показателей, определяющих эффективность процесса, является смачиваемость (гидрофобность или гидрофильность) угля. При обогащении угля, необходимо обеспечить гидрофобную поверхность угольных частиц. Гидрофобные частицы угля захватываются воздушными пузырьками, которые образуются в нижней части флотационного резервуара, и, вследствие того, что силы поверхностного натяжения стремятся выровнять уровень жидкости, всплывают с ними на поверхность. Гидрофильные частицы, которыми являются пустая порода, не прилипают к пузырькам и оседают на дне.

В настоящей работе представлены результаты экспериментального исследования смачиваемости угольной поверхности, приготовленной тремя способами: прессованием, шлифованием и использованием скола монолита угля. Для экспериментов были отобраны пробы бурых и каменных углей месторождений Хакасии, Тувы, Монголии и Кузбасса различного вещественно-петрографического состава.

Первый способ основан на механическом измельчении угля до порошкообразного состояния с последующим прессованием в брикет цилиндрической формы диаметром 20 мм и высотой 5 мм. При этом максимальный диаметр частиц порошка не превышал 100 мкм, а давление прессования брикета составляло не менее 400 МПа [2, 3]. Модальный диаметр частиц составлял 22 мкм, а максимальный – не превышал 100 мкм.

Во втором способе плоскую поверхность угля получали тщательным шлифованием монолитного образца наждачной бумагой «0», а затем более мелкой «00». Третий способ приготовления образца состоит в получении плоского скола образца угля без какого-либо механического воздействия на рабочую поверхность. В последних двух способах перед началом эксперимента рабочая поверхность образца очищалась от угольной пыли напорной струей воздуха.

Определение смачиваемости угольной поверхности проводилось с использованием основной методики непосредственного измерения краевого угла смачивания твердой поверхности – метод сидящей капли [4]. Измерение краевого угла проводилось по равновесной форме капли, расположенной на поверхности, путем проведения касательной к контуру капли в точке трехфазного контакта при помощи программы для анализа и обработки видеозображения ImageJ.

Во всех экспериментах использовали капли дистиллированной воды одинакового диаметра $D=3$ мм. С целью уменьшения времени установления равновесной формы (и, следовательно, равновесного краевого угла) капли после столкновения жидкости с поверхностью образца, скорость столкновения капли жидкости с угольной поверхностью не превышала 1 см/с. Диаметр капли определялся по видеокдрам исследуемого процесса с погрешностью не более 3 %.

Результаты измерений краевого угла смачивания для рассматриваемых образцов углей, приготовленных тремя способами, приведены в таблице 1. Сравнение данных, полученных путем прессования, с известными литературными источниками показало качественное совпадение результатов в пересекающемся диапазоне параметров. В частности, для образцов угля, содержащих углерод в диапазоне от 80% до 90%, с зольностью менее 15% масс. значения угла смачивания лежат в пределах $\theta \approx 75^\circ \div 90^\circ$, а в работе [5] для соответствующего диапазона изменения углерода в образце, величина краевого угла варьируется в диапазоне $\theta \approx 75^\circ \div 88^\circ$. Экспериментальных данных по исследованию монолитных образцов угля в литературе не найдено.

Таблица 1

Значения равновесного краевого угла θ (в градусах) для угольной поверхности

Образец	Способ приготовления угольной поверхности					
	прессование	δ , %	шлифование	δ , %	скол	δ , %
A1	90.1±0.3	0.3	89.0±0.5	0.6	58±1	1.7
A2	53±10	18.9	57±10	17.5	–	–
A3	61±7	11.4	57±6	10.5	–	–
A4	67±3	4.5	60.1±0.3	0.5	–	–
A5	60±3	5.0	57±2	3.5	–	–
A6	87±2	2.3	90±2	2.2	58±2	3.4
A7	91±7	7.7	88±1	1.1	60±8	13.3
A8	91±7	7.7	86±6	6.9	57±7	12.2
A9	80±2	2.5	77±1	1.3	65±1	1.5

Из анализа результатов измерений θ на различных рабочих поверхностях, приведенных в таблице 1 следует, что значение краевого угла на прессованном брикете и шлифованном монолите совпадает. Значение θ , полученное для поверхности скола образца угля, существенно ниже. По-видимому, это объясняется отклонением реальной поверхности скола от плоской и неоднородностью минералогического состава угля.

Для прогнозирования смачиваемости различных образцов углей представляет интерес исследование зависимости этой характеристики от химического состава угля. Регрессионный анализ показал, что наилучшая сходимость результатов наблюдается для зависимости $\theta(\beta)$, где $\beta=O+N+S$ – массовая доля кислорода, азота и серы в органической массе угля. На рис. 1 приведены зависимости краевого угла от суммы β . Сплошной линией на рис. 1 показана аппроксимационная кривая

$$\theta = a - b\beta,$$

полученная методом наименьших квадратов (a , b – константы аппроксимационной формулы). Коэффициенты корреляции R^2 для полученных регрессий приведены на рис. 1.

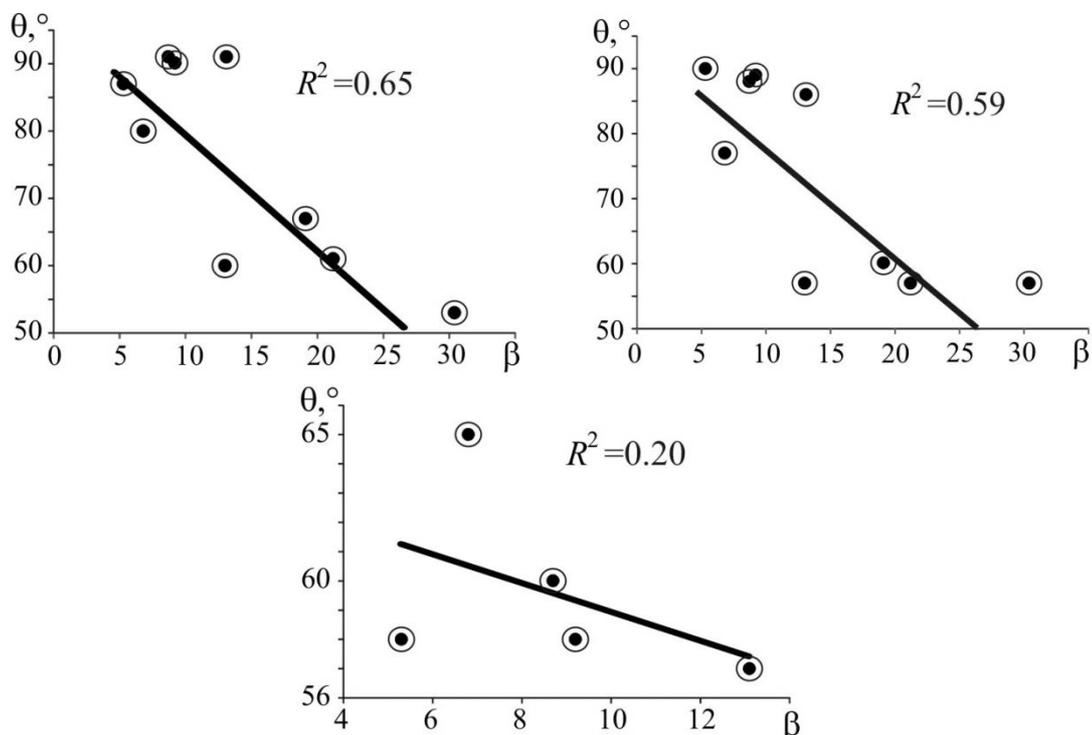


Рис. 1. Зависимость равновесного краевого угла смачивания от параметр β для разных технологий приготовления образцов: а – прессование ($a=96.9$, $b=1.5$); б – шлифование ($a=94.1$, $b=1.5$); в – плоский скол монолитного образца ($a=63.8$, $b=0.5$)

Из рис. 1 следует, что качественная картина изменения краевого угла в зависимости от величины β одинаковая для трех способов приготовления поверхности. По мере увеличения β значение θ уменьшается. Однако количественное согласование результатов измерения θ наблюдается только для прессованных и шлифованных образцов.

Для определения смачиваемости поверхности угля рекомендуется применять методы приготовления рабочей поверхности, основанные на прессовании угольного порошка и шлифовании монолитного угля. Определение краевого угла на сколоте образце угля характеризуется большой погрешностью ввиду неоднородного минералогического состава угля.

Литература

1. Абрамов А.А. Флотационные методы обогащения. – М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2008. – 710 с.
2. Пат. 2457464 Россия МПК G 01 N 24/08. Способ определения смачиваемости порошковых материалов. Архипов В.А., Палеев Д.Ю., Трофимов В.Ф., Усанина А.С. Заявлено. 28.02.2011; Оpubл. 27.07.2012, Бюл. № 21. – 10 с.
3. Архипов В.А., Палеев Д.Ю., Патраков Ю.Ф., Усанина А.С. Определение краевого угла смачивания угольной поверхности // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2011. – № 5. – С. 23 – 28.
4. Зимон А.Д. Адгезия жидкости и смачивание. – М.: Химия, 1974. – 146 с.
5. Drelich J., Laskowski J.S., Pawlik M. Improved sample preparation and surface analysis methodology for contact angle measurements on coal (heterogeneous) surfaces // Coal Preparation. – 2000. – Vol. 21. – № 3. – С. 246 – 275.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ПАЛЛАДИЯ В ХВОСТАХ ОБОГАЩЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНВЕРСИОННОЙ ВОЛЬТАМ_ПЕРОМЕТРИИ

Э.М. Устинова¹, Э.В. Горчаков

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет,*

г. Томск, Россия

² *Ставропольский государственный аграрный университет, г. Ставрополь, Россия*

Палладий – химический элемент, относящийся к группе платиновых металлов. Широко применяется в различных областях науки и технике, а также во многих промышленных отраслях. Производится палладий как сопутствующий компонент при добыче меди, платины, серебра и золота, а также целенаправленно как основной компонент [1-5].

Одной из проблем аналитической химии в настоящее время является анализ руд и пород с низким содержанием благородных металлов в нетрадиционных месторождениях. Анализ на содержание золота и палладия, выполняемый при подсчете запасов месторождений, осложняется непредставительностью лабораторных проб малой массы, особенно если эти металлы присутствуют в самородной форме. К сожалению, большинство высокочувствительных инструментальных методов анализа ввиду сложности вскрытия навески большой массы (исключение составляет пробирное концентрирование) работают с непредставительными навесками малой массы [6,7].

На сегодняшний момент, с лучшей стороны зарекомендовала себя инверсионная вольтамперометрия с предварительным концентрированием. Данный метод анализа позволяет определять микроколичества элементов с высокой чувствительностью и минимальной погрешностью. Простота, экспрессность и дешевизна выполнения анализа делают его популярным.

В ходе определения палладия в настоящее время в качестве фонового электролита используются различные соединения содержащие нитрат-ионы.

Для полного переведения палладий содержащих проб в раствор применяют смесь кислот 37% HCl и 68% HNO₃ (3:1). После полного растворения проводят выпаривание раствора и несколько раз обрабатывают раствором, содержащим хлорид-ионы, для удаления NO₂ и переведения палладия в хлоридный комплекс. Полученную смесь фильтруют через плотный фильтр. Полученный фильтрат выпаривают до объема порядка 20 мл. Добавляют 1 мл 1 % раствора диметилглиоксима, перемешивают и оставляют на 10 минут для комплексообразования. В полученный раствор приливают 5-10 мл хлороформа и при легком встряхивании в течение 1 минуты проводят экстрагирование. Хлороформный экстракт сливают в чистый кварцевый стакан и упаривают до влажного остатка. Затем приливают 1 мл 1 М HCl, нагревают до слабого кипения и доводят раствор до минимального остатка. Полученный остаток после проведенной подготовки проб разбавляют 10 мл дистиллированной воды, помещают в вольтамперометрический анализатор и проводят вольтамперометрическое определение по методике, описанной ниже.

Снимают фоновую кривую: 10 мл фонового электролита 0,1М HCl помещают в кварцевый стаканчик, не прекращая перемешивания, снимают вольтамперограмму, при E₀ = -0,8 В. Отсутствие пиков на вольтамперограмме говорит о чистоте фона.

Добавляют аликвотную часть 1 мл анализируемого раствора, не прекращая перемешивания, снимают вольтамперограмму при потенциале накопления -0,8 В до воспроизведения сигнала. Затем вносят добавку стандартного образца палладия (II) 0,02 мл из 1 мг / дм³, не прекращая перемешивания, регистрируют сигнал до его воспроизведения. По высоте сигнала стандартной добавки вычисляли концентрацию палладия в растворе.

На рисунке 1 представлена анодная зависимость палладия от выбранного материала графитсодержащего электрода в качестве рабочего.

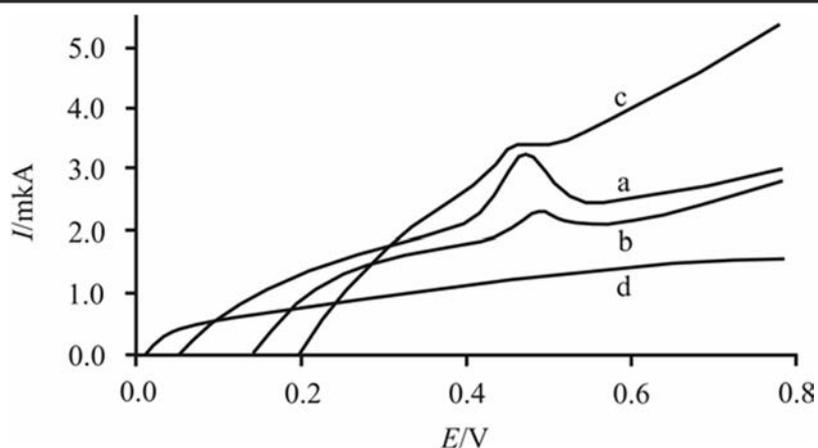


Рис. 1. Анодные зависимости палладия в 0,1 М НСl при скорости развертки 0,08 мВ. Условия опыта: графитовый электрод – а, сажевый электрод – б, сажевографитовый электрод – с, фоновая кривая d.

На рисунке 2 представлены анодные зависимости палладия от концентрации его ионов в растворе.

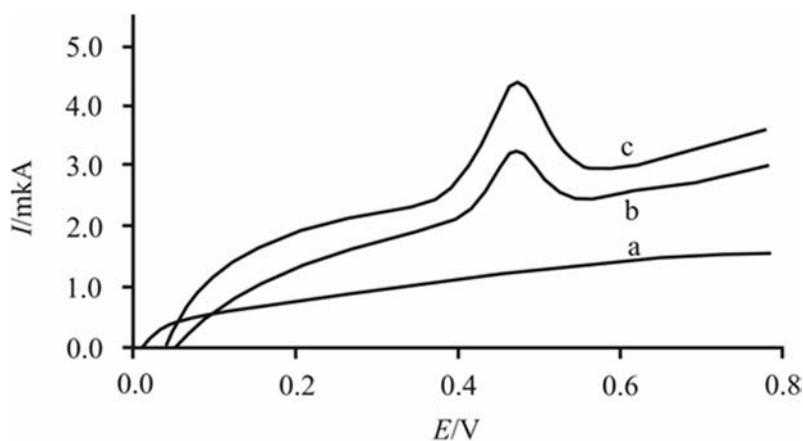
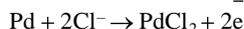


Рис. 2. Анодная зависимость палладия в 0,1 М НСl при скорости развертки 0,08 мВ. Содержание ионов палладия: 0 мкг/л (а), 2 мкг/л (б), 4 мкг/л (в).

Из представленного литературного обзора чувствительность определения палладия на нитрат-ионах составляет 0,5 мг / дм³. Использование соляной кислоты в качестве фонового электролита позволяет повысить чувствительность определения как минимум на полпорядка.

Как видно из представленных зависимостей (рис. 1), наиболее приемлемым материалом, используемым для изготовления электрода при определении палладия, является графит (рис. 1 а).

Анодные зависимости, представленные на рис. 2, показывают равномерный рост сигнала от увеличения концентрации палладия в растворе. Механизм может быть описан следующим уравнением:



Равномерный рост от концентрации палладия в растворе лежит в широком диапазоне, что говорит об универсальности предлагаемой методики определения.

Заключение.

Таким образом, предложенный графитовый электрод в качестве рабочего показал большую чувствительность по сравнению к другим примененным электродам в ходе экспериментальных исследований.

Широкий диапазон определяемых концентраций делает методику определения палладия универсальной, что может быть применено в любых лабораториях.

Литература

1. Ермаченко Л.А., Ермаченко В.М. Атомно-абсорбционный анализ с графитовой печью: Методическое пособие для практического использования в санитарно-гигиенических исследованиях / Под ред. Л.Г. Подуновой. – М.: ПАИМС, 1999. 220 с.
2. Enzweiler J., Potts Ph. J. The separation of platinum, palladium and gold from silicate rocks by the anion exchange separation of chloro complexes after a sodium peroxide fusion: an investigation of low recoveries // Talanta. – 1995. – V. 42. – № 10. – P. 1411 – 1418.
3. Shukla J., Pitre K. S. Electrochemical trace analysis of gold in ore // Analyst. – 1996. – V. 121. – № 1. – P. 79 – 81.

4. Barefoot R. R., Van Loon J. C. Recent advances, in the determination of platinum group elements and gold // *Talanta*. – 1999. – V. 49. – № 1. – P. 1 – 14.
5. Ivanova E.H., Gentscheva G.D. Determination of platinum metals in environmental and biological samples // *Bulg. Chem. Commun.* – 2000. – V. 32. – № 2. – P. 191 – 201.
6. Устинова Э.М., Колпакова Н.А., Горчаков Э.В., Глызина Т.С. Оценка фазового состава электролитических осадков, содержащих платину // *Известия Томского политехнического университета*. – 2010. – № 317. – Вып. 3. – С. 107 – 112.
7. Устинова Э.М., Колпакова Н.А., Горчаков Э.В., Глызина Т.С. Оценка фазового состава электролитических осадков, содержащих платину и золото // *Журнал структурной химии*. – 2010. – Т. 51. – 203 – 208.

УТИЛИЗАЦИЯ РИСОВОЙ ШЕЛУХИ ВЬЕТНАМА С ПОЛУЧЕНИЕМ АКТИВИРОВАННОГО УГЛЯ

Нгуен Мань Хиэу¹

Научные руководители профессор В.В. Коробочкин¹, профессор Нгуен Ван Ту²

¹ *Национальный исследовательский томский университет, г. Томск, Россия*

² *Ханойский университет науки и технологии, г. Ханой, Вьетнам*

В настоящее время употребление активированного угля в качестве адсорбентов увеличивается быстрыми темпами из-за развития промышленности в развивающихся странах. Сырьевая база активированного угля довольно разнообразна – от растительных отходов до бурых и каменных углей. В качестве сырья используются в основном слабоспекающиеся каменные угли, торф. Полученные активированные угли из этих источников сырья имеют большую зольность и низкую прочность. Кроме этого, со времени запасы этих сырьевых ресурсов сокращаются. Поэтому поиск альтернативных источников сырья для производства активированного угля является актуальной проблемой.

В 2015 году производство риса во Вьетнаме составляло 45 миллионов тонн и продолжает увеличиваться в ближайшее время в связи с применением более совершенных технологий в процессах выращивания риса. При переработке риса образуется огромное количество шелухи, которая является трудно перерабатываемым отходом в связи с присутствием в ней значительного количества диоксида кремния. По данным [1] рисовая шелуха состоит из большого количества углерода в составе природных полимеров – целлюлозы и лигнина. Эти полимеры, кроме углерода, содержат в достаточном количестве водород и кислород, которые способствуют получению активированного угля с развитой пористой структурой. Производству активированного угля из рисовой шелухи были посвящены многие работы [2, 3], в которых показано, что можно получить активированный уголь с большим значением удельной поверхности, но в этих работах не были показаны пути утилизации значительного количества аморфного диоксида кремния, который является дорогостоящим источником сырья в электронной технике. В данной работе предлагается новый путь утилизации рисовой шелухи с получением и активированного угля и аморфного диоксида кремния в одной технологической линии.

Процесс производства состоит из следующих основных этапов: карбонизация рисовой шелухи при оптимальной температуре для удаления влагосодержания, части летучих органических веществ и также для предварительного формирования пористой структуры; выщелачивание карбонизированной шелухи гидроксидом натрия с последующим осаждением и фильтрованием; активация обескремниевой рисовой шелухи; переработка продуктов фильтрации в диоксид кремния.

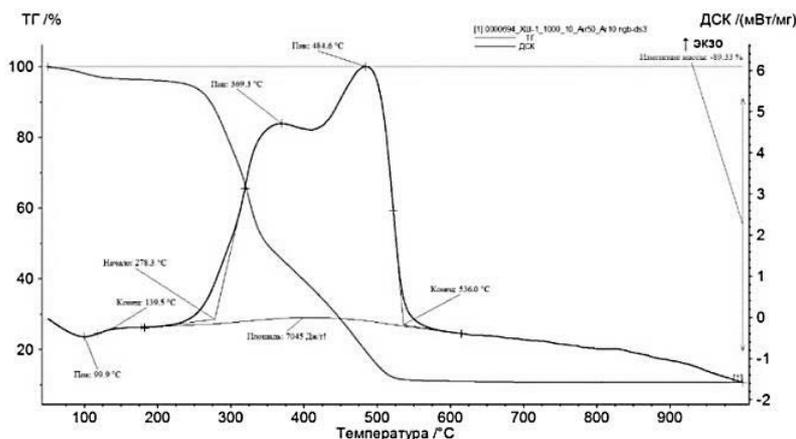


Рис. 1. Кривая ТГА рисовой шелухе в токе воздуха

В процессе карбонизации происходят реакции расщепления и синтеза с рекомбинацией, которые в итоге приводят к накоплению плоских образований из гексагонов – предшественников графенов. Температура карбонизации является ключевым параметром, который влияет на свойство полученного карбонизированного

угля. Для определения оптимальных условий карбонизации были проведены ТГА образцов рисовой шелухи. Как показано на рисунке 1 при температуре ниже 200 °С происходит разложение гемицеллюлозы совместно с удалением адсорбированной воды. В диапазоне 278–536 °С происходит разложение целлюлозы, лигнина и остальных органических соединений. Как показали результаты работы [4], при температуре карбонизации выше 850 °С поры полученного угля уменьшились, что не выгодно для формирования порового пространства в дальнейшем процессе активации. Поэтому карбонизацию рекомендуется проводить при температурах 500-550 °С.

Карбонизированная рисовая шелуха имеет значение площади удельной поверхности по БЭТ ~200 м²/г и состоит из 55% углерода и 45% золы, основным компонентом которой является диоксид кремния. Для создания благоприятных условий формирования пор при следующей стадий активации, а также для рекуперации диоксида кремния, карбонизированный уголь подвергается выщелачиванию гидроксидом натрия. При этом диоксид кремния реагирует с гидроксидом натрия по реакции 1 и превращается в форму силиката натрия, из которого путем нейтрализации минеральной кислотой получают диоксид кремния. Чтобы определить оптимальные условия процесса выщелачивания была проведена серия экспериментов по исследованию влияния на степень выщелачивания таких параметров как соотношение щелочь/уголь, концентрация щелочи и температура процесса. Результаты экспериментов приведены таблице 1.



Таблица 1

Результаты по выщелачиванию карбонизированной рисовой шелухи

T, °C	C, M	Соотношение щелочь/уголь	Содержание SiO ₂ до отделения, % мас.	Содержание SiO ₂ после отделения, % мас.	Степень отделения, %
100	3	0,3	45	40	11
133	3	0,3	45	15	67
100	6	0,3	45	38	16
133	6	0,3	45	22	51
100	3	0,6	45	36	20
133	3	0,6	45	18	60
100	6	0,6	45	23	48,9
133	6	0,6	45	2	95,6

Из таблицы 1 видно, что при температуре 133 °С, соотношение щелочь/уголь равно 0,6, концентрация щелочи 6М. Степень выщелачивания достигла максимального значения и составила 95,6%. Полученная смесь после выщелачивания подвергается осаждению с последующим фильтрованием и промывкой. Фильтрат обрабатывается минеральной кислотой для осаждения диоксида кремния. Обескремниевая карбонизированная шелуха содержит более 80% С и имеет значение удельной поверхности по БЭТ ~500 м²/г. После этого продукт направляется на стадию активации. В качестве активаторов были использованы углекислый газ и пары воды. Процесс активации описан реакциями (2) и (3). В ходе экспериментов были исследованы влияния таких параметров на значение удельной поверхности полученных углей как температура, расход газа (пара) и время активации. Результаты экспериментов приведены в таблице 2.



Таблица 2

Результаты активации угля, полученного из рисовой шелухи

T, °C	Расход пара воды, л/мин	Время, ч	S _{БЭТ} , м ² /г	T, °C	Расход CO ₂ , л/мин	Время, ч	S _{БЭТ} , м ² /г
700	0.08	1	1113	700	0.1	1	891
850	0.08	1	1345	850	0.1	1	1054
700	0.16	1	1089	700	0.5	1	924
850	0.16	1	1239	850	0.5	1	1097
700	0.08	5	1092	700	0.1	5	780
850	0.08	5	1198	850	0.1	5	1023
700	0.16	5	1198	700	0.5	5	816
850	0.16	5	1102	850	0.5	5	1064

Из таблицы видно, что при одинаковом времени активации и близких значениях расходов пара и газа, обработка при 850 °С дает активированный уголь с более высокими значениями удельной поверхности. Оптимальное время активации – 1 час. Активация с использованием паров воды дает результаты лучше, чем активация углекислым газом. Это может объясняться тем, что из-за особенностей геометрических структур, молекулы углекислого газа имеют тенденцию реагировать с углеродом на поверхности, в то время, как молекулы воды имеют тенденцию реагировать с углеродом в глубине матрицы.

Вывод: можно получить активированный уголь с высоким значением удельной поверхности из рисовой шелухи. Для этого карбонизированная при температуре 500–550 °С шелуха подвергается выщелачиванию гидроксидом натрия при 133 °С, концентрация щелочи – 6М, соотношение щелочь/зола – 0.6. Активация проводилась при температуре 850 °С в течение 1 ч. с расходом паров воды и углекислого газа 0.08 и 0.1 л/мин соответственно. Максимальное значение удельной поверхности полученного угля составляет 1345 м²/г.

Литература

1. Фенелонов В.Б. Пористый углерод. – Новосибирск.: ИК СО РАН, 1995. – 518 с.
2. Kalderis D., Bethanis S., Paraskeva P., Diamadopoulos, E. Production of activated carbon from bagasse and rice husk by a single-stage chemical activation method at low retention times // Bioresource Technology. – 2009. – Vol. 99. – Is. 15. – P. 6809 – 6816.
3. Huaxing Xu, Biao Gao. Nanoporous Activated Carbon Derived from Rice Husk for High Performance Supercapacitor // Journal of Nanomaterials. – 2014. – Vol. 2014. – Article ID 714010.
4. Данг Нян Тхонг, Нгуен Мань Хиеу, Коробочкин В.В. Анализ процесса сжигания сырья в производстве активированного угля // Наноинженерия. – 2014. – №11.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ КАВИТАЦИОННОЙ
ОБРАБОТКИ ТОРФА НА ВЫХОД ГУМИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ**

Л. Ю. Цвирко

Институт природопользования НАН Беларуси, г. Минск, Республика Беларусь

Гидродинамическая кавитационная обработка торфа положительно влияет на выход гуминовых веществ (ГВ), что может быть использовано для обоснования новых технологий химической переработки торфа.

Данные по выходу ГВ из низинного и верхового торфа до и после кавитационной обработки представлены в таблице 1. Эти данные получены при фиксированной продолжительности экстракции гуминовых кислот (ГК), которая обосновывается наибольшим выходом ГВ и ГК из исходного торфа [6]. Для получения сравнительных данных такая же продолжительность экстракции ГК была и из торфа, подвергнутого кавитационной обработке.

Таблица 1

Динамика выхода ГВ, ГК и ФК древесно-тростникового, и магелланикум-торфа, подвергнутых кавитационной обработке в водной среде

Продолжительность кавитационной обработки, мин	ГВ,%	ГК,%	ФК,%	ГК/ФК
Древесно-тростниковый торф				
0 (исходный торф)	31,1	27,4	3,7	7,4
5	40,1	35,5	4,6	7,7
10	41,1	35,8	5,3	6,8
15	42,9	36,7	6,2	5,9
20	31,8	28,0	3,8	7,4
30	30,0	27,4	2,6	10,5
40	58,2	45,3	12,9	3,5
50	54,9	42,1	12,8	3,3
60	55,6	42,7	12,9	3,3
90	54,5	41,8	12,7	3,3
Магелланикум-торф				
0 (исходный торф)	23,9	18,2	5,7	3,2
5	27,1	20,4	6,7	3,0
10	26,7	20,0	6,7	3,0
15	29,2	21,2	8,0	2,7
20	31,2	21,5	9,7	2,2
30	22,7	17,6	5,1	3,5
40	42,0	35,4	6,6	5,4
50	44,7	37,1	7,6	4,9
60	48,5	39,1	9,4	4,2
70	47,7	38,2	9,5	4,0

При извлечении ГВ 2 % NaOH при 96–98 °С наблюдается увеличение выхода ГВ под воздействием кавитационной обработки. Полученные экспериментальные данные показывают, что в верховом торфе выход ГВ увеличивается в 2 раза (с 23,9 до 48,5 %), по сравнению с исходным торфом, в низинном – почти в 1,9 раза (с 31,1

до 58,2 %). В данных исследованиях выход ГВ из низинного торфа был выше, чем из верхового из-за большей степени разложения.

Однако снижение выхода ГВ на некотором этапе в ходе эксперимента объясняется протеканием реакций конденсации продуктов кавитации с образованием нерастворимых соединений. В условиях наших экспериментов протеканию реакций конденсации способствовало также предварительное образование реакционно-способных веществ со свободными радикалами в результате разрыва химических связей в молекулах органических соединений торфа при схлопывании кавитационных пузырьков [6]. В течение следующих 10–20 мин кавитационной обработки торфа выход ГВ снова увеличивается в 1,8–2,0 раза по сравнению с исходным торфом. Образовавшиеся нерастворимые в щелочи ГВ в процессе гидродинамической кавитации снова переходят в раствор, но их количества недостаточно для указанного увеличения выхода из сырья.

Дополнительное количество щелочерастворимых ГВ образуется за счет преобразования нерастворимых в щелочи ГВ негидролизующего остатка [8, 9, 10] в результате кавитационного окисления. Для более детального объяснения данного процесса в таблице 2 приведены результаты проведения группового анализа торфа.

Таблица 2

Изменение группового состава торфа в результате кавитационной обработки (% на ОВ)

Группа органических веществ	Низинный древесно-тростниковый торф		Верховой магелланикум-торф	
	До кавитационной обработки	После кавитационной обработки	До кавитационной обработки	После кавитационной обработки
Водорастворимые вещества	0,4	1,1	0,8	2,0
Гуминовые вещества	31,4	58,3	24,2	48,1
Гуминовые кислоты	27,4	50,2	19,8	41,2
Фульвокислоты	4,0	8,1	4,4	6,9
Легкогидролизующие вещества	16,7	14,8	26,6	23,3
Трудногидролизующие вещества	13,7	12,0	19,8	17,4
Негидролизующий остаток	37,8	13,8	28,6	9,2

Известно, что в составе негидролизующего остатка торфа содержатся ГВ, нерастворимые в щелочи, и предполагается, что это либо промежуточные продукты гумификации с небольшим количеством карбоксильных групп и большими молекулярными массами, либо дегидратированная форма ГК [1, 3–5]. Под воздействием гидродинамической кавитационной обработки сначала окисляются и частично разрушаются высокомолекулярные продукты неполной гумификации растений-торфообразователей, а затем они переходят в щелочной экстракт в виде дополнительного количества ГК.

По некоторым данным [2, 7] содержание лигнина в разных видах торфа колеблется от 5 до 11 % от органического вещества, в том числе в гипновом торфе 5,4 %, сфагновом – 6,0–10,4, осоковом – 9,3–10,7, тростниковом – 7,4–11,2, древесно-осоковом – 7,9–9,4, ольховом – 10,4. При гумификации болотных растений часть лигнина разрушается, часть трансформируется в ГК, и часть накапливается в торфе. Легкодоступная часть превращается в ГВ или разрушается, а труднодоступная часть – аккумулируется в торфе с коэффициентом аккумуляции от 1,4 до 4 в зависимости от вида торфа и степени его разложения [7].

Время экстракции ГВ торфа после гидродинамической кавитационной обработки существенно сокращается. Максимальный выход ГВ торфа после кавитационной обработки отмечался через 45–50 мин экстракции на кипящей водяной бане. Дальнейшего увеличения выхода ГВ торфа после кавитационной обработки во времени не происходит. Выход ГВ исходного верхового торфа происходит медленнее по времени, постепенно достигая своего максимального значения через 120 мин экстракции на кипящей водяной бане.

Значимость результатов исследований состоит в установлении закономерностей превращения ГВ в процессе гидродинамической кавитационной обработки торфа, а также в установлении оптимальных параметров режима кавитационной обработки торфа для увеличения выхода ГВ в 1,8–2,0 раза, что позволит существенно сократить удельные энергозатраты, а также расход сырья и реагентов.

Литература

1. Бамбалов Н.Н. Состав негидролизующего остатка торфяных почв // Почвоведение. – 1994. № 8. – С. 41 – 45.
2. Добромиров В.Е., Барковский А.В. Кавитационные явления в потоке обрабатываемой среды // Модернизация существующего и разработка новых видов оборудования для пищевой промышленности: Сборник научных трудов. Вып. 16. Воронеж. гос. технол. акад. – Воронеж: ВГТА. 2006. – С. 27 – 30.
3. Ершов В.Н. Торфяные почвы / В. Н. Ершов. – М., 1980. – 120 с.
4. Орлов Д.С. Гумусовые кислоты почв и общая характеристика гумификации. – М.: Изд-во МГУ, 1990. – 325 с.
5. Кононова М.М. Органическое вещество почвы. – М.: Изд-во АН СССР, 1963.
6. Соколов Г.А. Влияние гидродинамической кавитации на выход гуминовых веществ из торфа / Г. А. Соколов [и др.] // Вес. Нац. акад. навук Беларусі. Сер. хім. навук. – 2010. – № 4. – С. 112 – 117.
7. Федоткин И.М. Использование кавитации в технологических процессах / И. М. Федоткин, А. Ф. Немчин. – К.: Вища шк., 1983. – 192 с.

8. Цвирко Л.Ю., Бамбалов Н.Н., Соколов Г.А. Динамика выхода водорастворимых и гуминовых веществ из торфа при гидродинамической кавитации // Природопользование. – Минск, 2013. – Вып. 23. – С. 182 – 186.
9. Цвирко Л.Ю. Изменение растворимости и оптических свойств гуминовых веществ в процессе гидродинамической кавитации торфа / Л. Ю. Цвирко, Н. Н. Бамбалов, Г. А. Соколов // Процессы и средства добычи и переработки полезных ископаемых: Материалы Междунар. науч.-техн. конф. «Процессы и средства добычи и переработки полезных ископаемых» Минск, 2012. – С. 89–93.
10. Цвирко Л.Ю. Повышение выхода гуминовых веществ из торфа // Сб. тезисов IV Международной научно-технической конференции «Альтернативные источники сырья и топлива». Минск, 2013. – С. 35.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ИНДЕКСА ШАРОВОГО ИЗМЕЛЬЧЕНИЯ БОНДА

Л.С. Читалов

Научный руководитель доцент В.В. Львов

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Наиболее распространенным процессом для раскрытия минеральных сростков различного сырья является процесс измельчения в мельницах с мелющей средой в виде стальных шаров. Измельчение относится к наиболее затратным и трудоёмким операциям в рудоподготовительном переделе. Капитальные и эксплуатационные расходы на процессы измельчения могут достигать 60-70% от всех расходов фабрики [1]. Потому снижение стоимости этого процесса находит осязаемый отклик на себестоимости продукции. Для решения задачи расчетов на выбор мельниц и их режимов работы наиболее распространен в мировой практике тест Ф. Бонда [3].

Исследование измельчаемости Ф. Бонда широко применяется при определении нагрузок промышленных мельниц и прочностных свойств минерального сырья, однако, проведение теста требует наличие типовой мельницы и значительных трудозатрат на проведение [2]. Делались попытки сопоставить этот метод с классическими теориями периодического измельчения и сократить его. Был осуществлен анализ циклов периодического измельчения, которые составляют основу исследований измельчаемости Ф. Бонда, и представлен математический алгоритм для моделирования этого метода основанный на методике П. Капура [4]. Сущность методики П. Капура заключается в проведении лишь первых двух циклов (1-2 часа) из привычных 7-9 (около 8 часов) и последующую математическую обработку полученных результатов.

Рабочий индекс Бонда по методике Капура рассчитывается по эмпирическому выражению:

$$W_i = K[P_i]^a[-G_2]^b[rM_1]^c[1-r]^d \quad (1)$$

где:

W_i – индекс Бонда, кВт·ч/т;

P_i – размер контрольной ячейки сита, мкм;

G_2 – параметр порционного измельчения во втором цикле, г/об;

r – содержание в исходном питании класса крупнее контрольной ячейки, д.ед;

M_1 – масса исходного питания, г;

K, a, b, c, d – эмпирические коэффициенты

Полученное Капуром результирующее статистическое уравнение:

$$W_i = 1[P_i]^{0,406}[-G_2]^{-0,810}[rM_1]^{-0,853}[1-r]^{-0,099} \quad (2)$$

Коэффициенты K, a, b, c, d из уравнения 2 подобраны методом наименьших квадратов с использованием данных из 18 опытов теста Бонда.

Расчетные значения G (г/об) используемые в методе Капура были выше, чем измеренные значения для мягких руд и ниже, чем измеренные значения для твердых руд, что приводило к завышению вычисляемого индекса при расчетах на мягких рудах и соответственно к завышению индекса на твердых рудах. В связи с этим, коэффициенты было решено подбирать под конкретные типы руд.

Исходными материалами для проведения исследования являлись апатит-нефелиновая руда Хибинского массива, норильская медно-никелевая руда, окисленные железные кварциты (ОЖК) Курской магнитной аномалии (КМА). На этих рудах были проведены полные тесты шаровой измельчаемости, проанализированы их результаты.

Заключительным этапом работы была корректировка эмпирических параметров уравнений методики Капура для выбранного типа руд.

Уравнение для апатит-нефелиновых руд:

$$W_i = 13,93[P_i]^{2,409}[-G_2]^{-0,685}[rM_1]^{-1,638}[r]^{1,126} \quad (3)$$

Уравнение для медно-никелевых руд:

$$W_i = 13,88[P_i]^{-0,007}[-G_2]^{-0,654}[rM_1]^{0,057}[r]^{0,678} \quad (4)$$

Уравнение для ОЖК КМА:

$$W_i = 16,49[P_i]^{0,018}[-G_2]^{-0,124}[rM_1]^{-0,012}[r]^{-0,017} \quad (5)$$

Общее уравнение для трех вышеперечисленных типов руд:

$$W_i = 17,53[P_i]^{0,069}[-G_2]^{-0,668}[rM_1]^{-0,051}[r]^{-0,690} \quad (6)$$

Получены уравнения, которые позволяет рассчитать с высокой степенью сходимости индексы чистой работы Бонда для апатит-нефелиновых, медных и окисленных железных руд проведя только два цикла измельчения, а также общее уравнение для трех типов руд, которое в меньшей степени отражает действительные

значения работы разрушения. Это связано с тем, что особенности отдельных руд не задаются при расчетах никакими параметрами, что снижает точность при использовании одних коэффициентов на различных рудах. Однако, это не является проблемой при потенциальном использовании данной методики на отдельных типах руд.

Таблица 1

Результаты в виде абсолютных отклонений от эталонных значений

№ п/п	Тип руды	Индекс Бонда, кВтч/т	Индекс Бонда по уравнению Капура, кВтч/т	Индекс Бонда после коррекции уравнения Капура, кВтч/т	Абсолютная погрешность, %	
					уравнения Капура	после коррекции уравнения Капура
1	Ап.-неф. руда	14,35	12,79	14,31	1,97	0,27
2	Ап.-неф. руда	13,02	11,17	12,17	7,87	6,54
3	Ап.-неф. руда	11,39	11,35	11,38	4,04	0,02
4	Ап.-неф. руда	13,14	11,42	12,97	4,45	1,33
5	Медная руда	14,59	13,76	14,67	6,54	0,08
6	Медная руда	19,52	17,51	19,51	10,30	0,08
7	Медная руда	18,82	17,21	18,81	8,56	0,08
8	Железная руда	16,59	15,32	16,62	7,66	0,20
9	Железная руда	16,13	14,77	16,17	8,43	0,22
10	Железная руда	16,59	15,12	16,45	8,86	0,87

Таким образом, по мере изменения свойств поступающей на фабрику руды, можно в более короткие сроки проводить тестирование руд по методике Бонда с целью наблюдения динамического изменения индекса чистой работы Бонда, что позволяет своевременно вносить коррективы в существующие режимы работы измельчительного передела обогатительных фабрик.

Литература

1. Современные методики исследований для разработки рациональной технологии рудоподготовки / Федотов К.В., Сенченко А.Е., Куликов Ю. В. // Конгресс обогатителей стран СНГ. – М.: МИСиС, 2011.
2. Андреев Е.Е., Тихонов О.Н. Дробление, измельчение и подготовка сырья к обогащению: Учебник. Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет). – СПб, 2007. – 439 с.
3. Bond F.C. Crushing and grinding calculations. Allis-Chalmers: Allis-Chalmers press., 1961. – 16 p.
4. Kapur P.C. Analysis of the bond grindability test. Institution of Mining & Metallurgy. – 1970. – V.79. – IV. – No. 763. – P. 103 – 107.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ПОРОД****Н. А. Митина***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Горные породы и минералы, имеющие в своем составе элемент магний, весьма распространены. Данные минералы слагают как магматические материнские породы, прошедшие кристаллизацию непосредственно из магматического расплава, так и осадочные породы механогенного происхождения, образовавшиеся как продукты выветривания и метасоматического генезиса ультраосновных пород. Магний – восьмой элемент по содержанию в солнечной системе. В настоящее время известно более 60 минералов, содержащих магний.

В качестве высокомагнезиального сырья широкого использования выступают магнезит $MgCO_3$, брусит $Mg(OH)_2$, дунит, калий-магниевого и хлормагниевого соли, серпентин, тальк, асбест и флогопит, а также магнезиальные силикаты – тремолит, диопсид, энстатит, форстерит. Кроме этого, важными являются породообразующие минералы группы гидратных карбонатов – несквигонит, лансфордит и др., а также ряд основных карбонатов магния с эмпирической формулой $xMgCO_3 \cdot yMg(OH)_2 \cdot zH_2O$ сюда входят гидромагнезит, артинит и др. Месторождения магнезиальных пород распространены по всему миру. [1, 2]

На основе магнезиального сырья получают магнезиальные порошки, по составу являющиеся оксидом магния (MgO) с небольшим количеством примесей. В зависимости от условий термической обработки и качества исходного сырья порошки обладают различными физическими и физико-химическими свойствами и, соответственно, применяются в различных отраслях промышленности.

Наиболее массовым продуктом переработки магнезиального сырья является «намертво» обожженный при температуре более 1000 °С магнезит и на его долю приходится 70-75% мирового производства магнезиальных порошков. Доля каустического магнезита составляет 25-30%, для получения которого магнезиальные породы обжигают при температуре 600-800 °С, плавящего периклаза – 3-5%, получаемого путем обжига до спекания при 1600—1650 °С или электроплавкой природных магнезиальных материалов [3].

Использование магнезиальных материалов определяется их свойствами, приобретенными в процессе термической обработки. Известно, например, что движущей силой процесса спекания является разность свободных поверхностных энергий порошкообразного и компактного материалов, а величина поверхностной энергии пропорциональна удельной поверхности порошков. Периклазовые порошки, прошедшие высокотемпературную обработку и имеющие плотную структуру периклаза, применяются для получения высококачественных огнеупоров для футеровки промышленных высокотемпературных печей сталеплавильного производства.

Термообработка в пределах 500-800 °С предполагает получение высокоактивного оксида магния, способного взаимодействовать с водой и различными другими веществами, что определяет его использование в качестве основного компонента при получении огнеупорного бетона и строительных материалов.

Изменение физических и физико-химических свойств, при нагревании природных магнезиальных материалов имеет большое значение для синтеза новых фаз при получении готовых продуктов, таких как магнезитовые, хромомагнезитовые и шпинелидные огнеупорные материалы, а также композиционные материалы строительного назначения с набором уникальных свойств [4, 5].

Исходя из вышеизложенного, основные физические и физико-химические свойства, такие как: истинная плотность, удельная поверхность и фазовый состав магнезиальных материалов зависит от режима термообработки высокомагнезиального сырья.

В последнее время, в связи с ухудшением экологической ситуации в мире, проблеме выделения углекислого газа в атмосферу уделяют большое внимание. Так по данным Межправительственной группы экспертов по изменению климата (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)) в последние три десятилетия выбросы парниковых газов (CO_2) увеличились в среднем примерно на 2%.

Значительное количество CO_2 выделяется при обжиге сырьевой цементной смеси при температуре 1450 °С, при сжигании топлива в печи, а также при производстве электроэнергии. Цементная промышленность вносит свой вклад (5-8 %) глобальных антропогенных выбросов CO_2 . По сравнению с этим обжиг магнезита $MgCO_3$ и получение магнезиального вяжущего при температуре 700-800 °С выглядит более выгодно.

Для решения глобальной проблемы снижения парниковых газов в атмосфере, в настоящее время, разрабатываются и практикуются следующие мероприятия:

- частичная замена цемента материалами, получаемыми при низком выделении CO_2 ;
- примененке возобновляемых источников энергии и низкоэнергетических методов производства;
- разработка новых составов вяжущих с более низким потреблением энергии и выделением углекислого газа, наиболее хорошим примером таких вяжущих является каустические магнезиальные порошки.

Также разрабатываются различные методы улавливания и безопасного хранения CO_2 . К таким методам относится минеральная карбонизация, включая синтез минералов в результате реакции с углекислым газом магний-кальциевых силикатных пород с образованием гидратированных карбонатов магния. В этой связи

подходящим материалом является высокоактивный каустический магнезит MgO так как он способен поглощать из воздуха CO_2 и связывать его в стабильную прочную форму гидрокарбонатов магния. По нашему мнению, полученные таким образом, гидрокарбонаты магния являются весьма перспективным сырьем для производства материалов на основе магнезиального вяжущего.

Наиболее актуальным в области строительного материаловедения было и остается создание новых универсальных высокоэффективных связующих материалов и изделий на их основе. В направлении достижения этой цели разрабатывается гидравлическое магнезиальное строительное вяжущее.

Магнезиальное вяжущее из каустического магнезита, затворяемого растворами солей магния, является воздушным вяжущим веществом с низким коэффициентом водостойкости вследствие образования водорастворимых продуктов гидратации и твердения-тригидроксихлоридов ($3Mg(OH)_2 \cdot MgCl_2 \cdot 7H_2O$) или тригидроксисульфатов ($3Mg(OH)_2 \cdot MgSO_4 \cdot 8H_2O$) магния. В воде или влажной атмосфере прочность затвердевшего материала резко падает. Поэтому, сфера применения изделий из традиционного магнезиального вяжущего ограничена, вследствие их низкой водостойкости.

Образование водорастворимых соединений, обусловлено применением в традиционных составах магнезиальных вяжущих в качестве затворителей растворов солей хлоридов и сульфатов магния. Идея повышения водостойкости основана на синтезе водонерастворимых соединений. Такой процесс возможен лишь при использовании принципиально новой жидкости затворения. Так, в качестве жидкости затворения предлагается использовать водный раствор бикарбоната магния.

Бикарбонат магния $Mg(HCO_3)_2$ – это соединение, широко распространенное как в природе, так и в различных сферах деятельности человека. Оно входит в состав природных минеральных вод, а также обуславливает жесткость водопроводной воды. Раствор бикарбоната магния, наряду с бикарбонатом кальция, используется в медицине для проведения бикарбонатного диализа при заболеваниях почек [7]. Для этого получают раствор бикарбоната магния с максимальным содержанием бикарбонатных ионов при строгом контроле показателя pH раствора. По этим данным можно сказать, что раствор бикарбоната магния совершенно безвредное, экологически чистое вещество, в отличие от растворов хлорида и сульфата магния.

При взаимодействии каустического магнезита с водным раствором $Mg(HCO_3)_2$ сначала протекает реакция гидратации:



Образовавшийся, гидроксид магния далее взаимодействует с бикарбонатом магния по реакции:



с образованием гидрата гидрокарбоната магния и диоксида углерода, который вступая во взаимодействие с избытком гидроксида магния, образует вторичный БКМ:



Вторичный бикарбонат магния вновь взаимодействует с гидроксидом магния по реакции (2) с образованием новой порции гидрата гидрокарбоната магния, который вместе с гидроксидом магния образует первичные продукты гидратации магнезиального цемента, обеспечивающие его твердение в процессе перекристаллизации первичных коллоидных продуктов в кристаллическое состояние.

Таким образом, в результате протекания последовательных и параллельных реакций (1, 2, 3) в цементном камне образуются две основные кристаллические фазы – гидроксид магния и гидрат гидрокарбоната магния, количественное соотношение между, которыми предопределяется содержанием бикарбоната магния в жидкости затворения. [6] Образовавшиеся кристаллогидраты практически нерастворимы в воде и определяют высокую водостойкость магнезиального камня.

Получив нерастворимые соединения в составе магнезиального камня при твердении его на воздухе, при помещении образцов в воду они не только не разрушаются, а продолжают твердеть с интенсивным набором прочности за счет интенсификации структурообразования в присутствии воды. Тем самым, мы получаем гидравлический магнезиальный вяжущий материал, который способен твердеть не только на воздухе, но в воде, показывая более высокие показатели прочности. Получаемые, свойства магнезиального цемента будут широко использоваться в наружной отделке зданий и сооружений, при устройстве полов во влажных помещениях, при строительстве гидротехнических сооружений.

Литература

1. Высокомагнезиальное минеральное сырье. Под ред. В.П. Петрова. – М.: Наука, 1991. – 336 с.
2. Mark A. Shand The Chemistry and Technology of Magnesia. Hardcover. 2006. P. 266.
3. Сиваш В.Г., Перепелицин В.А., Митюшов Н.А. Плавленый периклаз. – Екатеринбург: «Уральский рабочий», 2001. – 584 с.
4. Галимов Г.Г., Сидоров А.Ю., Никифоров А.А. Исследование влияния разницы температур разложения исходных соединений до оксидов магния и алюминия на интенсивность реакции образования шпинели // Огнеупоры и техническая керамика. - № 9, 2014. – С. 21-26.
5. Зырянова В.Н., Бердов Г.И. Магнезиальные вяжущие вещества их отходов обогащения брусита. // Строительные материалы. - № 4, 2006. – С. 61-64.
6. Лотов В.А., Митина Н.А. Получение водостойкого магнезиального вяжущего. //Техника и технология силикатов, 2010 - т. 17, - № 3. - С. 19-22.

ЗАКЛАДОЧНЫЕ СМЕСИ НА ОСНОВЕ МАГНЕЗИАЛЬНОГО ВЯЖУЩЕГО

А. Э. Авлезова

Научный руководитель доцент Н. А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время основные способы ликвидации вертикальных стволов путем их засыпки отходами строительного-ремонтных работ, перегоревшими породами шахтных отвалов, как показывает практика, не позволяет создавать на месте вертикальных стволов беззасадочный и водоупорный закладочный массив и, как следствие, приводит к возникновению гидрогеологических и экологических проблем. При выборе закладочной смеси учитываются физико-механические и эксплуатационные характеристики, такие как, предел прочности на сжатие и изгиб, плотность, способность к размоканию и выщелачиванию, водостойкость.

Одними из наиболее популярных способов ликвидации вертикальных стволов в современное время являются способы с использованием закладочной смеси на основе вяжущих систем, где используется в основном портландцемент, а также смеси на основе магнезиального и доломитового вяжущих, отвечающие основным требованиям к закладочным материалам [4].

Как альтернативой традиционной закладочной смеси на основе вяжущих систем все большую популярность набирает магнезиальное вяжущее, которое не уступает по характеристикам, а иногда и превосходит их, обладая рядом уникальных свойств. Однако причиной незначительно распространения магнезиальных материалов является их низкая водостойкость, так как магнезиальное вяжущее относится к группе воздушных вяжущих веществ. Связано это с использованием в качестве затворителей растворов солей магния, в результате чего в продуктах взаимодействия получаем водорастворимые соединения, которые при контакте с водой или влажной атмосферой растворяются, разрушая структуру изделия и конструкцию в целом.

Целью настоящих исследований является установление возможности получения водостойкой и экологичной закладочной смеси на основе магнезиального вяжущего для ликвидации вертикальных стволов. Для достижения цели необходимо решить основную задачу – повышение водостойкости магнезиального вяжущего, что достигается путем синтеза водонерастворимых продуктов взаимодействия каустического магнезиального порошка и затворителя.

Сотрудниками ТПУ были проведены исследования по получению водостойких магнезиальных вяжущих с использованием раствора бикарбоната магния [2]. При взаимодействии каустического магнезита с водным раствором $Mg(HCO_3)_2$ сначала протекает реакция гидратации:



Образовавшийся гидроксид магния далее взаимодействует с бикарбонатом магния по реакции:



с образованием гидрата гидрокарбоната магния и диоксида углерода, который вступая во взаимодействие с избытком гидроксида магния, образует вторичный БКМ:



Вторичный бикарбонат магния вновь взаимодействует с гидроксидом магния по реакции (1.2) с образованием новой порции гидрата гидрокарбоната магния, который вместе с гидроксидом магния образует первичные продукты гидратации магнезиального цемента, обеспечивающие его твердение в процессе перекристаллизации первичных коллоидных продуктов в кристаллическое состояние.

Таким образом, в результате протекания последовательных и параллельных реакций (1, 2, 3), в цементном камне образуются две основные кристаллические фазы – гидроксид магния и гидрат гидрокарбоната магния, количественное соотношение между которыми предопределяется содержанием бикарбоната магния в жидкости затворения. [3] Образовавшиеся кристаллогидраты практически нерастворимы в воде и определяют высокую водостойкость магнезиального камня [1].

В работе в качестве исходных каустических магнезиальных порошков использовались каустический магнезит марки ПМК-75 на основе магнезитовой породы Савинского месторождения (Иркутская обл.) с содержанием активного MgO 75,64 масс. % соответственно (табл.1). Данные материалы были получены обжигом указанных магнезиальных пород при температуре 800°C на предприятии ООО «Сибирские порошки» (г. Иркутск).

Таблица 1

Химический состав исходных и прокаленных магнезиальных пород

Материал	Содержание оксидов, масс. %							
	MgO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO	Fe ₂ O ₃	MnO	Δ m _{np}	Сумма
Магнезит Савинского месторождения								
исходный	46,88	1,60	0,59	0,85	0,80	0,29	50,26	101,27
прокаленный при 800 °С	75,64	3,18	-	4,24	-	-	16,94*	100

В качестве затворителя был использован водный раствор бикарбоната магния с концентрацией 13-19 г/л, который получали искусственной карбонизацией суспензии каустического магнезиального порошка в автоклаве при давлении CO_2 . В качестве наполнителей использовали базальт и доломит фракцией 0-5мм.

Для исследования влияния отдельных компонентов готовились композиции с конкретным наполнителем. Формовались образцы-кубики, которые твердели в течение 28 сут в разных средах: на воздухе, в

воздушно-влажной среде (в камере нормального твердения) и в воде. Результаты испытаний представлены в таблице 2 и 3.

Таблица 2

Состав и характеристики образцов закладочных смесей на основе базальта

Шифр состава	Состав смеси, %		Плотность, кг/м ³			Прочность при сжатии, МПа			Коэффициент водостойкости
	вяжущее	заполн.	воздух	возд.-вл. среда	вода	воздух	возд.-вл. среда	вода	
Б10	10	90	1,626	1,615	1,799	1,45	1,9	2,2	1,51
Б20	20	80	1,74	1,795	1,79	3,5	8,7	7,6	2,17
Б30	30	70	1,75	1,855	1,785	4,4	7,45	9,1	2,07
Б40	40	60	1,788	1,834	1,81	11,3	17,1	17,1	1,51
Б50	50	50	1,652	1,605	1,78	10,4	17,2	17,5	1,68
Б60	60	40	1,705	1,725	1,73	15,7	20,9	21,2	1,35
Б70	70	30	1,651	1,673	1,79	15,7	22,9	22,2	1,41
Б80	80	20	1,581	1,703	1,78	19,4	27,9	31,5	1,62
Б90	90	10	1,642	1,775	1,802	21,3	30,6	32,5	1,53

Исследования свойств закладочных смесей при затворении раствором бикарбоната магния показали, что прочностные характеристики образцов на основе каустического магнезита с доломитом в качестве наполнителя имеют более высокие значения, по сравнению с образцами на основе каустического магнезита с базальтом в качестве наполнителя. При твердении в воде прочность образцов выше по сравнению с образцами, твердеющими на воздухе.

Таблица 2

Состав и характеристики образцов закладочных смесей на основе доломита

Шифр состава	Состав смеси, %		Плотность, кг/м ³			Прочность при сжатии, МПа			Коэффициент водостойкости
	вяжущее	заполн.	воздух	возд.-вл. среда	вода	воздух	возд.-вл. среда	вода	
Д10	10	90	1,93	1,79	1,86	1,9	5,2	5,2	2,73
Д20	20	80	1,79	1,85	1,83	7,9	11,5	13,2	1,67
Д30	30	70	1,78	1,91	1,83	12,8	13,5	13,5	1,05
Д40	40	60	1,81	1,83	1,84	14,8	22,4	23,8	1,61
Д50	50	50	1,58	1,69	1,69	16,4	18,9	25,0	1,52
Д60	60	40	1,63	1,68	1,74	18,1	20,5	25,4	1,40
Д70	70	30	1,63	1,65	1,67	18,5	21,3	25,4	1,37
Д80	80	20	1,60	1,67	1,66	19,0	26,9	27,2	1,43
Д90	90	10	1,55	1,66	1,68	22,4	30,3	30,4	1,36

Полученная в ходе исследования закладочная смесь на основе магнезиального вяжущего относится к твердеющим закладочным материалам с относительно низкими требованиями по пределу прочности на сжатие (не менее 2МПа). По данным таблицы 3 образцы закладочных смесей на основе доломита с содержанием 10-30% магнезиального вяжущего имеют прочность на сжатие от 5 до 13 МПа, что удовлетворяет и превосходит условие минимального значения предела прочности и способствует значительной экономии достаточно дорогостоящего магнезиального вяжущего. При использовании в качестве наполнителя базальтовой крошки необходимое и достаточное содержание вяжущего компонента составляет 20-30 % при соответствующей прочности при сжатии от 3,5 до 9,1 МПа. Увеличение содержания магнезиального вяжущего в составе закладочных смесей приводит к увеличению прочности при сжатии, что показывает возможность их использования в ответственных конструкциях геологического комплекса.

Коэффициент водостойкости закладочных смесей составляет: с использованием доломита в качестве наполнителя от 1,05 до 2,73; базальта от 1,35 до 2,17.

Кроме водостойкости, затвердевшие закладочные смеси указанных составов обладают высокой экологичностью, так как продукты взаимодействия имеют химический состав аналогичный природным соединениям гидромагнезитовых пород, образующихся как сопутствующая порода магнезиальных месторождений.

Литература

1. Краткий справочник по химии. Киев: Наукова думка. 1974. С. 156-159.
2. Лотов В.А., Митина Н.А. Получение водостойкого магнезиального вяжущего. //Техника и технология силикатов, 2010 - т. 17, - № 3. - С. 19-22.
3. Патент РФ 2404144 Магнезиальное вяжущее / Лотов В.А, Лотова Л.Г.; Заявл. 31.07.2009. Опубл. 20.11.2010. Бюл. № 32.
4. Циганек И.(ВШБ, Чехия), Ярембаш И.Ф. Выбор закладочного материала ликвидируемых вертикальных стволов. Острава. 1993.

**ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОЛУЧЕНИЯ ФЕРРОСПЛАВА ИЗ
КРЕМНИЙ-АЛЮМИНИЙСОДЕРЖАЩЕЙ ОПОКИ**

Д. Д. Аманов

Научный руководитель, старший преподаватель, доктор PhD Г. М. Сержанов
*Южно-Казахстанский Государственный университет им. Мухтара Ауезова, г.
Шымкент, Казахстан*

Основным кремнийсодержащим материалом при производстве ферросилиция являются кварциты. Технология получения ферросилиция из кварцита в присутствии кокса и железной стружки сейчас дошла до определенного технологического предела. Улучшение технологии, может быть связано, с увеличением скорости процесса восстановления кремния. С этой целью в качестве кремний содержащего материала предлагается использовать опоку, материал особенностью которого является то, что оксид кремния в ней находится не только в кристаллическом, но и до 90% в аморфном состоянии. Аморфный SiO_2 обладает менее отрицательной энергией Гиббса, в сравнении с кристаллическим SiO_2 ($\Delta G^{\circ}_{293\text{аморф}} = -202.83$ ккал/моль, $\Delta G^{\circ}_{293\text{крист}} = -204.75$ ккал/моль). Учитывая также дефектность структуры аморфного SiO_2 , следует ожидать повышенную реакционную способность аморфного SiO_2 , при получении из него ферросплавов.

Цель настоящей работы заключается в исследовании возможности получения комплексного ферросплава, содержащего Al и Si, из опоки Дарбазинского месторождения (Казахстан), содержащей 77,8 % $\text{SiO}_{2(\text{аморф})}$, 11,6 % Al_2O_3 , 3,4 % Fe_2O_3 , 1,6 % CaO, 1,5 % MgO, 0,5 % TiO_2 , 1,5 % CaSO_4 . Исследовано влияние температуры и углерода на степень распределения элементов в системе опока-углерод-железо. Исследование проведено методом термодинамического моделирования с использованием программного комплекса HSC 5.1 основанного на принципе минимизации энергии Гиббса.

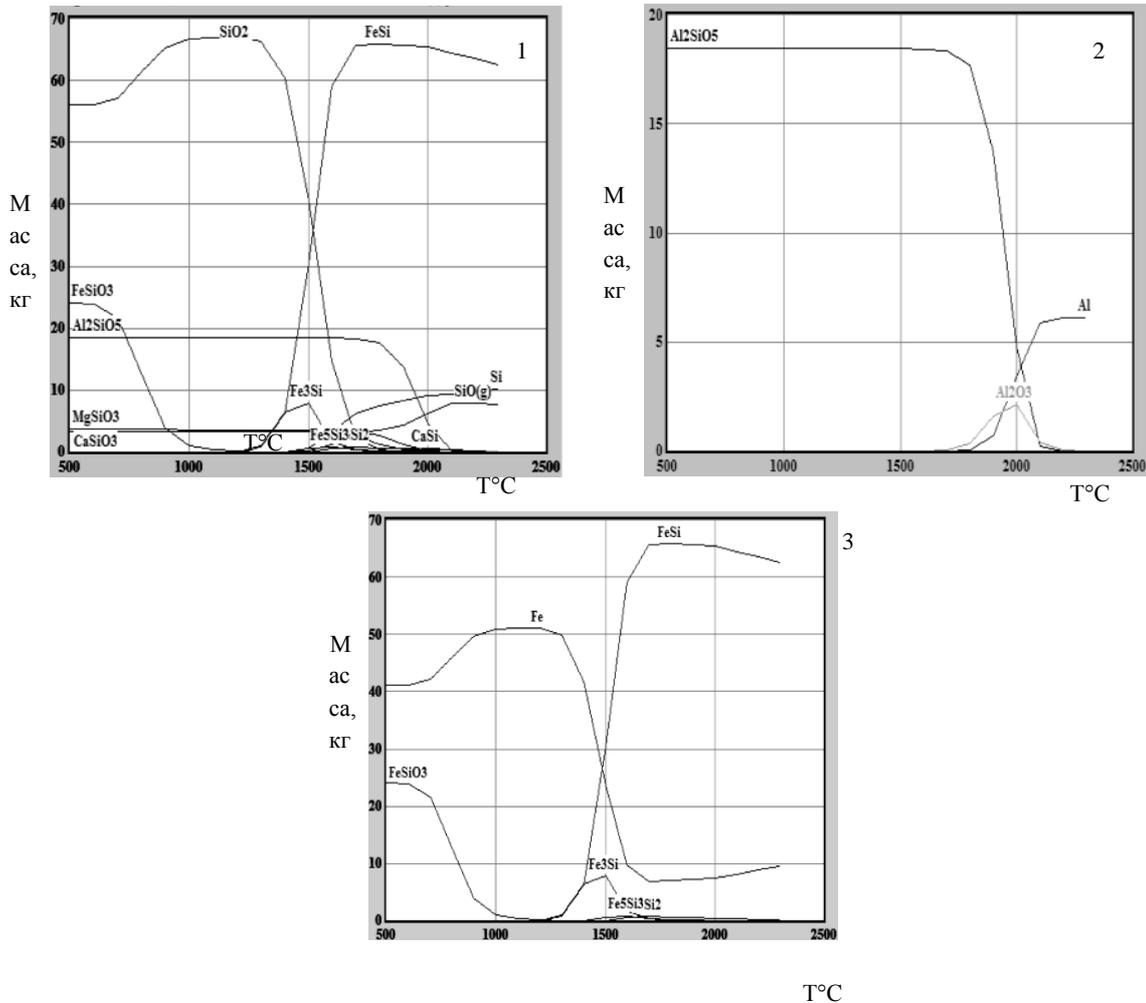


Рис. 1 Влияние температуры на количественное образование веществ в системе опока-углерод-железо
1 – кремнийсодержащие вещества, 2 – алюминийсодержащие вещества, 3 – железосодержащие вещества

На рисунке 1 приведена первичная информация о влиянии температуры (от 500 до 2300 °С) на количественное распределение веществ, содержащих кремний, алюминий и железо при содержании 42 %

углерода от массы опоки (т.е. при 100% от теоретически необходимого количества углерода для полного восстановления кремния, алюминия, железа) и давления 0,1 Мпа.

Из рисунка 1 следует, что основными кремнийсодержащими веществами, в которые переходит кремний являются SiO_2 , FeSiO_3 , Al_2SiO_5 , CaSiO_3 , MgSiO_3 , Fe_3Si , FeSi , Si , SiO , а алюминийсодержащие соединения – Al_2O_3 , Al_2SiO_5 и Al . Железо в системе представлено в виде Fe , силицидов железа, и FeSiO_3 . Результаты расчетов показывают что кремний восстанавливается и переходит в силициды при температуре более 1300°C . Причем основным веществом, в который переходит кремния, является FeSi . Побочным (нежелательным) продуктом восстановления кремния является газообразный SiO , который, формируется в системе при $T \geq 1500^\circ\text{C}$. Алюминий в системе начинает восстанавливаться при $T \approx 1800^\circ\text{C}$, а полностью он восстанавливается при температуре 2100°C .

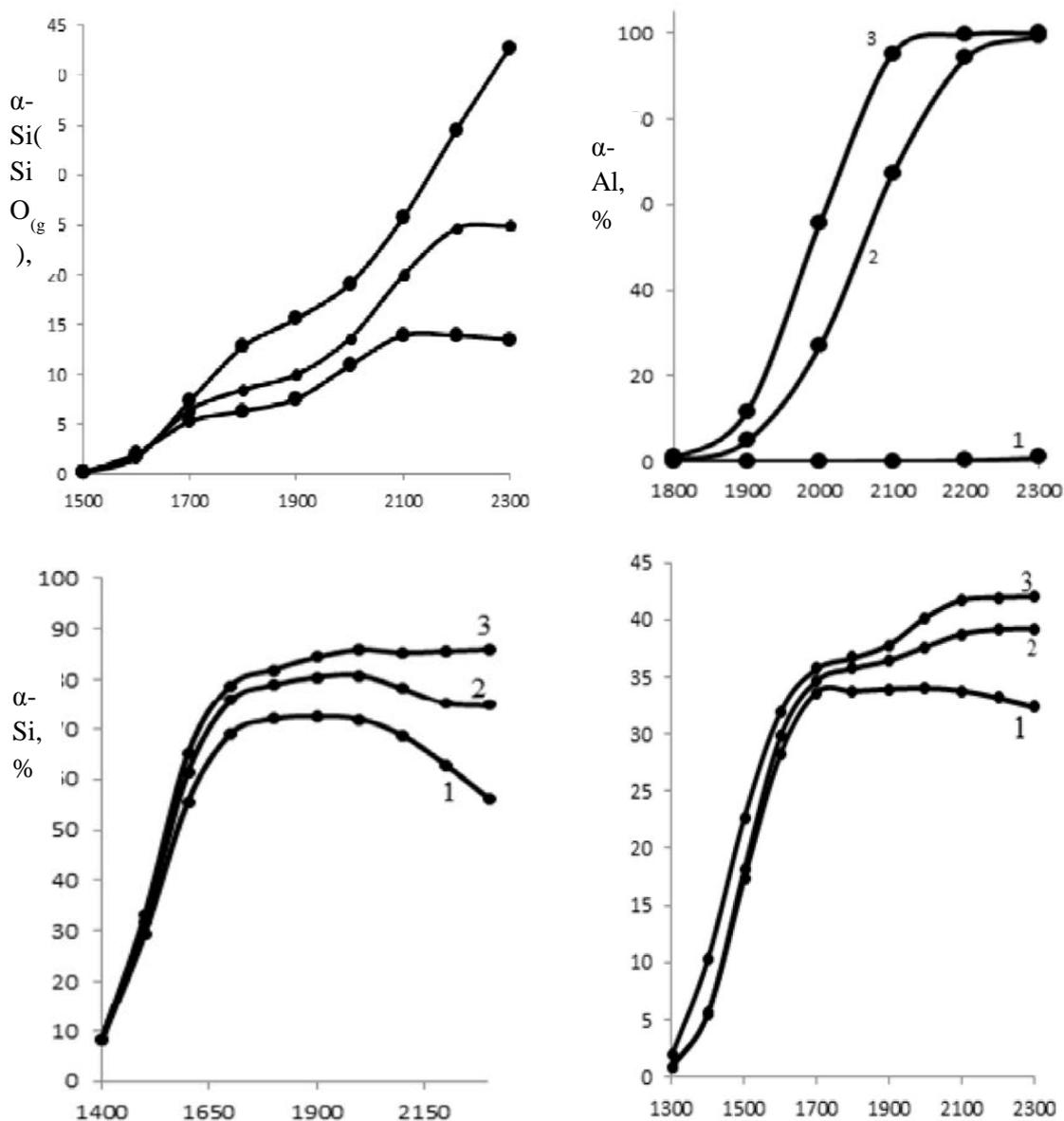


Рис. 2 Влияние температуры и углерода на фазовые переходы
1-30 % C; 2-36 % C; 3-42 % C

На основании этого материала исследовано влияние температуры и количества углерода на равновесную степень перехода кремния и алюминия в ферросплав. Найдено что при увеличении углерода от 30 до 48 % от массы опоки степень перехода кремния в ферросплав в виде Si , FeSi , FeSi_2 , Fe_3Si возрастает от 72 до 91 % при $1800\text{-}2000^\circ\text{C}$ (рисунок 2). Полученный комплексный ферросплав – ферросиликоалюминий содержит до 42 % в сумме Si и Al (рисунок 2), в том числе Al – 6-7,2 %.

**ПЕРСПЕКТИВЫ КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ
СЕВЕРСКОЙ ТЭЦ**

А. М. Ваганов

Научный руководитель, профессор С. И. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопросы экологии и экономики использования твердых органических топлив, для получения тепловой и электрической энергии, а также утилизация продуктов их сжигания становятся все более актуальными не только в масштабах нашей страны, но и в мировой практике.

Образование отходов производства, в частности, золошлаковых отходов, формирует ряд трудностей. Одна из основных – это нарушение состояния окружающей среды. К тому же, золоотвалы с течением времени, истощаются в плане размещения на них новых отходов. По предварительной оценке масса отходов, находящихся на территории золоотвала №2 Северной ТЭЦ – около 20 млн. тонн.

Решением данной проблемы является полная комплексная переработка золошлаков с получением группы строительных материалов, извлечением ряда ценных элементов, накопленных углями в ходе геологической истории их формирования, таких как цирконий, иттрий, редкоземельные и другие металлы, имеющие высокую цену и стабильный спрос на мировом рынке. Например, развитие редкоземельной промышленности в последние годы характеризуется устойчивыми высокими темпами. Это объясняется постоянным расширением сферы применения соединений редких, в том числе редкоземельных элементов, потребителями которых в последнее время стали металлургия, электроника, производство магнитов, керамики, люминесцентных материалов.

Золошлаки золоотвала №2 Северной ТЭЦ, могут использоваться, для дорожно-строительных работ, для производства пеногазобетона, силикатного кирпича. Золошлаковые материалы могут замещать такое сырье как песок (в т. ч. мелкофракционный), керамзит, щебень.

Золошлаковые отходы Северной ТЭЦ, образующиеся в процессе сжигания углей Кузнецкого бассейна, могут рассматриваться, в качестве потенциального источника редких элементов. В кузнецких углях установлены высокие, в ряде случаев возможно промышленно значимые концентрации редких металлов [1, 3]. Наличие большого спектра ценных и токсичных элементов, с одной стороны, оказывает отрицательное экологическое воздействие на окружающую среду, а с другой – может стать потенциальной сырьевой базой региона. Поэтому необходимо провести ряд исследований, направленных на оценку ресурсов и разработку малоотходной технологии извлечения ценных компонентов из продуктов сжигания углей Северной ТЭЦ [4].



Рис. 1. Золоотвал Северной ТЭЦ (скриншот из Google Maps)

Магнитная сепарация золы угля Кузнецкого бассейна показала, что отчетливо выделяется группа элементов, преимущественно накапливающаяся в магнитной фракции. Это, в первую очередь, железо, никель, кобальт и молибден. Содержание элементов в этой фракции достигает уровня промышленных концентраций в собственных месторождениях [5]. Содержание Fe в золошлаках составляет около 5%. Соответственно, общая масса Fe в золоотвале приблизительно 1 млн. т. Учитывая выход металла в магнитную фракцию, методом магнитной сепарации может быть добыто около 500 тыс. т. Fe.

Кроме того, переработка золошлаков в ряде случаев позволяет извлекать ряд благородных и редких металлов [3]. Стоит отметить, что благородные металлы (Ag, Au) концентрируются в немагнитной фракции.

Комплексная переработка золошлаков Северской ТЭЦ позволит решить ряд важных народохозяйственных и экологических проблем как для г. Северска, так и для региона в целом. Среди них:

- Улучшение экологической обстановки
- Применение инноваций в строительной индустрии
- Появление высокопроизводительных рабочих мест
- Доступ к большим объемам дешевого минерального сырья для дорожного строительства и строительной индустрии в целом.

Современное состояние и развитие технологических способов обогащения и извлечения элементов из вторичного минерального сырья позволяет оптимистично оценивать перспективы переработки накопленных и образующихся минеральных отходов, содержащих ценные благородные, редкие и редкоземельные компоненты. Золошлаковые материалы, накопленные на Северской ТЭЦ, содержащие редкие элементы, могут быть использованы для создания соответствующей сырьевой базы в Томском регионе.

Литература

1. Арбузов С.И., Ершов В.В., Поцелуев А.А., Рихванов Л.П. Редкие элементы в углях Кузнецкого бассейна. – Кемерово, 1999. – 248 с.
2. Леонов С.Б., Федотов К.В., Сенченко А.Е. Промышленная добыча золота из золошлаковых отвалов тепловых электростанций // Горный журнал, 1998, №5. – С. 67-68
3. Нифантов Б.Ф., Артемьев В.Б., Ясюченя С.В., Анферов Б.А., Кузнецова Л.В. Геохимическое и геотехнологическое обоснование новых направлений освоения угольных месторождений Кузбасса. Т.1. Геология. – Кемерово: Издательство Горное дело, 2014. – 536 с.
4. Поцелуев А.А., Арбузов С.И., Рихванов Л.П. Микроэлементы в золах каменных углей и перспективы их комплексного извлечения. // Природный комплекс Томской области. Т.1. Геология и экология. – Томск: Издательство ТГУ, 1995. – С. 260-268.

ПОЛУЧЕНИЕ ПЕНОСТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО КРЕМНЕЗЕМИСТОГО СЫРЬЯ

А. Ю. Волкова

Научный руководитель, профессор О. В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, Российская промышленность выпускает теплоизоляционные материалы и изделия в большом объеме, причем разнообразного ассортимента – в зависимости от вида используемых сырьевых материалов и эксплуатационного назначения изделий. Одним из эффективных теплоизоляционных материалов, обладающим рядом преимуществ перед другими видами теплоизоляции, является гранулированное пеностекло. Пеностекло представляет собой пористый силикатный материал, который обладает не только низкой теплоизоляционной способностью, но и отличается негорючестью и экологической безопасностью. На сегодняшний день наиболее известным мировым производителем гранулированного пеностекла является немецкая компания Dennert Poraver. Производство пеностекла Poraver основано на использовании в качестве исходного сырья вторичного стеклобоя. Такая технология в России имеет ограничения, так как имеется дефицит стеклобоя, из-за отсутствия централизованного сбора отходов стекла у населения. Дополнительная варка стекла специального состава только увеличит стоимость и так недешевого материала. Поэтому одним из актуальных вопросов производства пеностекла, является расширение его сырьевой базы за счет доступных распространённых материалов природного и техногенного происхождения. При этом технология получения пеностекла должна разрабатываться с учетом снижения энергозатрат.

Задача данного исследования – получение гранулированного теплоизоляционного материала по технологии низкотемпературного вспенивания, без предварительной варки стекла и использования стеклобоя. В качестве исходного сырья выбраны кремнеземистые материалы. Природное кремнистое сырье рассматривается, на примере: трепела Потанинского месторождения, техногенное кремнистое сырье – микрокремнезем Братского завода ферросплавов. Характеристика материалов приведена в таблице 1 и 2, химический состав в таблице 3.

Таблица 1

Гранулометрический состав и физико-химические характеристики микрокремнезема

Гранулометрический состав								
Размер частиц, мкм	менее 0,1	0,1-0,2	0,2-0,4	0,4-1,0	1,0-10	10-50	50-100	более 100
Содержание, масс. %	8,5	34,5	30,0	8,0	2,5	1,0	5,0	11,0
Физико-химические характеристики								
Содержание SiO ₂ , %		Средний размер частиц, мкм	Насыпная плотность, т/м ³	Истинная плотность, т/м ³	Гидравлическая активность, мг CaO/г	Водопотребность, %		
В сплавах	В отходах							
97...98	92...93	0,2	0,15	2,16	102	42		

Дополнительным компонентом шихты, выбран гидроксид натрия, что обусловлено необходимостью снижения температуры вспенивания до 800°C – 850 °C. Технология получения пеностекла на основе, выбранных

Материалов, является одностадийной и исключает энергозатратную стадию варки стекла, сокращает процесс получения пеностеклокристаллического материала. Технология получения гранулированного пеностекла включает стадию гранулирования шихты, сушки гранул и их последующего вспенивания.

Производство пеностекла основано на направленном синтезе гидратированных полисиликатов из кремнеземистого сырья, с последующей термической обработкой полуфабриката. Концентрационную область составов определяли исходя из следующих требований:

- количество стеклообразователей ограничено интервалом 60 – 75 масс. %, что позволяет составам быть высокоустойчивыми к стеклообразованию; количество оксида щелочного металла ограничено интервалом 13 – 22 масс. %;
- количество расплава должно быть не менее 70 %, а его вязкость достаточной для формирования пены; граничная температура не должна превышать 900 °С.

Таблица 2

Гранулометрический состав и физико-химические характеристики трепела, % (масс)

Гранулометрический состав						
№ п/п	№ пробы	Содержание фракций, %				
		>0,063мм	0,063-0,01мм	0,01-0,005мм	0,005-0,001мм	<0,001мм
1	трепел неактивированный	3,85	19,79	10,12	27,00	39,24
2	трепел активированный	0,85	18,35	6,64	26,40	47,76
Физико-химические характеристики						
Истинная плотность, кг/м ³	Средняя плотность, кг/м ³	Воздушная усадка, %	Огневая усадка, %	Коэффициент разрыхления	Огнеупорность, °С	
1400-1600	800-1000	5-7	3-7	1,6	1380-1510	

Составы шихт, отвечающие данным требованиям, приведены в таблице 4.

Саморазогрев увлажненной шихты до 80 °С, обеспечивает протекание физико-химических процессов уже на стадии приготовления шихты и ее гранулирования, за счет взаимодействия щелочного компонента с аморфной кремнеземистой составляющей с образованием гелеобразных гидросиликатов натрия. Процессы силикатообразования, протекающие при гранулировании, соответствуют следующей реакции.

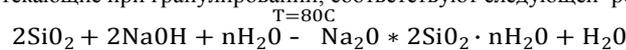


Таблица 3

Химический состав материалов

Наименование материала	Содержание оксидов, масс. %							
	SiO ₂	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O	TiO ₂	ппп
Братский микрокремнезем	91,7	0,4	0,5	1,2	-	-	-	2,0
Трепел Потанинский	76,16	4,1	7,52	1,05	0,75	-	-	8,73
Едкий натр	-	-	-	-	-	46	-	54

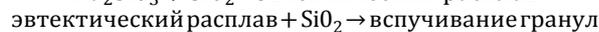
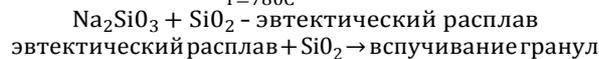
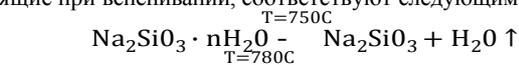
На стадии вспенивания повышение температуры нагрева гранулированного материала до 750 °С, приводит к процессам силикатообразования дисиликата натрия, за счет дегидратации кристаллогидратов дисиликата натрия, образующихся из коллоидных гидросиликатов натрия на стадии сушки до (200 °С) сформированных гранул. Стадия стеклообразования при вспенивании гранулированного материала протекает постадийно: сначала за счет плавления эвтектики происходит образование первичного расплава в количестве 55 %; затем, на втором этапе, при температуре вспенивания, происходит растворение в первичном расплаве остаточного аморфного кремнезема. Это обуславливает образование натрийсиликатного расплава в количестве 85 %, который при охлаждении гранулы затвердевает в виде стеклофазы.

Таблица 4

Состав шихт

Обозначение шихты	Содержание компонентов шихты, масс. %			
	микрокремнезем	щелочь	трепел	вода
ПС1		23,08	76,92	6,26
ПС2	7,69	23,08	69,23	4,61
ПС3	15,38	23,08	61,54	4,61
ПС4	23,07	23,08	53,85	2,31
ПС5	30,77	23,08	46,15	2,31
ПС6	38,46	23,08	38,46	2,31

Процессы, проходящие при вспенивании, соответствуют следующим реакциям.



При вспенивании происходит формирование в поровом пространстве и в межпоровых перегородках армирующего каркаса. Основные физико-механические характеристики материала, полученного из

разработанных составов, приведены в таблице 5. Согласно полученным результатам видно, что материал отличается повышенной механической прочностью и относительно невысоким значением водопоглощения.

Таблица 5

Основные физико-механические свойства материала, полученного из стеклогранулята

Образец	Фракция, мм	режим вспенивания		предел прочности на сжатие, МПа	плотность, кг/м ³	водопоглощение, %
		температура, °С	выдержка, мин			
ПС1	5-10	870	10	0,9	420	7,19
	2,5-5			1,3		
	1-2,5			1,9		
ПС2	5-10	870	10	1,91	415	8,12
	2,5-5			2,34		
	1-2,5			2,95		
ПС3	5-10	850	10	1,91	400	8,10
	2,5-5			2,65		
	1-2,5			3,29		
ПС4	5-10	830	10	2,22	385	8,21
	2,5-5			2,91		
	1-2,5			3,98		
ПС5	5-10	830	10	1,91	382	8,17
	2,5-5			2,68		
	1-2,5			3,29		
ПС6	5-10	830	10	1,91	380	8,54
	2,5-5			2,68		
	1-2,5			3,29		

Таким образом, предложенная одностадийная технология получения пеностеклового материала и разработанные составы, позволяют снизить энергозатраты производства и расширить сырьевую базу.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛУСУХАРНОГО БОРОВИЧСКО-ЛЮБЫТИНСКОГО КАОЛИНА В ТЕХНОЛОГИИ ПЛОТНОСПЕЧЕННОЙ АЛЮМОСИЛИКАТНОЙ КЕРАМИКИ

Л. П. Говорова, Н. П. Потапова, М. А. Бурыхина, А. С. Киснер

Научный руководитель, профессор Т. В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, в технологиях алюмосиликатных керамических материалов актуален вопрос использования отечественного огнеупорного глинистого сырья.

Одним из наиболее распространенных и потребляемых глинистых материалов, в керамической промышленности, считается каолин и каолиновые огнеупорные глины, используемые при производстве огнеупоров, электротехнического и бытового фарфора и других керамических изделий с белым или светлоокрашенным черепком.

Хотя, каолины лучших сортов отвечают предъявляемым требованиям керамической промышленности, однако их выпуск, к сожалению, весьма незначителен и не удовлетворяет потребностям отечественной керамической промышленности в полном объеме. Это обуславливает необходимость дополнительного исследования свойств известного отечественного огнеупорного глинистого сырья, с целью установления путей и способов их улучшения.

Целью настоящей работы являлось комплексное исследование каолинов Боровичско-Любытинского месторождения (Новгородская обл.).

В качестве объектов исследования использовались три пробы каолина - КБЛП-1, КБЛП-2 и КБЛП-3.

Макроскопический анализ свидетельствует о некоторой степени сухарности данного глинистого сырья, которая в перспективе будет осложнять процесс спекания такого глинистого сырья [1].

Исследование гранулометрического состава исследуемых проб пипеточным методом, свидетельствует о том, что по содержанию тонкодисперсной фракции (размером менее 1 мкм) более 60%, они относятся к группе высокодисперсного глинистого сырья [2].

Данные химического анализа (таблица 1), свидетельствуют о том, что в зависимости от содержания Al₂O₃ в прокаленном состоянии, согласно ГОСТ 9169 -75, исследуемая проба КБЛПС-1 по химическому составу, представляет собой, промежуточный тип между высокоглиноземистым и высокоосновным глинистым сырьем со средним содержанием красящих оксидов (более 4%) и невысоким содержанием щелочных (менее 0,5 масс. %) и щелочно-земельных (менее 1 масс. %) оксидов.

Специфика зернового и химико-минералогического составов определяет технологические свойства исследуемого каолина: мало и умеренную пластичность (число пластичности по Аттербергу – 5,7 – 9,3), низкую чувствительность к сушке (коэффициент чувствительности к сушке по Носовой – 0,3 - 0,5).

Таблица 2

Химический состав исследуемых сырьевых компонентов

Шифр пробы	Содержание оксидов, масс. %								
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	TiO ₂	Fe ₂ O	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	Δm _{прк}
КБЛПС-1	42,61	38,80	2,26	0,75	0,17	0,70	0,22	0,13	14,36
КБЛПС-2	45,70	34,96	1,92	2,06	0,11	0,68	0,17	0,19	14,21
КБЛПС-3	48,93	33,40	1,76	0,63	0,15	0,68	0,21	0,19	14,05

Оценка спекаемости боровичско-любытинских каолинов (на образцах пластичного формования) показала, что из трех исследуемых проб, только одна проба КБЛПС-1 спекается при температуре 1450°C до значений водопоглощения на уровне 2 масс.%, а пробы КБЛПС-2 и КБЛПС-3 не спекаются вплоть до 1600°C.

Из керамических свойств, заслуживает особого внимания способность изделий пластичного формования, обеспечивать механическую прочность при обжиге.

Оценка способности образовать прочные структуры в процессе спекания исследуемыми сырьевыми материалами показала, что образцы пластичного формования из всех исследуемого проб даже при температуре 1550-1600°C обладают невысокими прочностными характеристиками (не более 42 - 44 МПа).

Количественная оценка фазового состава продуктов обжига исследуемых глин показала, что особенность процессов, протекающих при обжиге боровичских каолинов, состоит в сохранении рефлексов кварца вплоть до 1400°C, а также образование большого количества кристобалита (до 30 – 35 масс.%), что может явиться одной из причин низкой прочности формованных образцов. Поэтому одним из путей повышения прочностных характеристик изделий на основе данного каолинов является подшихтовка их глиноземистыми добавками, нейтрализующими процесс кристаллитизации за счет связывания кремнезема, выделяющегося из структуры каолинита, во вторичный муллит.

С целью исследования возможности упрочнения боровичских каолинов, использовались добавки высокожелезистых бокситов от 20 до 50 масс.%. Химический состав используемых бокситов приведен в таблице 2.

Таблица 2

Химический состав исследуемых высокожелезистых бокситов

Шифр пробы	Содержание оксидов, масс. %								
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	TiO ₂	Fe ₂ O	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	Δm _{прк}
Боксит 1	9,50	51,97	2,29	22,12	0,41	1,30	0,33	0,04	11,58
Боксит 2	17,62	47,80	2,73	13,88	1,80	1,25	0,22	0,06	14,23

Оценка расчетным способом, химического состава исследуемых композиций боровичских каолинов с добавками бокситов позволила выделить области их расположения в системе R - Al₂O₃ - SiO₂ (рисунок 1).

Установлено, что добавка к боровичскому каолину марки *КБЛПС-1* высокожелезистого (с содержанием оксида железа до 25 масс.%, в прокаленном состоянии) боксита в количестве 10 - 30 масс.%, обеспечивает повышение суммарного содержания оксида алюминия Al₂O₃ от 46,7 до 49,5%, а суммарного содержания Fe₂O₃ и TiO₂ – от 6,0 до 11,0 масс.% соответственно. Добавка к каолину *КБЛПС-2* данного боксита в количестве 20 - 30 масс.% повышает суммарное содержание оксидов TiO₂ и Fe₂O₃ – до 9 - 11,5 масс.%.

Оценка влияния количественного содержания бокситов, на процесс упрочнения боровичских каолинов, проводилась путем обжига образцов полусухого прессования, сформованных под давлением 15 МПа, в температурном интервале от 1400 до 1450°C с выдержкой при конечной температуре в течение 1 ч. Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3

Оптимальные технологические параметры процесса упрочнения боровичских каолинов добавками высокожелезистых бокситов

Каолин	Добавка боксита, масс. %	Температура обжига, °C	Водопоглощение, %	Прочность на сжатие, МПа
<i>добавка боксита 1</i>				
КБЛПС-1	30	1400	3,4	111
КБЛПС-2	30	1400	2,6	123
<i>добавка боксита 2</i>				
КБЛПС-1	50	1400	4,6	130
КБЛПС-2	40	1450	2,9	117

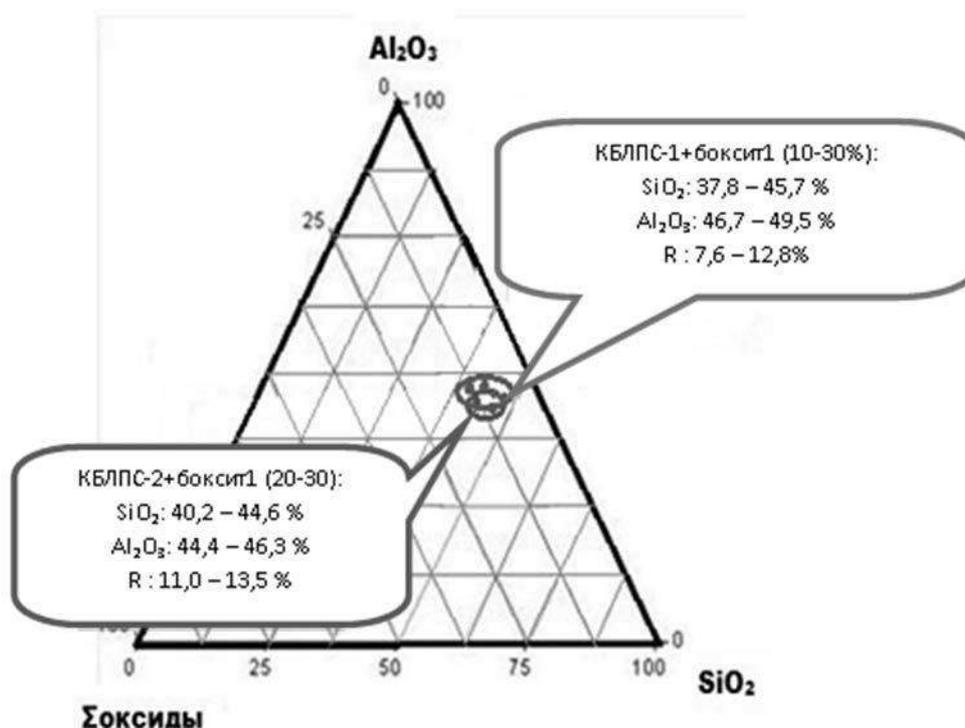


Рис. 1 Расположение в системе $R - \text{Al}_2\text{O}_3 - \text{SiO}_2$ областей составов исследуемых композиций боровичских каолинов с добавками высокожелезистого боксита I в количестве 10 – 30 %

Таким образом, перспективно опробование выбранных составов композиций боровичских каолинов с высокожелезистыми бокситами для получения алюмосиликатной керамики с прочностью на сжатие, выдерживающей разрушающие давления более 100 МПа.

Литература

1. Вакалова, Т.В. Природа сухарности и пластичности огнеупорных глин трошковского месторождения // Стекло и керамика. – 1997. - № 11. – С. 23 - 26.
2. Говорова Л.П., Скрипченко А.С., Скурихин В.В. Физико-химические и структурно-минералогические особенности огнеупорного алюмосиликатного сырья северо-западного региона России // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 110-летию со дня рождения профессора, Заслуженного деятеля науки и техники Л.Л. Халфина и 40-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 2-7 Апреля 2012. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012 – Т. 2 – С. 645-647.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ СОСТАВА И СВОЙСТВ ОГНЕУПОРНОГО АЛЮМОСИЛИКАТНОГО СЫРЬЯ

Л.П. Говорова, М.А. Бурыхина, А.С. Киснер, А.П. Потапова

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди керамических материалов, особое место занимают алюмосиликатные керамические материалы различной степени плотности, сочетающие в себе высокую огнеупорность, химическую стойкость и повышенную прочность. Ужесточение требований к керамическим материалам, обуславливает необходимость увеличения доли керамики из синтетического сырья. Однако до сих пор, не потеряли актуальности традиционные керамические материалы на основе природного алюмосиликатного сырья - каолинов, огнеупорных глин, бокситов, силикатов и гидратов глинозема.

Решение указанных проблем требует разработки новых подходов к комплексному исследованию такого сырья, с целью создания новых видов керамических материалов, с улучшенными эксплуатационными свойствами, в том числе керамических пропантов – расклинивающих агентов, применяемых при добыче нефти и газа методом гидроразрыва пласта.

Отечественная и зарубежная практика получения пропантов свидетельствует о том, что основные трудности, с которыми сталкиваются при создании современных керамических пропантов, независимо от их разновидности, обусловлены требованиями, предъявляемыми к эксплуатационным свойствам пропантам, к которым относятся такие взаимно конкурирующие свойства гранулированного материала, как его высокая прочность при сохранении низких значений насыпной плотности.

Ранее наработанный материал по исследованию особенностей минералогического состава, физико-механических и технологических свойств каолинов и огнеупорных глин показало, что основной причиной низкой прочности образцов на их основе после обжига вплоть до температуры полного спекания, неудовлетворительной с точки зрения использования их как основного глинистого сырья для получения высокопрочных алюмосиликатных пропантов, является полиморфизм их кремнеземистой составляющей, причем как природной примеси, так и выделяющейся, в процессе муллитизации основного глинообразующегося минерала – каолинита.

Особое значение, для получения высокопрочных алюмосиликатных пропантов, имеют бокситовые породы. В России и других странах СНГ имеется более 30 месторождений и рудопоявлений боксита. Из них только на двух осуществляется селективная добыча боксита огнеупорных сортов: Северо-Онежском (Архангельская область) и Тиманском (Республика Коми) месторождениях. Поскольку все месторождения бокситов имеют сложное геологическое строение, вещественный состав сырья подвержен значительным колебаниям. В отдельных разновидностях каждого месторождения содержание Al_2O_3 варьируется от 44 до 79 %, Fe_2O_3 от 4 до 24 %, CaO от долей процента до 5 %, SiO_2 от 2 до 16 %. В связи, с высоким содержанием примесей и нестабильностью состава бокситы большинства месторождений России, являются непригодными для использования в качестве сырья для производства высокоглиноземистой керамики.

Бокситы отечественных месторождений, в настоящее время, для производства огнеупоров используются в небольших объемах. Добыча маложелезистых бокситов осуществляется в основном на Северо-Онежском месторождении, а производство продукции из него осуществляет Боровичский комбинат огнеупоров.

Целью данной работы явилась исследование бокситовой породы и аргиллитовой огнеупорной глины.

При изучении физико-химических особенностей и технологических свойств сырьевых материалов, масс и готовых изделий, а также процессов фазообразования, в исследуемых объектах, при нагревании применялись физико-химические методы исследования: химический анализ, рентгеновский анализ (ДРОН-3М), комплексный термический анализ (термоанализатор фирмы «Шимадзу» и дифференциально-сканирующий калориметр) и др. Химические составы исходных материалов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав исходных материалов

Наименование материала	Содержание компонентов, масс. %								
	SiO ₂	MgO	CaO	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	K ₂ O	Na ₂ O	TiO ₂	П.п.п
<i>боксит</i>									
На воздушно-сухое вещество	7,6	< 0,1	1,14	47,8	17,3	0,03	0,03	3,5	22,5
На прокаленное состояние	9,7	0,1	1,4	61,5	22,1	0,04	0,04	5,2	-
<i>огнеупорная глина</i>									
На воздушно-сухое вещество	37,2	< 0,1	0,83	40,4	1,93	0,32	0,12	2,7	16,40
На прокаленное состояние	44,5	0,12	0,99	48,3	2,3	0,38	0,14	3,2	-

Данные таблицы 1 показывают, что исследуемый боксит, представляет собой тип высокожелезистого боксита (с содержанием оксида железа в прокаленном состоянии более 20 масс. %), с повышенным содержанием в валовом химическом составе кремнезема (до 10 масс. %). Кроме того данное сырье относится к высокоглиноземистому за счет содержания Al_2O_3 в количестве 62% по массе и невысоким содержанием щелочных и щелочно-земельных оксидов (менее 2 масс. %).

Результаты оценки минералогического состава боксита свидетельствуют о том, что он представляет собой полиминеральное глиноземистое сырье, основными породобразующими минералами которого являются гидрат глинозема в форме бемита, о чем свидетельствуют характеристические рефлексы на дифрактограмме (рисунок 1) при 0,484; 0,435; 0,252 нм, и глинистый минерал в форме каолинита (0,723; 0,356; 0,247 нм и др.), что подтверждается наличием эндотермических эффектов на кривых ДТА с минимумами при 330°C и при 536°C, обусловленными присутствием гидраргиллита и каолинита соответственно (рисунок 2). Железистая составляющая представлена гематитом (0,367; 0,319; 0,217 нм).

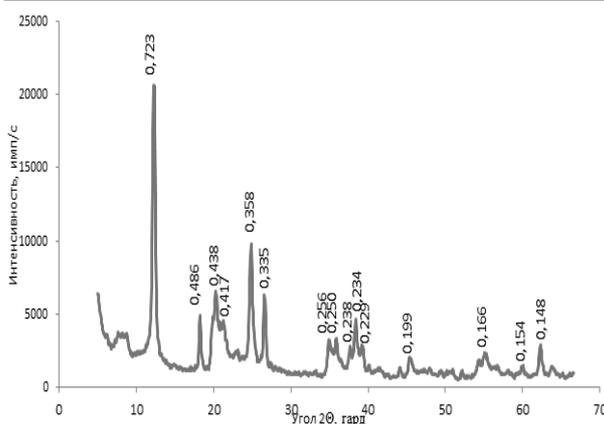


Рис. 1 Дифрактограмма пробы высокожелезистого боксита

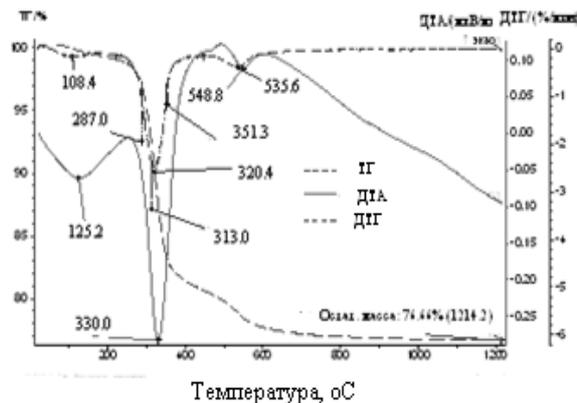


Рис. 2 Термограмма пробы высокожелезистого боксита

Исследуемая глина по химическому составу (таблица 1) представляет собой высокоосновное сырье (содержание Al_2O_3 в прокаленном состоянии 48,3 масс. %), со средним содержанием красящих оксидов ($\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2$ - 5,5 масс. %). По минералогическому составу глина представляет собой полиминеральное сырье преимущественно каолинитового состава с примесью гидраргиллита (гиббсита). В грубодисперсной части в качестве непластичной примеси фиксируется наличие кварца и гематита (рисунок 3, 4).

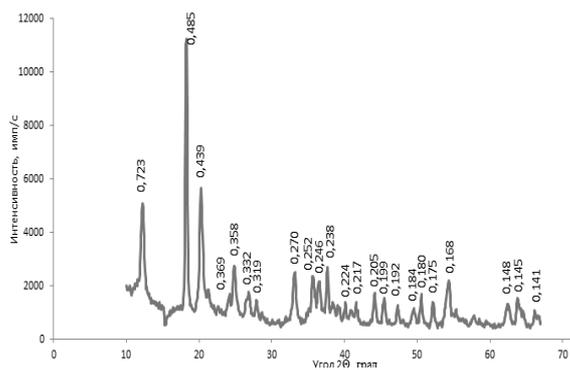


Рис. 3 Дифрактограмма исследуемой глины

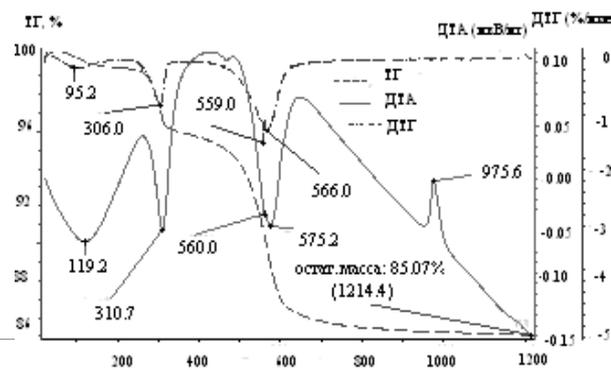


Рис. 4 Термограмма исследуемой глины

Термический анализ глинистой породы подтвердил выводы, полученные рентгеновским методом, о присутствии в ней наряду с глинистым минералом в форме каолинита гидрата глинозема (эндотермический эффект при 260 – 310°C с потерями массы от 2 до 4 %). О присутствии каолинита свидетельствуют характерные для ТГ- кривой глины потери массы в интервале температур 400 – 600°C, составляющие 65 – 75 % от суммарных потерь, обусловленные процессами дегидратации каолинита, которые на кривой ДТА сопровождаются появлением интенсивного эндотермического эффекта с минимумом при температуре 530 - 535 °С.

Оценка спекаемости исследуемого сырья показала, что бокситовая порода вследствие высокого содержания железистых примесей полностью спекается уже при температуре 1400°C, обеспечивая формирование структур с механическими характеристиками (прочностью на сжатие) не более 60 МПа. Присутствие в фазовом составе исследуемой глины, обожженной при оптимальной температуре (1400-1450°C), высокого содержания кристобалита обуславливает относительно невысокую прочность на сжатие образцов полусухого прессования (не более 40-43 МПа).

Таким образом, одним из путей повышения прочностных характеристик керамических материалов изделий на основе данного алюмосиликатного сырья (огнеупорной глины и глинистого боксита) является подшифтовка их глиноземистыми добавками, нейтрализующими процесс кристобалитизации за счет связывания кремнезема, выделяющегося из структуры каолинита, во вторичный муллит.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БЕДНЫХ СУГЛИНКОВ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ В КАЧЕСТВЕ
СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ВЫСОКОМАРОЧНОГО КЕРАМИЧЕСКОГО
КИРПИЧА**

Т. Д. Джиеналыев

Научный руководитель, доцент А. Е. Абакумов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, наблюдается две выраженные тенденции развития отрасли по производству стеновых керамических материалов и изделий, производимых по ГОСТ 530-2012. Во-первых, отмечается тенденция по увеличению формата изделий, за счет роста объемов выпускаемого керамического камня и крупноформатных керамических блоков. Увеличение формата изделий сопровождается увеличением пустотности продукции до 50%, что позволяет снизить удельные нормы расхода сырьевых материалов и энергоносителей, а так же увеличить производительность предприятия, выраженную в штуках условного кирпича. На фоне технологических преимуществ, производства пустотного керамического кирпича, происходит переоценка роли полнотелого керамического кирпича на современном рынке строительных материалов.

Во вторых, отмечается снижение спроса, а соответственно и рыночной цены, на низкомарочный керамический полнотелый кирпич, за счет вытеснения его с рынка альтернативными строительными материалами. В то же время сохраняется устойчивый спрос на высокомарочный полнотелый керамический кирпич. Следует отметить, что издержки на сырьевые материалы и энергоносители при производстве стеновой керамики напрямую зависят от массы выпускаемой продукции, и практически не изменяются от прочностных характеристик продукции и характеристик внешнего вида. Таким образом, для повышения рентабельности производства стеновой керамики предприятия должны либо увеличивать долю высокопустотной и крупноформатной продукции, либо обеспечить производство морозостойкого полнотелого кирпича с высокими прочностными характеристиками.

Ассортимент выпускаемой продукции определяется как качеством сырьевых ресурсов местных месторождений глинистых пород, так и соответствием технического уровня предприятий технологическим задачам, обусловленным спецификой свойств сырьевой базы. Так технологическая возможность выпуска пустотелой продукции методом экструзии преимущественно определяется реологическими свойствами формовочной шихты. Согласно сложившейся отраслевой практики, глинистое сырье с числом пластичности менее 10 считается непригодным для производства высокопустотного кирпича. Соответственно, предприятия которые располагают в качестве сырьевой базы запасами тощих глин и суглинков не имеют перспективы по переходу на высокопустотную продукцию. Следовательно, единственно возможным и экономически обоснованным направлением технологического развития данных предприятий является повышение прочностных характеристик полнотелого керамического кирпича формата 1НФ, с возможным использованием технологических пустот менее 13 % от объема изделия.

Основной проблемой предприятий выпускающих полнотелый кирпич на базе местных месторождений суглинков юга Новосибирской области является низкие показатели по прочностным характеристикам М100 и М125. При этом на предприятиях эксплуатируется устаревшие механизированные комплексы кирпичеделательного оборудования СМК 172 с низкокамерными сушилками и туннельными твердотопливными печами с шириной обжигового канала 3 м. Это обуславливает актуальность мероприятий по техническому перевооружению действующих предприятий с целью перехода на выпуск высокомарочной продукции.

Месторождения глинистого сырья юга Новосибирской области (Черепановский и Маслянинский районы) характеризуются послонным залегаем пластов глинистого сырья пылеватых высокодисперсных дисперсных тощих глин и суглинков. Абсолютная карьерная влажность различных пластов колеблется от 14 % до 19 %, при этом слои глинистых пород с повышенной влажностью характеризуются так же и большим содержанием глинистой фракции. Усредненный химический состав глинистого сырья Черепановского и Маслянинского месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав глинистого сырья (на прокаленное вещество)

Месторождение	SiO ₂	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	TiO ₂	SO ₃	Na ₂ O	K ₂ O
Черепановское	68,24	5,59	13,68	4,73	2,39	0,84	0,68	1,98	2,10
Маслянинское	70,23	5,10	13,33	4,51	1,89	0,71	0,03	2,05	2,15

Месторождения достаточно контрастные по технологическим свойствам глинистых пород отдельных слоёв. Так значения числа пластичности отдельных проб колеблются в интервале от 7 до 13, что создает определенные трудности при промышленной эксплуатации данных месторождений. Глинистое сырье характеризуется низкой и умеренной пластичностью и низкой связностью, что усложняет операции по формовке и сушке полуфабриката. При анализе технологического процесса на действующих предприятиях отмечается постоянная практика по доувлажнению шихты на 1-2 % с целью снижения нагрузки на электродвигатели формовочного оборудования.

При принятии решения о технологических участках на действующих предприятиях подлежащих реконструкции необходимо опираться на достоверные данные о потенциально достижимых максимальных

прочностных характеристиках керамического продукта, полученного из местного глинистого сырья с учетом обязательной разработки низкокондиционных участков месторождений.

Для исследования были отобраны пробы типичных образцов Черепановского и Маслянинского карьера. Для прогнозирования формовочных свойств образцов был использован экспресс-метод профессора Лотова [1]. Классификация образцов проводилась по критерию наименьшей капиллярной влагоемкости (НКВ). НКВ характеризует максимальное содержание капиллярно неподвижной воды в системе "глина-вода", что является качественной обобщенной характеристикой глинистой породы. Так НКВ = 14% характеризует границу между глиной и суглинками. Более высокими значениями НКВ характеризуются жирные глинистые породы, а соответственно низкими значениями НКВ характеризуются суглинки и супеси. Из подготовленных образцов глиномассы формовались образцы - кубики размером 26*26*26 мм методом прессования пластичной массы на гидравлическом прессе при максимальном давлении прессования до уплотнения массы и перевода её в пластично-подвижное состояние. Таким образом, формировалась однородная плотная структура сырца [2, 3].

Результаты лабораторных исследований глинистых пород приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты лабораторных испытаний глинистого сырья

	НКВ % абс.	Давление формования лабораторных образцов, кг/см ²	Формовочная влажность, % абс.	Прочность на сжатие (сырец), кг/см ²	Температура обжига, °С	Прочность на сжатие (керамика), кг/см ²	Водопоглощение, %
Черепановское месторождение (пластичный слой)	13,2	50	18	130	980	210	11,8
Черепановское месторождение (тощий слой)	9,0	60	17	60	980	160	13,2
Маслянинское месторождение (пластичный слой)	11,3	60	18	120	980	190	12,1
Маслянинское месторождение (тощий слой)	6,9	120	16	80	980	155	14,5

На основании полученных результатов сделаны выводы о потенциальной пригодности глинистого сырья Черепановского и Маслянинского месторождений для производства высокомарочного полнотелого керамического кирпича методом экструзии из масс с пониженной формовочной влажностью. Полученные результаты позволяют сделать рекомендации о проведении технического перевооружения участка формовки с целью замены вакуумных прессов СМК 217 позволяющих формование при давлении до 15 кг/см², на более мощные агрегаты, позволяющие вести формование при давлении порядка 30 кг/см².

Литература

1. Лотов В.А. Технология материалов на основе силикатных дисперсных систем. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006.-202 с.
2. Погребенков В.М., Абакумов А.Е., Марков К.В., Горбатенко В.В. Пути улучшения структуры бруса при пластическом формовании керамического кирпича. // Строительные материалы.- 2011 – № 2
3. Погребенков В.М., Вакалова Т.В., Хабас Т.А., Верещагин В.И. Глины. Структура, свойства и методы исследования.– Томск: Изд-во ТПУ, 2004.-202 с.

ТЕХНОЛОГИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Е. С. Злобина

Научные руководители, доцент А. В. Папин; доцент А. Ю. Игнатова
**Кузбасский государственный технический университет им. Т. Ф. Горбачёва,
 г. Кемерово, Россия**

В процессах, связанных с освоением недр, в том числе, добычи полезных ископаемых, образуется большое количество отходов. Большая часть из них представлена минеральной основой. Ввиду высокой зольности и неудовлетворительных технологических качеств, очень часто эти отходы отправляются на полигоны

и склады, оставаясь невостребованными. Однако они могли бы стать отличной сырьевой базой для производства, например, строительных материалов. Нужно найти правильный и оптимальный подход для работы с данным видом сырья, чтоб лишить их отрицательных качеств.

Кроме того, минеральные отходы подразумевают убытки для собственников угледобывающих компаний: большие потери ценного продукта в массе отходов, некупаемость вложенных средств, необходимость платить штрафы за загрязнение окружающей среды и нерациональное природопользование вобщем.

Угольные шламы можно рассматривать как минеральное сырьё. Они образуются, преимущественно, при обогащении углей. Количество неорганических веществ в их составе колеблется от 20 до 70 %. Выход шламов на обогатительных предприятиях составляет до 10 % масс. от перерабатываемого угля (в Кузбассе это порядка 170 млн. т в год) [1, 5]. Шламонакопители и полигоны для хранения тонкодисперсных высокозольных угольных отходов занимают гектары площади, сокращается количество плодородных почв. К тому же, шламы при долгом хранении интенсивно окисляются, что приводит к снижению концентрации в их составе горючих веществ, а увеличению – минеральных.

Существует несколько способов переработки угольных шламов. Например, окисление и гидролиз, которые позволяют использовать богатый химический потенциал углеродсодержащего сырья. Для осуществления этих процессов не требуется высокое давление и подача чистого водорода. Другие методы: сепарация (в электрическом или магнитном поле), флотация. Причем, флотация как метод обогащения тонкодисперсного сырья подразумевает высокие энергетические и материальные затраты на производство концентратов, покупку флотореагентов. Не все компоненты сырья используются, метод не является экологически безопасным. Альтернативой флотации является гравитационная сепарация – метод более эффективный, менее затратный и более безопасный для окружающей среды. Возможно утилизировать угольные шламы в виде высококонцентрированных водоугольных суспензий или водоугольного топлива. Однако, наличие инертной среды (воды) снижает теплоту сгорания топлива, ухудшает процесс горения. Существует так же метод эффективной и комплексной переработки угольных шламов - метода масляной агломерации. В результате получается углемасляный концентрат, обладающий низкой зольностью и высокой теплотворной способностью.

Не вся аппаратура одинаково эффективна при переработке тонкодисперсного углеродсодержащего сырья. Например, отсадочные машины обладают высоким коэффициентом полезного действия и относительно невысокой энергоёмкостью, однако мало эффективны при обогащении тонких шламов. Спиральные сепараторы не отличаются высокой удельной производительностью по питанию на единицу занимаемой площади, но при этом характеризуются низкими затратами на техническое обслуживание.

Альтернативный способ переработки тонкодисперсного углеродсодержащего сырья– метод масляной агломерации- разрабатывается учёными КузГТУ. Метод позволяет снизить зольность угольных шламов, а размер частиц шламов (менее 1 мм) не сказывается на эффективности процесса [5]. Полученный углемасляный концентрат по технологическим свойствам подходит для технологии коксования, процесса газификации (использование в когенеративных системах газообразного энергоносителя, полученного с использованием углемасляного концентрата [7]). Высокая теплота сгорания концентрата – 9550-9600 ккал/кг [4] – не исключает его применимость для энергетической промышленности. Процесс обогащения позволяет отделить угольную составляющую зерна шлама от минеральной за счет различной смачиваемости угольных и породных частиц в воде. Процесс осуществляется при непрерывном интенсивном перемешивании. В результате турбулизации пульпы, происходит образование углемасляных агрегатов из углеродсодержащих частиц и связующего, которые уплотняются и структурно преобразуются в прочные гранулы сферической формы [4, 5].

Для исследования было взято 3 фракции угольного шлама: 0,2 , 0,5 и 1,0 мм. Результат технического анализа исходного сырья представлен в таблице 1. Значения выхода летучих веществ (ГОСТ 6382-2001), зольности (ГОСТ 11022-95 (метод медленного озоления)) и влажности (ГОСТ 11014-2001) определялись по изменению массы навески.

Таблица 1

Результаты технического анализа угольных шламов

Наименование показателя	Шлам крупностью 0,2	Шлам крупностью 0,5	Шлам крупностью 1,0
Влага аналитическая, W^a , масс. %	1,3	1,2	1,0
Зольность, A^d , масс. %	20,3	15,0	15,4
Выход летучих веществ, V_t^{daf} , масс. %	4,0	4,2	4,1

После обогащения данных угольных шламов по методу масляной агломерации с применением в качестве связующего реагента отработанного машинного масла, был проведён технический анализ полученного углемасляного концентрата (таблица 2).

Из результатов, представленных в таблицах, следует, что в процессе обогащения снижается зольность. Незначительное увеличение аналитической влаги связано с тем, что процесс осуществляется в водной среде.

Метод масляной агломерации является комплексным, так как все компоненты вовлечены в процесс и отходов не образуется [5]. Оставшаяся после обогащения минеральная часть («хвосты») может применяться в технологиях извлечения редких рассеянных элементов (в зависимости от места добычи угля), при изготовлении строительных и отделочных материалов [2]. Отработанная вода после очистки может повторно использоваться для обогащения [1].

Таблица 2

Результаты технического анализа углемасляного концентрата

Наименование показателя	ОУК, полученный из шламов крупностью 0,2	ОУК, полученный из шламов крупностью 0,5	ОУК, полученный из шламов крупностью 1,0
Влага аналитическая, W^a , масс. %	1,0	2,5	2,4
Зольность, A^d , масс. %	10,5	9,5	10,0
Выход летучих веществ, V_t^{daf} , масс. %	4,2	4,6	4,3

Полученный углемасляный концентрат подвергли брикетированию со связующим веществом (карбамид) в количестве 6-8% [6] к массе исходного концентрата (образец 2) и без связующего (образец 1). Были проведены испытания брикетов на сжатие, истирание, сбрасывание, а также определены технологические характеристики – зольность, теплота сгорания и сернистость. Данные испытаний приведены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты физико-химических испытаний брикетов

Наименование образца	Физические испытания			Топливные характеристики		
	Сжатие, кг/см ²	Сбрасывание, %, содержание кусков размером >25 мм	Истирание, %, содержание кусков размером >25 мм	A^d , % масс. (зольность)	S_t^d , % масс. (сернистость)	Q_s^r , ккал/кг (теплота сгорания)
Образец 1	51-59	55-62	42-53	8,0-9,0	0,04 -0,05	8550-8650
Образец 2	62-90	90-96	90-96	8,0-9,0	0,04 -0,05	8900-9200

Топливные брикеты, полученные на основе углемасляного концентрата, обладают прочностью, низкой зольностью и сернистостью, хорошо горят, выделяя при этом большое количество тепла, поэтому могут использоваться в качестве горючего вещества для бытовых и производственных целей [6].

Утилизация производственных отходов позволит улучшить экологическую обстановку в углеперерабатывающих регионах, снизить техногенную нагрузку на окружающую среду, а также расширить сырьевую базу производств.

Литература

1. Жбырь Е. В. Разработка аппаратурно-технологического процесса утилизации угольных шламов Кузбасса / Е. В. Жбырь, Автореферат. – Томск, 2009.
2. Зиборов А.П. Разработка рациональной и экологически безопасной технологии очистки шламовых отстойников угольных шахт / А.П. Зиборов, А.П. Бордий, А.И. Денисенко, В.П. Франчук, А.Н. Шломин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – № 1. – 1996. – С.124-132.
3. Злобина Е.С. Экологические и технологические аспекты утилизации твердых углеводородных отходов / Е.С. Злобина, А.В. Папин, Игнатова // Вестник КузГТУ. - 2015. - №3. - С. 92-101.
4. Папин А.В. Переработка угольных шламов в сырьё для когенерационных устройств / А.В. Папин, А.В.Неведров // Ползуновский вестник - 2013.- № 1. – С. 48-50.
5. Папин А.В. Технология комплексной переработки шламовых вод предприятий угольной отрасли / Солодов Г.А., Папин А.В., Неvedров А.В., Жбырь Е.В. / Известия Томского политехнического университета. – Том 310. - № 1.
6. Папин А.В. Получение топливных брикетов из тонкодисперсных отходов угледобычи и углепереработки / А.В. Папин, А.Ю. Игнатова, А.В. Неvedров, Т.Г. Черкасова // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. - № 3. – 2015.
7. Солодов В.С. Разработка технологии утилизации кокосовой пыли коксохимических производств в виде брикетов повышенной прочности / В.С. Солодов, А.В. Папин А.В., А.Ю. Игнатова, Т.Г. Черкасова, В.И. Косинцев, А.И. Сечин, Е.А. Макаревич, А.В. Неvedров / Ползуновский вестник.– № 4-2.– 2011. – 159-164.

ВЛИЯНИЕ ТЕРМООБРАБОТКИ ЛЕЙЦИТОВОЙ КЕРАМИКИ НА ХИМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ В АГРЕССИВНОЙ СРЕДЕ

В. В. Климова, А. П. Васильева

Научный руководитель, д.т.н., профессор Т. А. Хабас

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Популярным направлением в области стоматологического материаловедения является разработка силикатных материалов, которые в последние годы приобретают все более широкое признание. Такие материалы получают плавлением шихты из оксидных технических и природных силикатных материалов, и чаще всего применяются для послойного нанесения тонкодисперсных порошков фритты на металлические подложки – основания стоматологических протезов [4].

На качество и долговечность стеклокерамической конструкции влияют условия варки материала, его цветостабильность, согласованность величин коэффициентов термического расширения (ТКЛР) с материалом каркаса, стабилизация фазового состояния в различных температурных диапазонах и в условиях, как воздуха, так

и вакуума, хорошая адгезия стеклокерамики к подложке [2,1,5]. Кроме того, одним из важных свойств стеклокерамических материалов является устойчивость к агрессивным кислотным средам, т.к. поверхность изделий в процессе эксплуатации, как правило, подвергается коррозионному воздействию внешней среды. Образующиеся в процессе термообработки фритты кристаллы лейцита стабилизируют прочностные и термические свойства покрытия. Повышение прочности материала происходит благодаря тому, что кристаллы препятствуют распространению трещин в стекле [1]. Сведений, касающихся особенностей кристаллизации окрашенных стеклообразных материалов для стоматологии, в литературе практически не приводится.

В работе исследован стеклокристаллический материал на основе трехкомпонентной системы $K_2O - Al_2O_3 - SiO_2$, в которой основной кристаллической фазой является лейцит $K_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 4SiO_2$. Это легкоплавкий материал с температурой варки на воздухе 1200 – 1250 °С с выдержкой 1 час. В качестве окрашивающих пигментов применялись редкоземельные и переходные элементы. Это оксид церия CeO_2 , оксид празеодима PrO_2 , оксид железа Fe_2O_3 и перманганат калия $KMnO_4$, оксид тербия Tb_4O_7 . В качестве окислителя дополнительно в состав образцов, содержащих соединения тербия, вводили нитрат калия KNO_3 .

После варки материал измельчался, затем прессовались таблетки на гидравлическом прессе. Исследования проводились на двух видах образцов: первый – это составы в стеклообразном состоянии, второй – в ситаллизованном. Первый вид образцов – это таблетки, спеченные на корундовой подложке с поддержанием вакуума при температуре 900-950 °С; вторая группа образцов приготовлена путем повторного, или промежуточного, измельчения после обжига в вакууме и последующей (повторной) термообработки также в условиях вакуумной среды при температурах 880-950 °С.

Для определения химической стойкости образцы, очищенные, отмытые от случайных пылевидных загрязнений и обезжиренные с помощью этилового спирта, взвешивались на аналитических весах и помещались в емкости с раствором 4% уксусной кислоты на 24 часа. После чего образцы промывались дистиллированной водой, сушились (при 120 °С) и повторно взвешивались. Далее в соответствии с ГОСТ Р 51735-2001 рассчитывались потери массы, возникшие в результате химического травления.

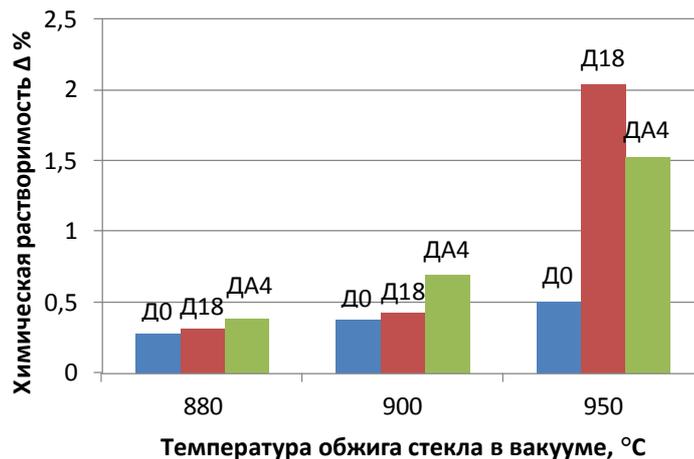


Рис. 1. Зависимость химической растворимости от температуры обжига в вакууме составов в стеклообразном состоянии при температуре спекания 880°С, 900°С и 950°С

Результаты исследования химической стойкости материалов приведены на гистограммах (рис. 1, 2). Термообработка закаленного стекла (фритты) в вакууме привела к увеличению её растворимости в кислотной среде. Состав и количество окрашивающих добавок (рис.1) также влияет на взаимодействие стекла с кислотой: введение в шихту оксидов d- и f-элементов повысило растворимость. Надо отметить, что покрытие с церием и тербием в своем составе (Д18) полученное температуре 900 °С оказалось более химически стойким, чем покрытие с добавками Се, Pr, Fe и Mn (ДА4).

Введение выбранных окрашивающих добавок способствует аморфизации системы, этот эффект проявляется тем более сильно, чем более разнообразен набор вводимых добавок: составы с Се и Tb имеют интенсивность рефлексов выше, чем составы с Се, Pr, Fe и Mn. Это имеет место, как в случае «ситаллизованных составов», так и в случае стеклообразных. Если при термообработке происходит аморфизация материала, то это отрицательно сказывается на его химической устойчивости. Очевидно, это происходит уже при нагревании до температуры 950°С. Возвращая материал к стеклообразному состоянию, она увеличивает его растворимость (рис.2). В данном случае окрашивающие добавки препятствуют кристаллизации и увеличивают растворимость стекла. Поэтому для этих составов нужна дополнительная операция, в результате которой количество кристаллической фазы увеличивается, повышается плотность и устойчивость стеклокерамики к воздействию агрессивной кислотной среды.

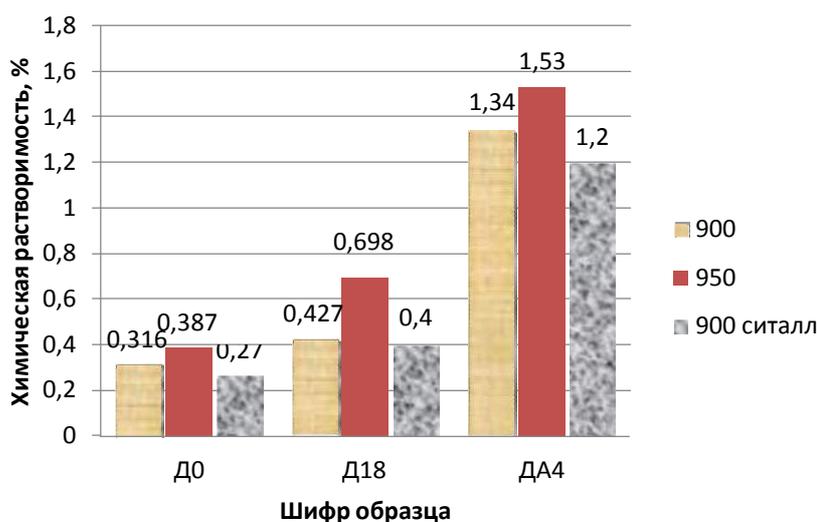


Рис. 2. Сравнительная гистограмма химической растворимости стеклообразных составов (900 и 950 °C) и этих же составов в виде ситалла (900 °C ситалл)

Даже при повышении температуры обжига до 950 °C при повторном нагревании в вакууме ситаллизованные материалы имеют более низкую химическую растворимость по сравнению со стеклокристаллическими составами, которые не подвергались промежуточному измельчению. В этой группе ситаллов химически более стойким также оказался материал Д18 (рис.2).

Как показали проведенные эксперименты, большое значение для химической растворимости стеклокристаллических материалов имеет состояние поверхности образцов, которое в свою очередь определяется характером термических воздействий. Анализ химической растворимости блоков из закаленного стекла (первая группа) показал в целом их более низкую устойчивость по сравнению с образцами ситаллизованными. Отжиг образцов с промежуточным измельчением имел следствием образование ситаллизованных, хорошо спеченных стеклокристаллических материалов. Это сказалось на повышении устойчивости межчастичных границ на их поверхности, и понизило растворимость.

Применяемая схема предварительной подготовки ситаллизованных материалов позволяет применять их при многократном обжиге-нанесении на металлический каркас коронки.

Литература

1. Antonios Theocharopoulos, Xiaohui Chen, Robert Hill, Michael J. Cattell. Reduced wear of enamel with novel fine and nano-scale leucite glass-ceramics. // Journal of Dentistry, Volume 41, Issue 6, June 2013, Pages 561-568.
2. Жулев Е.Н. Металлокерамические протезы / Е.Н. Жулев. – Нижний Новгород, 2005. – 320с.
3. Сигаев В.Н., Савинков В.И., Строганова Е.Е. Стеклообразование и кристаллизация стекол литийалюмосиликатной системы: влияние вида сырьевых материалов на варочные и кристаллизационные свойства. Стекло и керамика. 2014. №7. С.3-7.
4. Шалухо Н.М., Кузьменков М.И., Богданович И.А. Стоматологические материалы для протезирования.// Стекло и керамика. 2012. №7. С.33-36.
5. Шалухо Н.М., Кузьменков М.И., Бобкова Н.М., Сушкевич А.В. Влияние технологических приемов термообработки на структуру и свойства продуктов кристаллизации четырехкомпонентных стекол для металлокерамических зубных протезов.// Новые технологии создания и применения биокерамики в восстановительной медицине: материалы III Международной научно-практической конференции; Томский политехнический университет. – Томск: Изд. Томского политехнического университета, 2013, С.200-203.

РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ В ФОСФОРИТАХ ЦЕНТРАЛЬНОГО КЫЗЫЛКУМА

З. А. Кодиров, Н. Халимова

Научный руководитель, доцент Н. А. Донияров

Навоийский государственный горный институт, г. Навои, Узбекистан

Фосфориты или «камень плодородия», практически повсеместно в стратиграфической шкале докембрийско-фанерозия-кайнозой, а также в породах выветривания магматических, метаморфических и осадочных горных пород в той или иной степени обогащен редкоземельными элементами (РЗЭ), радиоактивными элементами и стронцием.

В Центральном Кызылкуме ещё 15 лет тому назад вышла в свет монография «Металлоносные горючие сланцы Республики Узбекистан» (Прохоренко Г.А., Лузановский А.Г., Артёмов Н.М.) где было показано распространение нижнеэоценовых горючих сланцев палеогена в пределах двух эпимезозойских впадин -

Сырдаринской и Амударьинской, а стратиграфически выше в среднем эоцене-залегают горизонты фосфоритов. Промышленно значимые запасы представленные зернистыми разновидностями фосфоритов сосредоточены в Кызылкуме в двух смежных среднеэоценовых впадинах – Джеройской и Сардаринской. В них среднеэоценовые отложения, представленные известняками с различной долей глинистости, фосфатизированными мергелями и фосфоритами. Продуктивное оруденение среднего эоцена представлено двумя пологозалегающими пластами фосфоритовых руд (3^0-5^0), которые вскрыты скважинами до глубин 280-300 м от дневной поверхности, на площади около 2500 км².

Основным рудным минералом этих двух пластов является франколит, представляющий собой апатитоподобный фтористый фосфат кальция, содержащий около 33 % P_2O_5 .

Из других породообразующих минералов установлены кальцит (26-43 %), гипс (1,0-3,5 %), кварц (1,0-5,0 %) и минералы глин (3,0-8,0 %).

Пласты фосфоритов отмечены гамма-каратажём естественной радиоактивностью (уран, торий), в фосфоритах обнаружены выщелачиваемое содержание редкоземельных элементов (лантан, церий, ниодим, самарий, европий, тербий, диспрозий, иттербий, цезий) и довольно значительный спектр редких элементов (бериллий, литий, цирконий, гафний, олово, молибден, висмут, сурьму, мышьяк, стронций, фтор, ниобий, ванадий).

Вместе с тем некоторые химические элементы (F, V, Vb, Dy, Tb, Nd, Ce) дают концентрации в 5-10 раз превышающие кларковые содержания, что представляет практический интерес для попутного извлечения, при производстве удобрений. Примером могут служить разрабатываемые месторождения фосфоритов в США, где попутно получают в небольших количествах уран, фтор, ванадий и селен.

Как мы отмечали выше, практическую ценность Кызылкума представляет зернистые фосфориты Джерой-Сардаринского и Каракатинского месторождений, разной степени разведанности суммарными запасами (по критериям $B+C_1+C_2$) – 90 млн. т P_2O_5 . Они отнесены к зернистому карбонатному типу «являются аналогами крупнейших месторождений фосфоритов Африкано – Аравийской провинции (Марокко, Алжир, Тунис, Иордания, Израиль, Египет, Иран) содержащих в среднем 20-30% P_2O_5 , а товарные фосфоритовые концентраты – до 30-35% P_2O_5 . По схеме, разработанной А.Казаковым (1950), минеральный состав фосфоритов определяется по трём различным фракциям: фторapatит $3Ca_3(PO_4)_2CaF_2$; карбонатапатит $3Ca_3(PO_4)_2CaCO_3$; гидроксилapatит $3Ca_3(PO_4)_2Ca(OH)_2$. В минеральный парагенезис этих фракций в условиях платформенных режимов может также входить органическое вещество. Анализ минералогического состава фосфоритов показывает, что в них отмечается прямая зависимость между пятиокисью фосфора и такими элементами, как лантан, церий, ниобий и уран. А концентрации самария, диспрозия, иттербия соответствует фосфоритам с низкими содержаниями P_2O_5 , т.е. имеет обратную зависимость.

В Кызылкумских месторождениях фосфоритов Ташкура-Джерой содержание урана, например, значительно ниже, чем в аналогичных фосфоритах различных месторождений Евразии, Африки, США, Южной Америки (таблица 1).

Таблица 1

Среднее содержание радионуклидов в зернистых фосфоритах различных месторождений ряда стран и континентов

Континент	Страна	Уран, г/т	Торий, г/т
Евразия	Узбекистан	40,0	5,5
Африка-I	Марокко	141,0	8,2
Африка-II	Египет	123,0	6,4
США(Флорида)	Центр.Америка	156,0	14,7
Южная Америка	Бразилия	274,0	40,0

Рассмотрение РЗЭ в полегеновых зернистых фосфоритах Кызылкума на фоне палеогеографической обстановки среднеэоценового седиментационного бассейна, западной границей которого обозначен Центральный Кызылкумский вал, охватывающий срединные части гор Букантау, Тамдытау и Южного Нуратау. Это поднятие в эоцене, сопровождается присклановыми кварц-полевошпатовыми песками. Западнее поднятие этого вала, размещается морской бассейн со специфическими литолого-фациальными обстановками и его волно-прибойной динамикой, обозначенной широким представительством галечников и желваковых фосфоритов, не имеющих промышленного значения как по качеству (P_2O_5 – 7-12 %), так и по мощности прослоев, чередующихся с глинами и мергелями. Периодическое проявление зернистых фосфоритов не меняющей общей картины бесперспективности всей территории, расположенной западнее Центрального Кызылкумского вала. В пределах же Восточно-Кызылкумской лагуны осадки эоцена отличаются относительно застойными фациями в период накопления зернистых фосфоритов, имеющих мощность основного пласта 0,6- 0,9 мм тонким переслаиванием вышележащих пластов фосфоритов, мергелей и глин, общей мощностью 1 м.

На рубеже среднего-верхнего эоцена или еще позже на границе эоцена-олигоцена Центральный Кызылкумский вал утратил свои функции барьера и воды Западно-Кызылкумского моря, перекрыв вал, проникли к востоку, смешавших с водами Восточно-Кызылкумской лагуны с накопленными в ней зернистыми фосфоритами. Пласты зернистых фосфоритов месторождений Джерой-Сардары с участками Курукдук и Ташкура, а также их южными продолжениями в пределах Каракатинской котловины, где на большей глубине (около 300 м) проявлены месторождения горючих сланцев нижнего эоцена Сангруктау и Актау.

Установленные проявления вулканогенного пепла, в виде примеси в горючих сланцах нижнего эоцена, представлены вулканическими стеклами (чисто разложенными в зоне гипергинеза до цеолитов) свидетельствуют о массовой гибели ихтиофауны и водорослевой флоры обитателей лагуны. В среднеэоценовое время перегнивший сапропель, взмученный приливными течениями наступающими с запада на юг морской трансгрессии, с обломками каллафанита-фосфотизированных фрагментов береговых роющих организмов, служили субстратом собственно фосфоритовых пластов, локализованных стратиграфически выше горизонта размываемых горючих сланцев нижнего эоцена. Перегнивший сапропель водорослей, фосфор костей вымершей ихтиофауны, рыбий жир - перерабатывались кишечнополостными, о чём свидетельствует ходы роющих организмов и их копролиты, выполненные коллофанитом (франколитом) с высокими содержаниями P_2O_5 , зафиксированные в большом количестве в пласте горючих сланцев нижнего эоцена. Ортофосфат кальция, содержащий фтор и примеси РЗЭ имеет как хемогенную, так и биогенную природу. Франколит (или карбонат-фторопатит) осаждаются на поверхности песчаных или мергельных бурожелезняковых сегрегаций, содержащих от 1,5 до 2,5% фтора, является также носителем не только РЗЭ, но и экологически опасных элементов (ВХВ), связанных с органикой. Мы отмечаем выше уран и торий (хотя практически все месторождения фосфоритов состоят из уранилфосфатов), в совокупности с редкими землями (La, Ce, Eb, Gd, Y, Nd), суммарно достигающими значений до 400 г/т, а также стронций - со средними значениями 1,5 и максимальными 5,2 кг/т, селен и молибден (от первых г/т до 24 г/т) и другие.

Таким образом, оценку минерально-сырьевых ресурсов зернистых фосфоритов Кызылкума, содержащих редкие земли, желателно при дальнейшем углубленном их изучении возможности попутного извлечения ценных компонентов (кремний, фтор, уран и РЗЭ) при переработки фосфоритовых концентратов. Желателно сопровождать минерально-технологическим картированием природных содержаний P_2O_5 и различных ВХВ примесей, с их допустимыми значениями в конечных продуктах удобрений – аммофосе и суперфосфате.

POTENTIAL USES OF NATURAL ZEOLITES FOR THE DEVELOPMENT OF NEW NANOMATERIALS

E. N. Kolobova¹, M. A. Hernández Espinoza², F. Chávez Rivas³

Scientific adviser professor A. N. Pestryakov¹, scientific adviser professor V. Petranovskii⁴

¹National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, 634050, Russia

²Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, Puebla, 72570, México

³Instituto Politécnico Nacional, Mexico Distrito Federal, 07738, México

⁴Universidad Nacional Autónoma de México, Ensenada, 22800, México

Abstract. Zeolites stand apart among the many families of porous materials. Due to their structure, they have a number of important practical properties such as a high adsorption capacity and the ability to cation exchange. However, the main feature distinguishing them from other porous bodies and inherent only for zeolites is the ordering of the pores in their size, orientation, and mutual locations. Pore diameters for the crystalline structures of various zeolites may vary from 0.25 to about 1.5 nanometers. The crystalline arrangement of these pores in space converts zeolites in the naturally existing nanostructured materials.

Keywords: natural zeolites; nanoparticles; semiconductor nanomaterials; metal clusters.

Introduction.

In countries such as Cuba, Japan and the USA, many studies have been conducted that have led to new and innovative applications of natural zeolites. Other countries, such as Russia and Mexico, where zeolites are found in abundance, have the potential to become an industry leader of zeolitic materials. Innovative research work is needed to find new ways in which zeolites can be used to benefit people and the environment.

Although, there are no certain figures on the total amount of zeolites in the world, it is well known that they are present on all the continents with varying mineral contents and kinds. World production of natural zeolites was estimated in the year 2004 to be between 2.5 and 3 million metric tons based on reported production by some countries. Estimates for individual countries were China, 1,500,000 to 2,000,000 t; the Republic of Korea, 150,000 t; Japan, 160,000 t; the United States, 57,400 t; Cuba, 37,500 t; Hungary, 30,000 t; Slovakia, 25,000 t; South Africa, 15,000 t; New Zealand, 5,000 t; Canada, Italy, and the Commonwealth of Independent States (Russian Commonwealth), 4,000 t each; Greece, 3,000 t; and Ecuador, 2,070 t [9]. The major fields of applications of zeolites in the world were in animal feed, pet litter, water purification, and odor control, in decreasing order by tonnage. Some details of zeolite consumption [8] are shown in the Fig. 1.

Less than ten deposits are exploited at present in Russia, between others the Holinsk deposit (clinoptilolite) and Mukhor-Tala deposit (mordenite) in the Republic of Buryatia, and "Priargunskoe" Mining and Chemical Association [5]. Evaluation of the Mukhor-Tala deposit was reported in Ref. [7]. Such a small amount of produced zeolite (between 3000 and 5000 t for all countries of Russian Commonwealth) contradicts to huge reserves of known deposits, and mainly is due to the few research dedicated to the use of natural zeolites in industry and agriculture.

Most important properties of zeolites.

The ion exchange property is one of the main features that zeolites exhibit. This feature is important from two points of view. First, cations introduced in zeolite matrices by ion exchange treatment allow subsequent development of materials for catalytic, medical and antibacterial applications, between many others [3,6]. Secondly, one of the most important applications is the processes of removing of pollutants such as heavy metals from the wastewater of industrial

plants, soil, and other sources [1,2]. Cheap and abundant natural zeolites are very suitable material for harmful ions removal, because polymetallic cation mixture inherent to natural zeolitic rock, mineral impurities, and as a rule several zeolitic phases presenting in the raw natural mineral do not hinder their use for accumulation of undesired cations in the ambient. Cation exchange properties are very important applications, for example in environment protection to trap radioactive cations. It is well known that after Chernobyl catastrophe "permeable reactive barriers" made from natural zeolites were applied to prevent diffusion of the radionuclides [4].

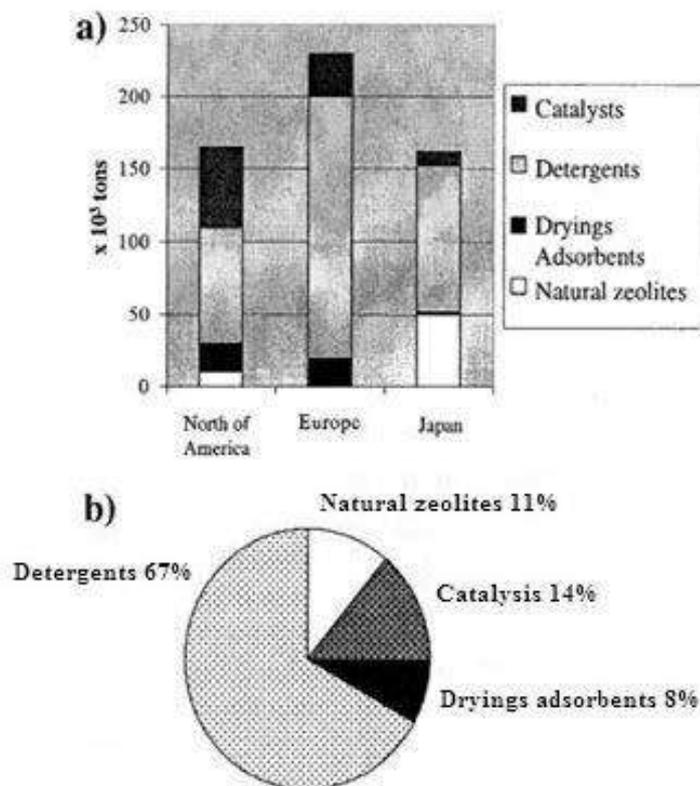


Fig. 1. Consumption (10^3 tons) (a) and distribution in vol. % of the use of zeolitic materials (b) (adapted from Ref. [8]). According to reports, the 11 % of total consumption of zeolites came from natural resources, and the rests from synthetics, such as A, X, Y, and ZMS-5.

Future applications of zeolites.

All of the above-mentioned applications of zeolites are based on the fact what they are naturally existing nanostructured materials. Advances of modern preparative chemistry and materials engineering allow improving existing materials, and to give them some new properties. Two main features of zeolites allow synthesize on their base new modern materials - their regular pore structure and ion exchange properties. Method of creating hybrid materials composed of nanoparticles deposited on nanostructured supports also exploits the ion exchange properties of zeolites. In recent years, zeolites have gained importance for their capacity to accommodate clusters of other materials in their void space (regular channels and cavities, as well as irregular mesoporosity existing due to defects of crystalline structure) and on the surface. This facility to insert clusters allows one to create new composites with desirable properties for photocatalysis [7].

Concluding remarks.

Zeolites represent a class of well-known minerals and materials with a high potential for industrial utilization. Classical fields are detergent additives, catalysts in cracking processes of the petroleum refining industry and as molecular sieves in environmental applications, soil improvement and nuclear waste treatment. Recent innovative applications of zeolites regard their use as host matrices for a large variety of guests. These hybrid materials can be exploited in several research fields, as devices for solar energy harvesting, processing/storing of information, and advanced sensing technology for analytics and diagnostics on the nanoscale. Many microporous heteropolyhedral compounds, containing metals such as Mo, V, Sn, Zr, Ti, Ca and lanthanides, with a wide number of distinct structural types, have been reported and their potential applications in the areas of catalysis, separation of molecular species, ion exchange and optical and magnetic devices have been evaluated.

References

1. Babel S., Kurniawan T.A. Low-cost adsorbents for heavy metals uptake from contaminated water: a review // J. Hazard. Mater. – 2003. – vol. 97. – pp. 219 – 243.
2. Colella C. Environmental applications of natural zeolitic materials based on their ion exchange properties, in: Natural microporous materials in environmental technology / P. Misaelides, F. Macasek, T.J. Pinnavaia, C. Colella – Eds. Book Series: NATO ASI Series, Series E, Applied Sciences, 1999. – vol. 362. – pp. 207 – 224.
3. Hrenovic J., Milenkovic J., Ivankovic T. and Rajic N. Antibacterial activity of heavy metal-loaded natural zeolite // J. Hazard. Mater. – 2012. – vol. 201 – 202. – pp. 260 – 264.
4. Nesterenko A., Nesterenko V., Yablokov A. Chernobyl: Consequences of the catastrophe for people and the environment // Ann. NY Acad. Sci. – 2009. – vol. 1181. – pp. 287 – 327.
5. Overview of market of natural zeolites in the Russian Commonwealth, INFOMINE Research Group, http://www.infomine.ru/files/catalog/76/file_76_eng.pdf; Last accessed at February 24, 2016.
6. Petranovskii V., Pestryakov A., Kazantseva L., Cruz J., Kryazhov A. Formation of catalytically active copper and nickel nanoparticles in natural zeolites // Stud. Surface Sci. Catal. – 2008. vol. 174. – pp. 513-516.
7. Prihodko V.I. "The problems of exploration of zeolite-rich tuff from Mukhor-Tala combined perlite-zeolite deposit", in: New technologies for production and processing of raw materials in terms of environmental restrictions, Ulan-Ude, 2004, pp. 72 – 74.
8. Soler-Illia G.J. de A.A., Sanchez C., Lebeau B. and Patarin J. Chemical strategies to design textured materials: from microporous and mesoporous oxides to nanonetworks and hierarchical structures // Chem. Rev. – 2002. – vol. 102. – pp. 4093 – 4138.
9. Virta R.L. Zeolites, in: U.S. Geological survey minerals Year Book. – Reston, VA, 2004, pp. 83.1-83.3.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ ТОПЛИВНЫХ БРИКЕТОВ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТХОДОВ УГЛЕБОГАЩЕНИЯ, ЛИГОСУЛЬФОНАТОВ И ГИДРОАЛЮМИНАТОВ КАЛЬЦИЯ

О. О. Конончук

Научный руководитель, профессор А. И. Алексеев

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Вовлечение угольных отходов в сферу промышленного потребления позволяет увеличить сырьевой потенциал угольной отрасли за счет комплексного размещения брикетных предприятий на базе многочисленных предприятий, потребляющих энергетическое топливо. Отходы углебогащения характеризуются более стабильным составом и большими возможностями его усреднения, что делает их перспективным топливным сырьем для брикетирования углесодержащего материала.

Цель работы: создание технологии брикетирования углеотходов с получением экологически чистых топливных брикетов базируется на основе использования компонентов: уголь (отходы углебогащения в виде низкосортных и высокозольные углей) – связующее (лигносульфонат – ЛСТ) – отвердитель (гидроалюминат кальция – ГАК). Для повышения потребительского качества брикеты дополнительный зажигательный слой, приготовленный из горючего и восстановителя.

Разработанный технологический процесс брикетирования может быть организован по непрерывной технологии или периодическим методом в зависимости от мощности проектируемого предприятия. Технологический модуль может быть размещен в производственных помещениях ангарного типа. Исходным сырьем для экспериментальных брикетов являются углеотход фабрики Кузнецкого бассейна, содержащего в мас.% C^r - 73,0; H^r - 4,6; N^r - 2,4; O^r - 19,5; S^r - 0,5; Сумма - 100. Рабочая масса углеотхода равна W^p-25; A^p-26,2; сумма (S^p_к+S^p_о) - 0,3; C^p58,7; H^p-4,2; N^p -1,9; O^p-9,7. Углеотход имеет следующие значения низшей теплоты сгорания равное 4550 мДж/кг. Молярный состав золы углеотхода после сжигания в моль % представлен: двукальциевый феррит – 19,22; двукальциевый силикат – 19,2; каолинит – 31,0; оксид кремнезема – 41,7.

В качестве связующего в процессе получения топливных брикетов используются технические лигносульфонаты, содержащие натриевые, аммониевые или кальциево-натриевые соли лигносульфоновых кислот с примесью редуцированных и минеральных веществ. Лигносульфонаты выпускаются в жидком, твердом и порошкообразном виде по техническим условиям ТУ 2455-028-00279580-2004 на целлюлозно-бумажных комбинатах. Для исследований использован лигносульфонатовый отход Сясьского ЦБК. Лигносульфоновые кислоты представляют полидисперсные коллоидные системы с широким диапазоном молекулярных весов (20000-10000)-нитевидной структуры. Определенный элементный состав мас.% C-53,46; H-5,37; OCH₃-12,01; S - 5,02. Высшая теплотворная способность лигнина составляет 5300 ккал/кг. Выполненная термообработка лигносульфоната показала, что при температуре 20-250 °С происходит удаление воды и разрушение его структуры, при повышении температуры до 750 °С происходит окисление углерода до CO₂. Исследование химического состава газовой выделения об.%: O₂ – 10; N₂ – 5,0; H₂ – 2; CO – 60,0; CO₂ – 12,0; CH₄ – 7,0; H₂O – 2,0; NO – 2,0. Показывает, что она состоит главным образом на 80 % из горючих компонентов.

На основании исследований в качестве отвердителя для топливной композиции предложено использовать гидроалюминаты кальция, которые можно либо синтезировать, либо использовать гидроалюминатный шлам. Например, на Ачинском глиноземном предприятии, на 1т Al₂O₃ получают 0,6-1т шлама, содержащего 80-85% гидрограната кальция. Более эффективным методом является получение на основе гидроалюмината кальция отвердителя с заданными физико-механическими и минералогическими свойствами.

Управление физико-механическими свойствами отвердителя основано на способности ряда гидроалюминатных соединений образовывать твердые растворы состава: 3CaOAl₂O₃xSiO₂ (6-2x)H₂O, где x

может изменяться в пределах 0-3. Данные закономерности заложены в основу создания технологического процесса получения гидроалюминатов, методом получения кальциевого реагента который взаимодействует с алюминатным раствором, например по химической реакции: $3\text{CaO} + \text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 + 7\text{H}_2\text{O} = 3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O} + 2\text{NaOH}$. Для получения гидроалюминатного отвердителя разработан цикл процесса синтеза ГАК с использованием диаграммы $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$.

На основании термодинамических расчетов энергии Гиббса (ΔG_{298}^0) реакций $\text{Al}_{\text{тв}} + \text{OH}^- + 3\text{H}_2\text{O} = \text{Al}(\text{OH})_3 + 1,5\text{H}_2$ и экспериментальных данных растворимости диаграммы $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ составлен ряд изменения активностей алюминийсодержащих соединений: алюминий [Al] (-435,13 кДж/моль) → гидраргиллит $[\text{Al}(\text{OH})_3]$ (-5,9 кДж/моль) → байерит $[\text{Al}(\text{OH})_3]$ (-2,75 кДж/моль) → бёмит $[\text{Al}(\text{OOH})]$ (0,54 кДж/моль) → диаспор $[\text{AlOOH}]$ (2,28 кДж/моль) → корунд $[\alpha, \gamma \cdot \text{Al}_2\text{O}_3]$ (5,24 кДж/моль) по отношению к щелочному одномолярному раствору NaOH.

Полученные данные показывают, что для приготовления алюминатного раствора целесообразно использование отходов, содержащие $\text{Al}_{\text{тв}}$ или $\text{Al}(\text{OH})_3$. Оксиды алюминия γ и α получаются при термическом разложении гидроксида алюминия и поэтому их применение влечет дополнительную технологическую операцию, что экономически не оправдывается. Использование алюминиевых отходов в виде значительно упрощает технологию получения гидроалюминатного отвердителя и, кроме того, позволяет использовать их как восстановитель зажигательного слоя брикетов. Для получения гидроалюминатного отвердителя $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot x\text{SiO}_2 \cdot (6-2x)\text{H}_2\text{O}$ использовали химически чистую водную кремниевую кислоту, $\text{CaO}_{\text{акт}}$, которые смешивали в соотношении, обеспечивающем молекулярное отношение $3\text{CaO} : \text{Al}_2\text{O}_3 : \text{SiO}_2$. Перемешивание CaO и геля диоксида кремния осуществляли в специальной герметической банке, исключая контакт CaO с воздухом.

Полученную гомогенную смесь вводили в алюминатный раствор, содержащий 100 г/л Al_2O_3 , $\alpha_{\text{кв}} = 1,55$, небольшими порциями при температуре 85 – 90°C. Синтез гидроалюминатов кальция проводили в сосуде из нержавеющей стали емкостью 0,01 м³. После перемешивания пульпы в течении 3 часов её разделяли на фильтровальной воронке, твердую фазу промывали горячей водой и затем её подвергали термической сушке при температуре 300 – 600°C в течении 1 часа. При термической дегидратации соединений $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot x\text{SiO}_2 \cdot (6-2x)\text{H}_2\text{O}$ при температуре происходит их разложение с выделением газообразной воды и SiO_2 в виде твердых фаз с образованием частично дегидратированных соединений состава $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot x\text{SiO}_2 \cdot (1,5-x)\text{H}_2\text{O}$. В таблице 1 приведен химический и молекулярный состав синтезированных гидроалюминатов кальция.

Таблица 1

Химический и молекулярный состав гидрогранатов кальция

Содержание оксидов, %					Отношение в молях			Содержание, %		(6-2x)H ₂ O
п.п.п	Al ₂ O ₃	CaO	CO ₂	SiO ₂	$\frac{\text{CaO}}{\text{Al}_2\text{O}_3}$	$\frac{\text{SiO}_2}{\text{Al}_2\text{O}_3}$	$\frac{\text{H}_2\text{O}}{\text{Al}_2\text{O}_3}$	C ₃ AS _x H _{6-2x}	CaCO ₃	xSiO ₂
28,58	26,12	44,20	1,10	—	2,99	—	6,20	98,1	1,9	—
28,00	26,10	44,50	1,08	0,32	3,00	0,021	6,00	98,2	1,8	2,04
27,41	26,18	44,48	1,14	0,73	3,00	0,047	6,00	98,0	2,0	2,09

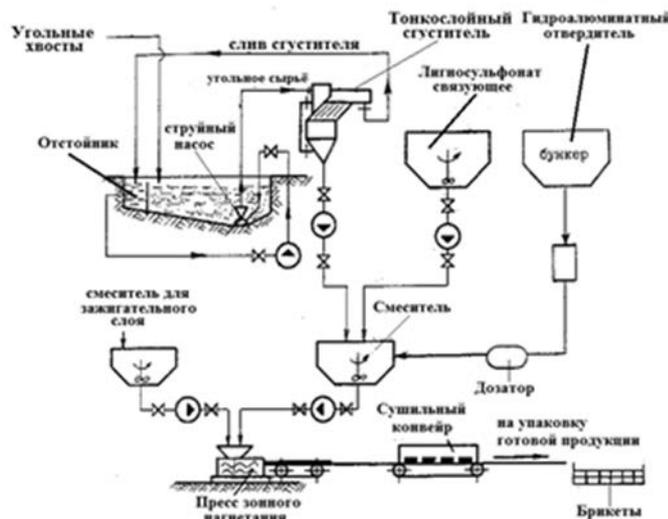


Рис.1. Технологическая схема получения брикетов

Новизной работы является исследование системы C - (Ca, Mg)O-(Na,K)₂O-(Al,Fe)₂O₃-H₂O и разработка технологического процесса, который состоит из следующих операций: 1. сгущение и подготовка угольного шлама; 2. приготовление связующих добавок; 3. приготовление отвердителя; 4. смешивание угольного шлама,

связующих добавок и отвердителя; 5. подача исходного сырья и состава в пресс зонного нагнетания; 6. формирование брикетов, сушка и упаковка готовой продукции.

Получаемые экологически чистые брикеты могут содержать основной и зажигательный слой. Зажигательный слой составляет 2-5% общей массы брикета и состоит из горючего и окислителя. В качестве окислителя могут быть использованы нитраты калия, натрия (в зависимости от характеристик исходного сырья), а восстановителя - алюминий.

Данная работа открывает перспективу создания технологических модулей, которые, в зависимости от сырьевой базы, обеспечивают получение связующего и отвердителя и возможность брикетирования любых типов углей как непосредственно на месторождении, так и на любом промышленном предприятии.

Для производства брикетов используется связующий компонент лигносульфонат и отвердитель, которые обеспечивают полное сгорание органической части брикета и исключают образование токсичных соединений. Угольные брикеты не токсичны, являются удобным, эргономичным в использовании и экологически безопасным видом топлива, что подтверждено результатами испытаний.

Литература

1. Алексеев А.И. Гидроалюминаты и гидрогранаты кальция (синтез, свойства, применение). – Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1985. – 184 с.
2. Абрамов В.Я., Алексеев А.И., Бадальянц Х.А. Комплексная переработка нефелин-апатитового сырья. – М.: Металлургия, 1990. – 392 с.
3. Физико-химические основы гидрохимической переработки отходов, содержащих алюминий: Автореферат. Дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – СПб, 1998. – 19 с.
4. Стариков А.П. Новые решения в технологии добычи, переработки и использования угля // Уголь. – 2010. – N7(1013). – С. 31-33.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЖИДКОСТЕКЛЬНОГО СВЯЗУЮЩЕГО ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ОТХОДОВ

П. А. Осмонов, М. Е. Сулейменова

Научный руководитель, профессор В. А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема утилизации и переработки вторичных отходов – зол ТЭС, является весьма актуальной для ряда российских регионов. В таких регионах золо- отвалы занимают большие площади, загрязняя окружающую среду. Золошлаковые отходы являются ценным источником минерального сырья, благодаря содержанию в них оксидов, таких как кремний, алюминий, кальций, железо, магний, натрий, калий.

В 1996 году Указом Президента РФ утверждена план перехода Российской Федерации к стабильному развитию и приняты целевая программа «Отходы», Федеральный закон «Об отходах производства и потребления», Федеральный закон «О государственной экологической экспертизе». Вместе с тем загрязнение окружающей среды продолжает оставаться одной из важных проблем нашей страны:

- на свалках, золоотвалах и в хранилищах скопились миллиарды тонн отходов, из которых более 5% токсичные;
- ежегодно для складирования твердых вторичных продуктов промышленных заводов выделяется более 2 тыс. га земельных площадей, пригодных для нужд сельского хозяйства и необходимых для развития жилищного строительства;
- из 1037 городов только 19% имеют благополучную или удовлетворительную экологическую обстановку;
- по разным источникам, утилизируется только от 5 до 10% общего объема промышленных отходов.

В январе 2008 года при рассмотрении этой проблемы на заседании Совета безопасности РФ по вопросам экологии Президент РФ Д.А. Медведев предложил создать в стране новую отрасль индустрии – отходоперерабатывающую. Актуальность этого предложения очевидна не только с позиций решения экологической проблемы, но и также:

- с позиции обеспечения сырьевыми минеральными продуктами строительных предприятий, который употребляет до 60% добываемых ресурсов и на которого в структуре грузоперевозок приходится не менее 25%; следует учитывать, что износ активной части основных фондов горных предприятий страны составляет 70%, а в производстве нерудных строительных материалов он еще выше; кроме того, во всем мире наблюдается прогрессирующий рост цен на природную минеральную продукцию, например, по данным Росстата, цены на щебень из плотных горных пород, выросли за период с 2006 по 2011 год почти на 100%: наконец, известно, что запасы природных ресурсов не беспредельны и многие из них находятся на грани истощения;
- с позиции необходимости сбережения энергетических ресурсов, что заставляет вести поиск аналогов традиционных строительных материалов (таких, например, как портландцемент), но существенно менее энергоемких, основой которых являются низкоэнергоемкие продукты переработки ВПП;
- с позиции решения задачи освобождения огромных земельных площадей, занятых отвалами (особенно это относится к накопленным отвалам золошлаков ТЭС и ГРЭС), объем которых составляет почти 2 млрд т, из-за чего ситуация в энергетике приближается к критической, то есть если не начать интенсивную

разработку отвалов одновременно с полной переработкой и утилизацией золошлаков текущего выхода, то, по оценкам специалистов-энергетиков, многие ТЭС и ГРЭС придется закрывать максимум через 5-10 лет.

Осуществляется крупномасштабных мероприятий по применению зол и шлаков в строительстве обеспечивается результатами многочисленных исследований, технико-экономическими разработками, проектными материалами, технологическими указаниями, нормативами по оценке свойств зол и шлаков и пригодности для использования в различных случаях строительства. Разработаны ГОСТы и технические условия на многие материалы и изделия из зол и шлаков.

Цель работы – разработка водостойкого и высоко прочностными характеристиками строительного материала на основе золы и жидкостекольного вяжущего. В настоящей работе использовалось натриевое жидкое стекло с силикатным модулем 3,0 В качестве кальцийсодержащей добавки выбран гидроксид кальция ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) и заполнитель зола ГРЭС, город Северск. Выбор кальцийсодержащей добавки обусловлен тем, что образцы композиционных материалов, полученные на основе жидкого стекла показали наибольшую прочность по сравнению с аналогичными образцами на основе жидкого стекла, с добавкой гидроксида кальция.

На основе разработанного жидкостекольного вяжущего и заполнителя (зола) получен композиционный материал. Образцы для испытаний размером 25x25x25 мм формовали в пресс-форме при удельном давлении 15 МПа, кроме образцов на основе песчаных заполнителей, которые формовали при удельном давлении 15 МПа. После предварительного твердения при температуре 25°C в течение 28 часов образцы подвергали сушке в течение 3 ч при температуре 200 °С.

Компонентный состав композиционных материалов на основе предлагаемого вяжущего, а также экспериментальные данные физико-механических свойств полученных образцов приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1

Компонентный состав и свойства экспериментальных образцов

Компонентный состав, %			Плотность изделий, г/см ³	R _{сж} , МПа
Жидкое стекло	Зола	Ca(OH) ₂		
33,1	66,2	0,7	3,80	39,67
		1,3	3,72	28,93
		2	3,57	18,10
		2,5	3,50	19,20

Сырьевая смесь на основе жидкого стекла и гидроксида кальция твердеет по объему, что позволяет изготавливать на ее основе широкий круг строительных материалов.

Благодаря относительно высокой скорости схватывания и набора прочности, изделия можно подвергать сушке уже через сутки после формования.

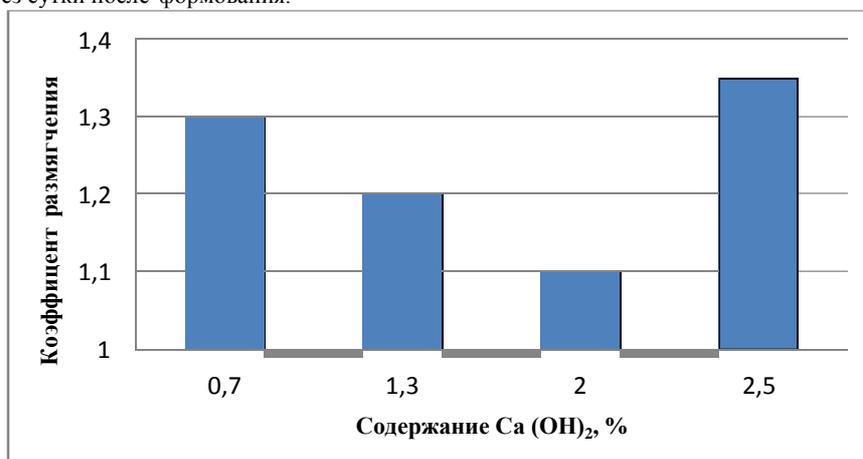


Рис 1. Зависимость коэффициента размягчения камня от содержания гидроксида кальция

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- при использовании в качестве добавки к жидкому стеклу комбинации гидроксида кальция получено, вяжущее, обладающее способностью к объемному твердению и хорошими адгезионно-когезионными характеристиками:

- оптимальные составы сырьевой смеси для получения водостойкого и объемно-твердеющего вяжущего содержат в качестве компонентов жидкое стекло – 33,1 масс. %, гидроксида кальция – 0,7 масс. %, Зола 66,2 масс. %

- сушка изделий при максимальной температуре до 200 °С приводит к улучшению структуры вяжущего за счет практически полного удаления свободной воды, а также дегидратации кремнегеля, приводящей к образованию водонерастворимого ксерогеля.

Литература

1. Волженский А.В, Бузов Ю.С., Виноградов Б.Н. Бетоны и изделия из шлаковых и зольных материалов. М., 1969.
2. Волженский А.В. и др. Применение зол и топливных шлаков в производстве строительных материалов. – М.: Стройиздат, 1984.
3. Ильичев В.А., Карпенко Н.И, Ярмаковский В.Н. О развитии производства строительных материалов на основе вторичных продуктов промышленности. Научно-технический и производственный журнал «Строительные материалы», апрель 2011.
4. Корнеев В.И., Данилов В.В. Жидкое и растворимое стекло. – С-Пб.: Стройиздат, 1996.

ВЛИЯНИЕ СПОСОБА ПРИГОТОВЛЕНИЯ МЕЛКОЗЕРНИСТЫХ ФОРМОВОЧНЫХ МАСС НА СВОЙСТВА МАГНЕЗИАЛЬНОГО БЕТОНА С ТЕХНОГЕННЫМ КОМПОНЕНТОМ

В. О. Полковниченко

Научный руководитель, профессор О. А. Мирюк
Рудненский индустриальный институт, г. Рудный, Казахстан

Перспективность мелкозернистых бетонов определяется возможностью создания однородной тонкодисперсной высококачественной структуры, высокой технологичностью, широким использованием техногенных заполнителей [1].

Магнезиальные материалы выгодно отличаются малой энергоемкостью производства; способностью вяжущего к интенсивному твердению; высокой прочностью, износостойкостью и адгезией к любым видам заполнителя. Доказана возможность создания магнезиальных композитов зернистой структуры на техногенном заполнителе, представленном многотоннажными отходами обогащения скарно-магнетитовых руд. Выявлено определяющее влияние фракционного состава заполнителя на технологические свойства формовочных масс, структуру и физико-механические характеристики композиционного материала. Методами математического планирования эксперимента оптимизирован фракционный состав техногенных заполнителей, при котором достигнуты наибольшие значения насыпной плотности заполнителя и компактная упаковка частиц в структуре композиционного материала [2].

Свойства многокомпонентных материалов зависят от последовательности смешения составляющих.

Цель работы – исследование влияния условий приготовления и уплотнения формовочных масс на свойства магнезиальных мелкозернистых бетонов на основе техногенного сырья.

Формовочные массы готовили с использованием каустического магнезита и смешанного вяжущего, включающего каустический магнезит и тонкомолотые отходы обогащения скарно-магнетитовых руд – хвосты сухой магнитной сепарации (хвосты СМС). В качестве заполнителя композиций использованы различные фракции дробленых хвостов СМС. Композиции затворяли раствором хлорида магния плотностью 1240 кг/м³. Образцы размером 40 x 40 x 160 мм твердели на воздухе.

Исследовано влияние способа приготовления подвижной формовочной массы на свойства композиций из вяжущих различного состава и техногенного заполнителя определенных фракций. Композиции на основе каустического магнезита (КМ) и смешанных вяжущих с содержанием наполнителя (хвосты СМС) 30 и 50 % включали техногенный заполнитель фракций 0,14 – 0,315 мм и 0,63 – 1,25 мм. Бетонные смеси готовили с постоянным отношением вяжущего к заполнителю 1:2.

Способы приготовления отличались последовательностью введения компонентов формовочной массы. В первом способе в смесь сухих компонентов вводили раствор хлорида магния. Второй способ предполагал первичное перемешивание вяжущего вещества с затворителем. В третьем способе первоначально смешивали заполнитель с затворителем, затем вводят вяжущее вещество. Результаты исследования на рисунках 1 и 2.

Сравнительный анализ показателей твердения магнезиальных композиций различного состава свидетельствует, что формовочной массы для композиций мелкозернистой структуры целесообразно готовить по способу, предусматривающему первоначальное смешение заполнителя с затворителем и последующее введение вяжущего вещества. Первичный контакт частиц заполнителя с раствором хлорида магния обеспечивает активизацию поверхности заполнителя, наблюдается тенденции уплотнения и упрочнения структуры, снижение дефектности контактных зон, увеличение доли кристаллических гидратов в приграничной области.

Таблица 1

Влияние условий прессования на свойства мелкозернистых композиций

Состав вяжущего, %		Давление прессования, %	Плотность, кг/м ³	Коэффициент размягчения	Водопоглощение %
каустический магнезит	хвосты СМС				
100	0	80	2250	0,54	3,5
30	70		2400	0,59	2,8
100	0	90	2300	0,60	3,0
30	70		2400	0,64	2,5
100	0	100	2300	0,67	2,7
30	70		2400	0,71	2,3

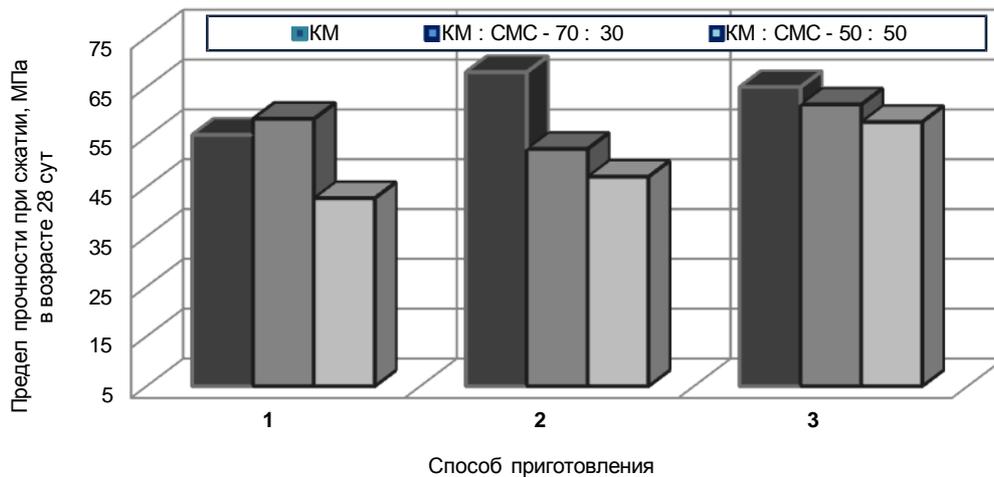


Рис. 1 Влияние способа приготовления формовочной массы на прочность композиции из различных вяжущих и заполнителя фракции 0,63 – 1,25 мм

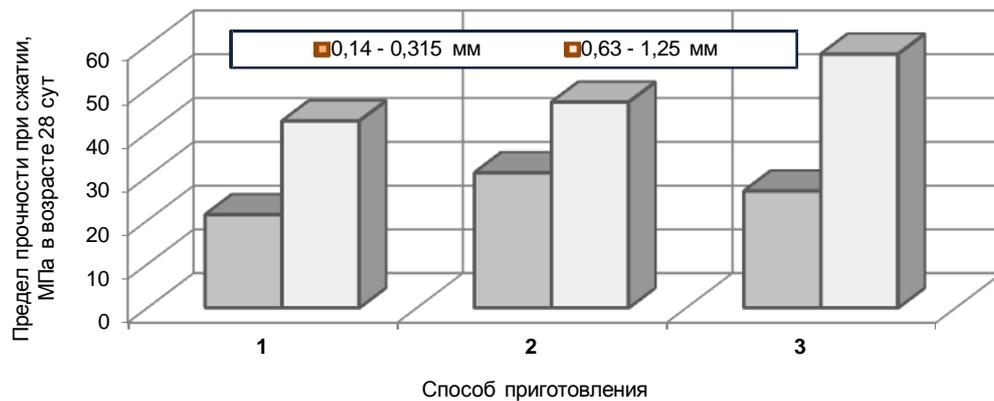


Рис. 2 Влияние способа приготовления формовочной массы на прочность композиции с различным фракционным составом заполнителя на основе вяжущего с 50% наполнителя

Исследовано влияние способа уплотнения формовочной массы на свойства магниезных композиций. Прессование формовочных масс увеличивает среднюю плотность и прочность бетона, обеспечивая рост доли техногенного компонента в составе композиций. Повышение давления прессования и введение техногенного компонента уплотняет структуру, увеличивает водостойкость, уменьшает водопоглощение (таблица 1).

Магниезные композиции мелкозернистой структуры с наполнителем рекомендованы для изготовления элементов благоустройства. На основе результатов экспериментальных исследований разработана технологическая схема производства малых архитектурных форм, которая включает измельчение техногенного материала – отходов обогащения скарново-магнетитовых руд – с последующей классификацией дробленой массы на вибрационных грохотах. Фракции дробленого материала 0,14 – 0,315 мм и 0,63 – 1,25 мм предназначены для заполнителя магниезных композиций, тонкая фракция частиц размером 0 – 0,14 мм направляется на совместный помол с каустическим магнезитом для получения смешанного вяжущего

Магниезные композиции мелкозернистой структуры характеризуются рациональным комплексным использованием одного вида техногенного материала (наполнитель, заполнитель), минимизацией дефицитного каустического магнезита; переходом от портландцемента к бесклинкерному вяжущему, заменой природного заполнителя к техногенным фракционированным песком.

Выводы. Выявлена зависимость свойств магниезных мелкозернистых бетонов от способа приготовления и уплотнения формовочных масс.

Обоснован выбор оптимальной последовательности смешения компонентов бетонной смеси.

Показана возможность регулирования структуры и свойств композиций за счет изменения содержания техногенного компонента и давления прессования формовочных масс.

Литература

1. Баженов Ю.М. Многокомпонентные мелкозернистые бетоны // Строительные материалы, оборудование и технологии XXI века.– 2001.– № 10. – С. 15.
2. Мирюк О.А. Магнезиальные композиции с использованием техногенных материалов // Технологии бетонов. – 2015. – № 5/6. – С. 9 – 13.

ВОДОСТОЙКИЕ СТЕКЛОМАГНЕЗИТОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА МИНЕРАЛЬНОЙ ОСНОВЕ Д. Симонов

Научный руководитель, доцент Н. А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, строительная индустрия все более повышает требования к строительным материалам и изделиям, так как возросла потребность в универсальных экологически чистых и энергоэффективных материалах. Со стороны строителей выдвигаются условия по соответствию таких материалов высоким физико-механическим и эксплуатационным характеристикам, таким как: прочность на сжатие и изгиб, водостойкость, воздухопроницаемость, морозостойкость, теплопроводность.

Как альтернативой традиционным строительным материалам, на основе вяжущих систем, где используется в основном портландцемент, все большую популярность набирает магнезиальное вяжущее, которое не уступает по характеристикам, а иногда и превосходит их, обладая рядом уникальных свойств. Однако причиной незначительно распространения магнезиальных материалов является их низкая водостойкость, так как магнезиальное вяжущее относится к группе воздушных вяжущих веществ. Связано это с использованием в качестве затворителей растворов солей магния, в результате чего, в продуктах взаимодействия получаем водорастворимые соединения, которые при контакте с водой или влажной атмосферой растворяются, разрушая структуру изделия и конструкцию в целом.

В качестве материала для отделочных работ и возведения ограждающих конструкций, наряду с гипсокартоном и гипсоволокнистыми плитами, широко стали применяться стекломагнезитовые листы, использование которых возможно только внутри помещений в воздушно-сухих условиях из-за низкой водостойкости магнезиальной основы [1].

Целью настоящих исследований является установление возможности получения водостойких стекломагнезиальных материалов для использования для наружной отделки зданий и сооружений и проведения отделочных работ во влажных помещениях. Для достижения цели необходимо решить основную задачу – повышение водостойкости магнезиального вяжущего, что достигается путем синтеза водонерастворимых продуктов взаимодействия каустического магнезиального порошка и затворителя.

Сотрудниками ТПУ были проведены исследования по получению водостойких магнезиальных вяжущих с использованием раствора бикарбоната магния [2]. При взаимодействии каустического магнезита с водным раствором $Mg(HCO_3)_2$ сначала протекает реакция гидратации:



Образовавшийся гидроксид магния далее взаимодействует с бикарбонатом магния по реакции:



с образованием гидрата гидрокарбоната магния и диоксида углерода, который вступая во взаимодействие с избытком гидроксида магния, образует вторичный БКМ:



Вторичный бикарбонат магния вновь взаимодействует с гидроксидом магния по реакции (1,2) с образованием новой порции гидрата гидрокарбоната магния, который вместе с гидроксидом магния образует первичные продукты гидратации магнезиального цемента, обеспечивающие его твердение в процессе перекристаллизации первичных коллоидных продуктов в кристаллическое состояние.

Таким образом, в результате протекания последовательных и параллельных реакций (1, 2, 3), в цементном камне образуются две основные кристаллические фазы – гидроксид магния и гидрат гидрокарбоната магния, количественное соотношение между которыми предопределяется содержанием бикарбоната магния в жидкости затворения. [3] Образовавшиеся кристаллогидраты практически нерастворимы в воде и определяют высокую водостойкость магнезиального камня. [4]

Таблица 1

Химический состав исходных и прокаленных магнезиальных пород

Материал	Содержание оксидов, масс. %							
	MgO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO	Fe ₂ O ₃	MnO	Δ m _{np}	Сумма
Магнезит Савинского месторождения								
исходный	46,88	1,60	0,59	0,85	0,80	0,29	50,26	101,27
прокаленный при 800 °С	75,64	3,18	-	4,24	-	-	16,94*	100
Брусит Кульдурского месторождения								
исходный	63,91	1,90	2,00	1,06	0,19	-	30,94	100,00
прокаленный при 800 °С	92,54	2,75	2,90	1,53	0,28	-	-	100,00

*- потери при прокаливании каустического магнезита, обожженного при 800 °С, связаны с наличием неразложившегося MgCO₃ с дефектной структурой.

В работе в качестве исходных каустических магнезиальных порошков использовались каустический магнезит марки ПМК-75 на основе магнезитовой породы Савинского месторождения (Иркутская обл.) и каустический брусит на основе бруситовой породы Кульдурского месторождения (Хабаровский край) с содержанием активного MgO 75,64 и 92,54 масс. % соответственно (табл.1). Данные материалы были получены обжигом указанных магнезиальных пород при температуре 800 °С на предприятии ООО «Сибирские порошки» (г. Иркутск).

В качестве затворителя был использован водный раствор бикарбоната магния с концентрацией 13-19 г/л, который получали искусственной карбонизацией суспензии каустического магнезиального порошка в автоклаве при давлении CO₂.

В качестве наполнителей использовали древесную стружку фракцией 0-5мм; для армирования образцов – стекловолокно размером от 7 – 15 мм; в качестве звуко и теплоизоляционного материала – вспученный перлитовый песок ВПМ М75 по ГОСТ 10832 – 2009.

Для исследования влияния отдельных компонентов готовились композиции с конкретным наполнителем. Формовались образцы-кубики, которые твердели в течение 28 суток в разных средах: на воздухе, в воздушно-влажной среде (в камере нормального твердения) и в воде. Результаты испытаний представлены на рисунке 1.

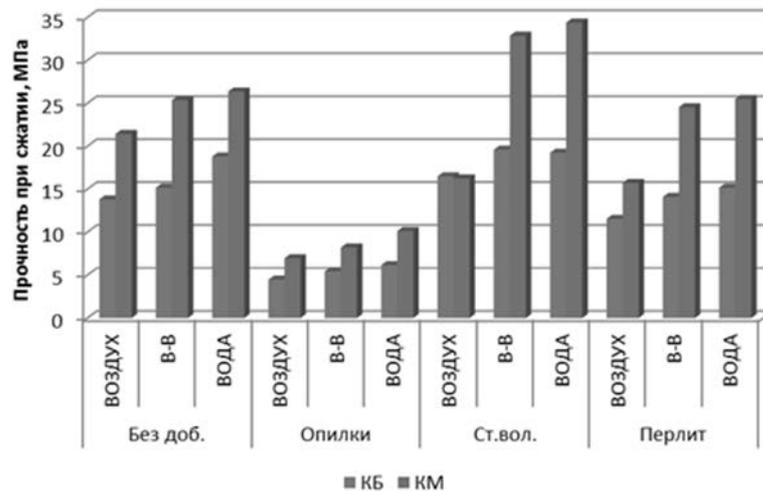


Рис.1 Зависимость прочности при сжатии композиций от их состава и среды твердения

Исследования свойств стекломagneзитовых композиций при затворении раствором бикарбоната магния показало, что прочностные характеристики, прочность на изгиб и прочность на сжатие, образцов на основе каустического магнезита имеют более высокие значения по сравнению с образцами на основе каустического брусита. При твердении в воде прочность образцов, как на изгиб, так и на сжатие выше по сравнению с образцами, твердеющими на воздухе.

Таблица 2

Состав и свойства стекломagneзитовых композиций

Образец	Вязущее, %		Опилки, %	Ст. волокно, %	Перлит, %	БКМ, % (масс тв. комп.)	Среда твердения	Плотность, г/см ³	R _{сж.} , МПа	R _{изг.} , МПа	Теплопроводность, Вт/м·К
	КБ	КМ									
КБ-1	79	—	15	1	5	85	Воздух	0,87	4,79	1,43	0,453
КБ-2	79	—	15	1	5	85	Возд-влаж	0,93	5,24	2,02	—
КБ-3	79	—	15	1	5	85	Вода	0,94	6,04	3,01	—
КМ-1	—	79	15	1	5	80	Воздух	0,85	5,55	2,52	0,355
КМ-2	—	79	15	1	5	80	Возд-влаж	0,95	6,2	2,65	—
КМ-3	—	79	15	1	5	80	Вода	0,93	7,16	3,0	—

Коэффициент водостойкости стекломagneзитовых композиций составляет: с использованием каустического магнезита – 1,30, каустического брусита – 1,26. Определяли данный показатель как отношение прочности при сжатии образцов твердевших в воде к прочности при сжатии образцов твердевших на воздухе

В результате проведенный исследований можно сделать вывод о возможности получения водостойких стекломagneзитовых материалов для использования во влажных условиях.

Литература

1. Орлов А.А., Черных Т.Н., Крамар Л.Я. Стекломагнезиальные листы: проблемы производства, применения и перспективы развития//Строительные материалы, 2014. - № 3. – С. 48-52.
2. Лотов В.А., Митина Н.А. Получение водостойкого магнезиального вяжущего. //Техника и технология силикатов, 2010 - т. 17, - № 3. - С. 19-22.
3. Патент РФ 2404144 Магнезиальное вяжущее / Лотов В.А, Лотова Л.Г.; Заявл. 31.07.2009. Опубл. 20.11.2010. Бюл. № 32.
4. Краткий справочник по химии. Киев: Наукова думка. 1974. С. 156-159.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЖИДКОСТЕКЛЬНОГО СВЯЗУЮЩЕГО ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ТЕХНОГЕННЫХ ОТХОДОВ**М. Е. Сулейменова, П. А. Осмонов**

Научный руководитель, профессор В. А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время основным вяжущим материалом является портландцемент, его широко применяют в различных строительных конструкциях, изделиях и сооружениях. Но его производство является очень материалоемким и энергозатратным. Производство портландцемента обладает экологической проблемой, которая, связана с выбросами в атмосферу углекислого газа [1]. Решение данной проблемы – это разработка нового, недорогого и экологически чистого вяжущего материала. Этим материалом является жидкое стекло, обладающее вяжущими свойствами. Но область использования жидкого стекла ограничена, потому что, изделия на его основе обладают низкой водостойкостью.

Одним из способов решения проблемы низкой водостойкости жидкого стекла, является его модифицирование путем введения различных добавок. По доступности и эффективности использования, на первом месте стоят кальцийсодержащие вещества. В настоящее время проводятся работы, посвященные решению задач модифицирования жидких стекол с кальцийсодержащими добавками [2, 3].

Кроме того, отдельный интерес вызывает использование зол ТЭС и несортированного боя искусственных (техногенных) стекол, или стеклобоя.

Проблема переработки и утилизации вторичных отходов – зол ТЭС, актуальна для многих регионов России. В регионах золоотвалы занимают огромные площади, при этом загрязняя окружающую среду. Стекло с точки зрения экологии считается одним из наиболее трудно перерабатываемых отходов. Оно не разрушается под воздействием атмосферы, воды, мороза, солнечных лучей. Кроме всего, стекло – это коррозионноустойчивый материал, который не поддается воздействию сильных и слабых минеральных, органических кислот и солей, биокислот, а также бактерий и грибов. Если органические остатки (пищевые отходы, бумага, и пр.) полностью распадаются через 1-3 года, полимерные вещества – через 5-20 лет, то стекло, может оставаться без особых изменений десятки и даже сотни лет [1].

Разрабатываемые материалы с определенными регулируемыми свойствами можно применять в различных областях. Например, в гражданском и промышленном строительстве (бетоны разного назначения, строительные смеси (растворы) для внутренних и наружных работ, звуко- и теплоизоляция, отделка зданий и сооружений и др.).

Целью данного исследования является исследование возможности получения изделий на основе модифицированного жидкого стекла и техногенных отходов.

Предметом исследования стали композиции на основе модифицированного жидкого стекла, наполненные боем стекла. Для изготовления композиции использовали: жидкое стекло с силикатным модулем 2.8. Плотность жидкого стекла – 1470 кг/м³. В качестве модифицирующей добавки использовали гашеную известь и заполнители зола ГРЭС (город Северск) и стеклобой тарного стекла [4].

Подбор оптимальных составов проводился с целью получения прочных и водостойких изделий. Предел прочности при сжатии образцов-кубиков размером 25x25x25 мм определяли на прессе ПМ-5МГ4.

Водостойкость образцов композиционного материала определяли при помощи коэффициента размягчения. Коэффициент размягчения – это отношение предела прочности при сжатии насыщенного водой образца к прочности сухого образца. Насыщение материалов водой при определении коэффициента размягчения $K_{разм}$ проводили 12 ч при температуре 25° С [4].

В данной работе подготавливали образцы-кубики композиционных материалов с заполнителем. В ступку насыпали кальцийсодержащую добавку, перемешивали с небольшим количеством воды, после приливали жидкое стекло. Полученную смесь перемешивали в течение 1 минуты. Затем добавляли заполнитель, также перемешивали в течение 1 минуты, полученную смесь засыпали в стальную пресс-форму. Образцы-кубики размером 25x25x25 мм формовали при давлении 15 МПа. Готовые образцы сушили в сушильном шкафу при температуре 100° С 2 часа, затем при 200° С – выдержка 2 часа. Смесь для каждого образца получали отдельно.

Для каждого эксперимента изготавливались по 3 образца и полученные значения физико-механических характеристик образцов-кубиков анализировали. Значения брали равными среднему арифметическому результатов эксперимента [4].

Состав композиционных материалов на основе рекомендуемого связующего, и данные эксперимента физико-механических свойств образцов в нижеприведенной таблице 1.

Таблица 1

Состав и свойства экспериментальных образцов

Заполнитель	Размер фракции, мм	Плотность образцов, г/см ³	Содержание кальцийсодержащей добавки, %	Содержание вяжущего, масс. %	Прочность при сжатии, R _{сж} МПа
Стеклобой	0,9	2,37	6	28	13
		2,37	7	28	15
		2,33	7,7	28	12
Зола ГРЭС (г. Северск)	0,9	3,80	0,7	33,1	40
		3,72	1,3	33,1	30
		3,57	2,0	33,1	18

В результате взаимодействия CaO и жидкого стекла через промежуточную стадию образования Ca(OH)₂, протекает следующая реакция [4]:



В результате этого, оксид натрия из жидкого стекла связывается и основную роль в качестве связующего играет кремнегель.

Разработанное связующее твердеет по объему, и это говорит о том, что на его основе можно изготавливать обширный круг строительных материалов. Образцы-кубики быстро схватываются и набирают прочность.

Изучение материала на основе модифицированного жидкого стекла и техногенных отходов, доказывает возможность применения отходов в качестве заполнителей.

Проведенные исследования показали техническую осуществимость, экономическую эффективность и экологическую целесообразность применения золы и стеклобоя в производстве строительных материалов.

Литература

1. Бутт, Ю.М. Химическая технология вяжущих материалов / Ю. М. Бутт, М.М. Сычев, В.В. Тимашев. – М.: Высшая школа, 1980.
2. Гончикова, Е.В. Натрийсиликатные вяжущие и материалы на их основе / Е.В. Гончикова, Н.В. Архинчеева, Е.В. Доржиева, А.В. Цыремпилова // Строительные материалы. – 2010. – № 11.
3. Дворкин, Л.И. Строительные минеральные вяжущие материалы / Л.И. Дворкин, О.Л. Дворкин. – М.: Инфра-Инженерия, 2013.
4. Хабибулин, Ш.А. Разработка составов и технологии получения модифицированного жидкостеклового и композиционных материалов на его основе: Автореферат. Дис. канд. техн. наук. – Томск, 2015г.

РАЗРАБОТКА СОСТАВА ВЫСОКОГЛИНОЗЕМИСТОЙ КЕРАМИЧЕСКОЙ МАССЫ НА ОСНОВЕ МЕСТНЫХ СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ

Ал. А. Эминов, С. С. Таиров

Научный руководитель, заведующий лабораторией З. Р. Кадырова
Институт общей и неорганической химии АН РУз, г.Ташкент, Узбекистан

Керамические материалы на основе высокоглиноземистой массы во многом уникальны и нашли широкое применение в промышленных предприятиях ряда отраслей. Следовательно, трудно найти какую-либо отрасль промышленности, где не применялось бы измельчение с помощью твердых керамических материалов. Перечень главных видов промышленности, где измельчение и помол, как сырья, так и полуфабрикатов имеет очень важное значение и дает широкое представление о роли этих процессов.

При этом следует отметить, что все промышленные предприятия, в том числе и Республики Узбекистан, в частности в производстве металлургии, горное дело, строительных материалов, фарфора, керамики, огнеупоров, стекла и ряда других в качестве дробящих материалов сырьевых компонентов, полуфабрикатов, отходов производств, а также перемешивания шихтовых составов различных масс в основном применяют керамические мелющие тела.

Твердые керамические материалы, т.е. мелющие тела, в частности высокоглиноземистые уралитовые шары являются основным элементом в процессе измельчения материалов, как в процессе сухого помола, так и при водном и коллоидном измельчении, гомогенизации, измельчении при производстве цемента, стекла, силикатных изделий, лакокрасочной продукции и в гидрометаллургии, при извлечении концентрата для производства металлов и т.д. Кроме того, уралитовые мелющие тела могут применяться в качестве насадки для высокотемпературных тепловых агрегатов с температурой до 1700°C.

В последнее время, в связи со значительным ростом потребности в различных промышленных предприятиях Республики Узбекистан в вышеуказанных типах комплекующих материалов для производства высококачественных изделий различных назначений, возникает необходимость изыскания и расширения сырьевой базы до объемов, способствующих обеспечения качественными и перспективными природно-минеральными сырьевыми и вторичными ресурсами для технологии производства керамических мелющих тел с заданными свойствами.

В результате критического анализа работ по этой направленности и на основании выше изложенного, из-за отсутствия серийного производства таких качественных комплекствующих материалов в Узбекистане, ряд крупных предприятий и все производственные комплексы Республики вынуждены их ввозить из России, Украины и Китая, что связано расходом значительных количеств валютных средств. Кроме того, с повышением тарифов на транспорт обеспечение, такими комплекствующими материалами за счет импорта, многих отраслей промышленности и производственных предприятий становится более трудным и сложным, в результате этого практически все промышленные предприятия испытывают в них острую нужду.

В связи с этим, проблема создания и расширения сырьевой базы производства керамических мелющих тел в республике сегодня становится весьма неотложной задачей из-за необходимости замещения импортных привозных изделий, в том числе и комплекствующих материалов.

В данной работе приводятся результаты экспериментального исследования сырьевых компонентов масс для получения высокоглиноземистых, в частности муллито-корундовых керамических мелющих тел. В качестве сырьевых компонентов использованы обогащенный каолин марки АКС-30 производства ООО «Ангрен-каолин», глиноземсодержащий отход Шуртанского газохимического комплекса (ШГХК), бентонит Логонского, доломит Сыпкинских месторождений и приготовлены две шихтовые композиции «отход-каолин-бентонит» и «отход-каолин-доломит». При этом содержание глинозема в данных керамических массах составляет около 75 масс.%, а, остальная часть состоит из оксидов кремнезема, магния, кальция, калия и т.д.

В результате анализа имеющихся информаций в классической литературе и опубликованных изданиях выявлено [1,2], что высокопрочными керамическими мелющими телами являются высокоглиноземистые, т.е. корундовые, муллито-корундовые составы, имеющие высокую твердость, прочность, износостойкость.

Исходя из вышеуказанного, для проектирования нового эффективного состава керамических мелющих тел, в качестве основных сырьевых компонентов использовали местные сырьевые ресурсы, такие как каолин марки АКС-30 производства ООО «Ангрен-каолин» Ташкентской области, глиноземсодержащий отход нефтеперерабатывающей отрасли (отработанный катализатор при очистке газа Шуртанского газохимического комплекса и Муборекского нефтеперерабатывающего завода), а также в качестве плавнеобразующих компонентов использовали бентонит Логонского месторождений Ферганской области и доломит Сыпкинских месторождения Кашкадарьинской области. В таблице 1 приведены результаты рационального химического анализа вещественного состава использованных сырьевых материалов.

Таблица 1

Химический состав использованных сырьевых материалов

Наим. сырья	Содержание оксидов в % на воздушно сухое вещество												
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃ + FeO	TiO ₂	MgO	MnO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	P ₂ O ₅	SO ₃	H ₂ O	CO ₂
ШГХК	6,00	85,28	1,60	0,85	2,72	0,02	1,23	0,60	0,17	0,01	<0,10	1,06	0,20
АКС-30	58,51	27,00	0,72	0,52	<0,30	0,01	1,12	0,50	0,15	0,07	1,28	0,80	0,55
доломит	0,42	0,0	0,38	0,05	12,0	0,03	40,55	0,1	0,22	0,02	<0,01	0,95	46,1
бентонит	51,32	17,87	12,11	0,09	1,67	0,02	0,25	1,25	2,18	2,06	0,1	9,45	1,37

Согласно стандартной технологии производства керамических и огнеупорных материалов и изделий [3] содержание глинозема в высокоглиноземистых уралитовых мелющих телах должно составлять в пределах 74-75 масс.%. При этом следует отметить, что уралитовые мелющие тела обычно изготавливают методом пластического формования масс, температура обжига для их спекания обычно не превышает 1420°C.

Известно, что в Ангренском обогащенном каолине, марки АКС-30 содержание глинозема составляет 30-32 %. Увеличение содержания глинозема, в шихтовом составе керамических масс достигается с добавлением глиноземсодержащего отхода Шуртанского ГХК. Так как, на Шуртанском газохимическом комплексе (ШГХК) используется технология сорбционной очистки природного газа с применением синтетических гранулированных цеолитов, представляющих собой высокопористые молекулярные сита. Содержание Al₂O₃ в данном продукте составляет 82-90 %, а после его прокаливания при температуре 1300°C содержание Al₂O₃ обычно составляет не менее 95%. Продукт прокаливания отработанного катализатора при 1300°C представляет собой высокотемпературную форму оксида алюминия – α-корунд, т.е. готовый синтетический сырьевой компонент пригодный для использования в производстве различных видов высокоглиноземистых изделий.

Рентгенографическим методом анализа определяли фазовый состав исследуемых сырьевых материалов. Дифракционные картины были получены по методу порошка на установке ДРОН-2,0 на CuK_α излучении, Ni – фильтром. Съемка рентгенограммы осуществлялась, в основном 2 град/мин. В качестве внутреннего эталона использовали монокристаллический кварц. Рентгенофазовые исследования проб Логонского бентонита показали наличие монтмориллонитовых глинистых минералов - линии соответствующие d=1,473; 0,99; 0,443; 0,255; 0,245; 0,224; 0,168 нм, гидрослюдистых d=0,628; 0,403; 0,398; 0,375; 0,370 нм. Так как некоторые части проявления значительно запесочены на рентгенограммах наблюдаются отчетливые интенсивные эффекты кварца с соответствующими межплоскостными расстояниями d= 0,424; 0,335; 0,247; 0,197; 0,181нм.

Из составляющих компонентов керамических шихт доломиты Сыпкинских месторождения представляют собой плотную, очень крепкую породу, от светло – серого до розовато – серого цвета. В минеральном составе этих пород по данным рентгенофазового анализа преобладает доломит, кварц, в меньшей степени присутствуют рентгеноаморфное железо, и глинистые минералы. Результаты анализа вещественного состава доломиты Сыпкинских месторождения показывает, что породы отличаются меньшим содержанием кремнезема, железа и большим содержанием оксида магния.

Результаты рентгенографического анализа обогащенных каолинов марки АКС-30 показывают, что основным порообразующим минералом является каолинит с дифракционными максимумами $d=0,714; 0,357; 0,233$ нм и низкотемпературный β -кварц $d=0,426; 0,334; 0,182$ нм.

Рентгенограммы проб высокоглиноземистого отхода ШГХК представляют дифракционную картину составленную совокупностью дифракционных линий гидроксида и оксида $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$. Дифракционные линии отличаются большим уширением, что является свидетельством несовершенной дефектной кристаллической решетки, очевидно вследствие длительного воздействия температуры на исходный гидроксид алюминия во время эксплуатации. По результатам расшифровки рентгенограмм установлено, что они содержат смесь двух минералов с соответствующими линиями, $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ($d=0,620; 0,316; 0,234; 0,205; 0,185; 0,165; 0,152; 0,145; 0,143; 0,131$ нм) и $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ ($d=0,284; 0,273; 0,256; 0,244; 0,231; 0,226; 0,202; 0,191; 0,154; 0,148; 0,145; 0,138$ нм).

Для повышения пластичности и снижения температуры спекания керамических шихт в композицию «глиноземсодержащий компонент-каолин» добавляли от 5 до 10 масс.% бентонит Логонского месторождения. В следующей композиции вместо бентонита добавлен доломит Сыпкинского месторождения. При высокотемпературном обжиге в данной композиции бентонит играет роль плавнеобразующего компонента, повышает реакционную способность исходных компонентов глиноземсодержащего отхода и каолина. Так как бентонит способствует полному спеканию полученных керамических масс, благодаря увеличению содержания жидкой фазы между минералами каолина и глинозема. В результате, которого каолин и глинозем вступает в химическую реакцию уже при низких температурах и хорошо спекаемая масса – мелющего тела приобретает максимальную плотность.

Таким образом, исследованы перспективные сырьевые материалы, такие как каолин марки АКС-30, глиноземсодержащий отход Шуртанского газохимического комплекса, бентонит Логонского, доломит Сыпкинского месторождений. Определены химико-минералогические составы сырьевых компонентов и показана возможность использования их в качестве составляющих компонентов для производства высокоглиноземистых керамических мелющих материалов.

Литература

1. Химическая технология керамики и огнеупоров. Под.ред. И.Я. Гузмана, М: ООО РИФ, «Стройматериалы». – 2005. – 336 с.
2. Августиник А.И. Керамика. – Стройиздат – Ленинград: 1975. – 592 с.
3. Ишкова Н.В., Опайлечук Л.С., Кривошеева Р.С. Керамика для мелющих тел с пониженной температурой спекания. // Стекло и керамик. – 1987.- №6. – С. 19.

ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ ЗОЛОТОИЗВЛЕКАЮЩИХ ФАБРИК ОЛИМПИАДИНСКОГО ГОКА

С. С. Тарасов

Научный руководитель, профессор В. А. Макаров
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Отходы золотоизвлекающих фабрик Олимпиадинского ГОКа представлены хранилищами сухих хвостов (кеков), двумя действующими хранилищами хвостов мокрого складирования от ЗИФ 1,2 и ЗИФ 3 (рисунок). По объему хвостов и уровню содержания металла первоочередной интерес для повторной переработки могут представлять сухие хвосты и хвосты из хранилища ЗИФ 1,2.

Сухие хвосты в виде двух уступов складированы в правом борту лога, вмещающего основное хвостохранилище фабрик. Они слабо цементированы, неустойчивы и в настоящий момент интенсивно размываются временными водотоками в период обильных осадков и снеготаяния. Содержание золота в данных техногенных продуктах 5-6 г/т, позволяет рассматривать их как первоочередное сырье, подлежащие переработке. Визуально хвосты нижнего и верхнего уступов различаются по цвету (рыжевато-коричневые и зеленовато-серые соответственно), что определяется различием их состава и, возможно, степенью окисления сульфидных минералов.

Для определения форм нахождения золота в пробе был выполнен фазовый анализ изучаемого вещества. Результаты исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты фазового анализа золота ТП-52

Форма нахождения золота и характер его связи с рудными компонентами	Содержание золота, г/т	Извлечение золота, %
Свободное и в сростках (извлекаемое цианированием)	2,50	42,37
Ассоциированное с оксидами и гидроксидами железа, карбонатами (извлекаемое цианированием, после обработки солянокислым раствором двуххлористого олова)	0,58	9,75
Ассоциированное в порообразующие минералы	0,51	8,64
Ассоциированное с сульфидами	2,31	39,24
Итого в исходной пробе:	5,90	100,00

Результаты фазового анализа показали, что золото, находящееся в свободном виде и в сростках (извлекаемое цианированием), составляет 42,37%. Золото ассоциированное с сульфидами составило 39,24%.

Минералогический анализ показал, в составе лежалых хвостов ОГОКа преобладают окси-гидроксидные формы Fe, As и комплексные оксиды (Sb-As-Fe-S-O), в сумме составляющие ~48%, а также кварц (~32%).

В резко подчиненном количестве присутствуют карбонаты (~10-11%), слюды (~4%), темноцветные минералы (~3%). Содержание неизмененных сульфидов, представленных, в основном пиритом и минералами сурьмы, а также подчиненным количеством арсенопирита, в сумме составляет ~2%.

Степень раскрытия минералов весьма высока: от 94 до 100%. Срастания представлены агрегатами нерудных минералов (кварц, слюды) и различных форм оксидов, а также арсенопирита с оксидами Fe и As. Полезный компонент представлен высокопробным золотом. Основная масса золота (96,3%) сосредоточена в материале крупностью -0,071+0мм.

Специалистами компании была предпринята попытка повторной переработки данных отходов, однако, удовлетворительных показателей извлечения золота достичь не удалось. Можно предположить, что сырьё в данном виде является упорным для последующей переработки традиционными методами без соответствующей подготовки.

Так же были попытки внедрение технологии гравитационного извлечения золота на хвостах сорбционного выщелачивания. Во время испытаний использовался гравиконцентратор Knelson CVD 42-1. Технологические показатели работы концентратора Knelson CVD 42-1, полученные при проведении проверочных опытов в оптимальных режимах в течение четырех смен. Извлечение золота от операции в гравиконцентрат составляет в среднем от 30 до 32%, что дает прирост извлечения в среднем на 1,0-1,2% сквозного золота, а содержание золота в хвостах сорбции снижается на 0,5 – 0,7г/т.

Из хвостов мокрого складирования наиболее масштабным является хранилище текущих хвостов ЗИФ 1,2 ОГОКа. Мощность линзы хвостов в центральной части хранилища достигает 80 м. В настоящее время текущие хвосты содержат 0,7 г/т золота. Более ранние, очевидно, имели более высокие концентрации остаточного металла, особенно в период отладки технологии и переходе от переработки окисленных руд к смешанным и сульфидным разностям. По грубым экспертным оценкам запасы металла в хранилище могут составлять 40-50 т, с содержанием от 0,7 до 2 и более граммов на тонну. Не исключено, что песковая (пляж около дамбы) часть хвостов более обогащена тяжелыми минералами и золотом.

Вместе с тем, илистая часть хранилища может быть обогащена легким перетертым сорбентом, который будет концентрировать остаточное золото из оборотной воды. Месячный расход сорбента на фабрике и его поступление в хранилище составляет 25 т. Оборотные воды несут в себе остаточные реагенты, которые, несомненно, продолжают реагировать с материалом хвостов. Со слов технологов компании, вода в пульпе поступающих хвостов содержит золото в количестве 0,05 мг/л, а водах забираемых на фабрику содержание металла колеблется от 0,1 до 0,22 мг/л. Данное обстоятельство указывает на то, что часть золота находится в хвостохранилище в растворимой форме и может быть извлечено методом выщелачивания. На сегодня можно констатировать, что хранилище мокрых хвостов представляет собой химический реактор, состав растворов в котором и направленность процессов: растворение – миграция – сорбция, полностью не ясны. Понимание этих процессов позволит предлагать технологии повторной отработки данного объекта, в том числе оценить возможности скважинной гидродобычи и подземного выщелачивания. Кроме золота, из полезных компонентов в хвостах концентрируются сурьма и вольфрам, содержание которых в исходных рудах были близки промышленным и данные металлы учитывались государственным балансом.

Работы по определению способности извлечения золота из жидкой фазы хвостов сорбции также производились. Заключались они в следующем, запустили установку с зажатым слоем сорбента. Колонну, объемом 0,5 литра, заполнили активированным углем. Пустили проток оборотной воды через колонну снизу-вверх. Регулировали объем протока раствора к отношению объема угля. После окончания процесса устанавливали на выход содержание золота после насыщения на уголь. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Извлечение золота на уголь

Насыщенный уголь (масса, гр)	Содержание золота в питании сорбционной колонны, мг/л	Остаточное содержание золота в растворе, мг/л	Извлечение, %
Проток 10:1 (242,4)	0,23	0,19	17,39
Проток 20:1 (211,8)	0,23	0,20	13,04
Среднее значение	0,23	0,19	15,22

Из вышеперечисленного видно, что при расходе оборотной воды (фильтрата хвостов сорбции) 10 и 20 объемов на 1 объем сорбента извлечение золота из жидкой фазы хвостов сорбции ЗИФ-3 составляет 15,22% с содержанием золота на угле 0,15 – 0,20 г/кг.

Выполненные ранее работы по поиску технологий повторной переработки хвостов пока не дали удовлетворительных результатов. Остается открытым вопрос форм нахождения золота в техногенных минеральных объектах золотоизвлекающих фабрик Олимпиадинского ГОКа. Последний будет предметом исследование в ближайшее время.

**ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПЕНОСТЕКЛА НА ОСНОВЕ
ОТХОДОВ ОБОГАЩЕНИЯ МЕДНО-ЦИНКОВОЙ РУДЫ**

А. Ю. Токарева¹, Ж. С. Нугужинов², В. И. Федорченко²

Научный руководитель, профессор О. В. Казьмина

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

В настоящее время, существует потребность в массовом выпуске качественных теплоизоляционных материалов, которые отвечают не только требованиям теплопроводности, прочности, но и являются долговечными, огнестойкими и соответствуют нормам безопасности для окружающей среды и здоровья человека. К одним из таких высокоэффективных материалов, отвечающих данным требованиям, относится пеностекло. В России и Казахстане применение этого материала ограничено, что отчасти обусловлено необходимостью расширения сырьевой базы и разработкой энергосберегающих технологий по его производству.

Традиционно сырьем для получения пеностекла служит вторичный стеклороб. В России и Казахстане, в отличие от европейских стран, практически отсутствует его массовый сбор. Одним из возможных путей решения проблемы может являться организация стекловаренного участка с непрерывным режимом работы для производства стекла определенного химического состава (варка стекла при 1500 °С), что является весьма энергозатратным мероприятием. В НИ ТПУ установлено, что получение пеностекла возможно на основе широко распространенных высококремнеземистых сырьевых материалов природного и техногенного происхождения. Как правило, такие материалы не отвечают требованиям ГОСТ на стекольное сырье и непригодны для классического стекловарения, но из них можно получать полуфабрикат – стеклогранулят, который является сырьем для получения пеностекла.

Цель данной работы – разработка энергосберегающей технологии получения стеклогранулята как исходного материала для производства пеностекла на основе хвостов обогащения медно-цинковой руды Жезказганского месторождения Казахстана. По внешнему виду отходы представляют собой мелкозернистую пробу светло-бежевого цвета. По химическому составу отходы отличаются от кондиционных кварцевых песков, используемых в стекловарении, пониженным содержанием основного стеклообразующего оксида SiO₂ и повышенным содержанием Al₂O₃, Fe₂O₃, а также оксидов щелочных и щелочноземельных металлов. Согласно результатам рентгенофлуоресцентного анализа отходы не соответствуют марке песка ПС-250 (ГОСТ 22551-77), который используют для производства пеностекла, консервной тары и бутылок из полубелого стекла, изоляторов, труб, аккумуляторных банок (табл. 1). Повышенное содержание оксидов, которые входят в состав стекла в качестве основных компонентов, таких как CaO, MgO, K₂O, Na₂O, необходимо учитывать при расчете состава шихты. Важным фактором является высокая стабильность химического состава отходов, отклонение по содержанию оксидов не превышает 0,2 %, что обусловлено усреднением состава в процессе переработки. Результаты спектрального анализа пробы отходов показали присутствие следующих элементов, содержание которых не превышает 0,1 масс. %: As – 0,0006 %; Co – 0,0102 %; Ni – 0,0066 %; Mn – 0,098 %. Радиологические измерения, проведенные с помощью радиометра – дозиметра, показали, что радиационная активность не превышает допустимые нормы естественного фона и составляет 0,07 μ Sv/h. Эффективная активность радионуклидов составляет 241 Бк/кг, что также не превышает уровень безопасности для строительных материалов (370 Бк/кг). Минералогический состав отхода представлен двумя минералами кварцем и альбитом. По результатам количественного рентгеноструктурного анализа, проведенного при использовании программы Match, содержание кварца и альбита составляет 60 и 40 % соответственно.

Таблица 1

Химический состав отходов и кварцевого песка марки ПС-250

Сырье	Содержание оксидов, масс. %									
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	Cr ₂ O ₃	TiO ₂	SO ₃
Кварцевый песок (ПС-250)	> 95,00	< 4,00	< 0,25	–	–	–	–	–	–	–
Проба 1	68,18	17,16	3,85	3,04	1,81	3,47	1,67	0,15	0,49	0,18
Проба 2	68,58	16,91	3,77	2,99	1,77	3,51	1,63	0,14	0,50	0,19
Средний состав	68,38	17,04	3,81	3,02	1,79	3,49	1,65	0,14	0,50	0,18

Производство пеностекла по предлагаемой технологии осуществляется по двухстадийному способу, включающему низкотемпературный синтез промежуточного продукта – стеклогранулята, при температурах, не превышающих 950 °С, и стадию измельчения синтезированного стеклогранулята с последующим добавлением газообразователя и приготовлением пенообразующей смеси. При этом обязательным условием является высокая дисперсность основного тугоплавкого компонента шихты – кремнезема, вносимого в состав шихты для стеклогранулята отходом. По гранулометрическому составу отход относится к тонкодисперсным материалам. Согласно результатам лазерной дифракции, исследуемый отход на 90 % представлен частицами с размером менее 55 мкм, при этом 50 % зерен имеют размер менее 10 мкм. Насыпная плотность исследуемого отхода составляет 807 кг/м³, истинная плотность 1980 кг/м³.

Технологическая схема получения гранулята состоит из следующих технологических операций: приготовление стекольной шихты, ее термическая обработка и измельчение. Ввиду использования тонкодисперсного сырья из операций дополнительной обработки материалов остается только просеивание через

сито. Двухстадийная технология, позволяет поэтапно оптимизировать структуру и свойства материала. На первом этапе решается задача синтеза гранулята с заданными характеристиками, управлять которыми можно за счет рецептурных и технологических факторов. На втором этапе осуществляется управление основными показателями макроструктуры материала.

При выборе химического состава стекла для получения низкотемпературного гранулята учитывались следующие факторы. Первое условие в составе должно быть достаточное количество стеклообразователей (60 – 75 масс. %) и оксидов щелочных металлов (13 – 22 масс. %). Второе условие количество расплава, образующегося при температуре до 900 °С, должно составлять более 70 %, что установлено по ранее полученным данным. Низкотемпературный синтез фритты осуществляется при температурах не менее 0,8 от температуры ликвидуса, не превышая 900 °С. При таких температурах во фритте сохраняется кристаллическая фаза, количество которой не должно превышать 25 %. Третье условие – содержание активного окисляющего компонента SO₃, необходимого для протекания реакций вспенивания, не менее 0,15 %. Важным условием выбора является низкая кристаллизационная способность стекла, так как неуправляемая кристаллизация негативно сказывается на качестве готового пеностекла.

Предварительные теоретические расчеты показали, что состав шихты, состоящей из 80 % отходов и 20% кальцинированной соды, обеспечивает необходимое количество расплава (более 70 %), при температурах до 900 °С. Данный состав отвечает требованиям по вязкости расплава, значение которой находится в пределах 10²-10⁷ Па·с, при температуре вспенивания 800 – 900 °С. По данным ДТА установлено, что термообработка исследуемой шихты, при температурах до 900 °С обеспечивает полное завершение процессов силикатообразования, что является необходимым условием для стеклообразования. Для подтверждения проведен количественный рентгенофазовый анализ стеклогранулята, полученного при температурах 800, 850, 900 °С. Согласно полученным результатам на всех рентгенограммах наблюдается гало характерное для аморфной фазы, что указывает на присутствие стеклофазы, и максимумы отражения, отвечающие за кристаллическую фазу. Установлено, что синтезированный продукт состоит из аморфной фазы и кристаллической фазы представленной остаточным кварцем (d=3,342 нм; 2θ = 26,7°) и альбитом (d=3,18 нм; 2θ = 28,0°). Увеличение температуры обработки шихты с 800 до 900 °С приводит к увеличению количества стеклофазы с 75 до 85 %.

На основе синтезированного гранулята приготовлена пенообразующая смесь, для этого проведена операция перемешивания тонкоизмельченного гранулята с 0,5 % сажи, с последующим уплотнением на тарельчатом грануляторе, при использовании в качестве связки 25 % раствора жидкого стекла. Полученные гранулы вспенивали при различных температурных режимах, изменяя максимальную температуру и время выдержки. Установлено, что при низких температурах вспенивания (800 °С) гранулированный материал соответствует тяжелому керамзиту, в отличие от которого, материал имеет очень низкое водопоглощение (менее 1 %). При высоких температурах вспенивания (900 °С) материал соответствует легкому керамзиту (менее 400 кг/м³), но при этом образцы имеют неравномерную пористую структуру, что снижает их прочность. Сравнительная характеристика образцов, полученных при 850 °С, указывает на то, что наиболее прочным является материал, полученный при выдержке 10 минут. В данном случае материал имеет большую, чем у традиционного пеностекла прочность и его можно рекомендовать для использования в качестве конструктивно-теплоизоляционного (табл. 2). По значению коэффициента прочности, представляющего собой отношение прочности к плотности, пористый стеклокристаллический материал превосходит пеностекло и керамзит. Зависимость прочности от плотности для материалов является линейной и показывает, что при плотности от 250 до 400 кг/м³ материал более прочный, чем керамзит, но имеет меньшее водопоглощение. При относительно низкой плотности до 250 кг/м³ материал превосходит по прочности пеностекло.

Таблица 2

Основные физико-механические свойства материала, полученного из стеклогранулята

режим вспенивания		предел прочности на сжатие, МПа	плотность, кг/м ³		коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К)	водопоглощение, %
температура, °С	выдержка, мин		средняя	насыпная		
800	10	6,6	650	398	0,123	0,2
800	15	4,5	500	294	0,091	0,2
850	5	3,5	380	224	0,087	0,7
850	10	3,0	350	206	0,085	0,8
850	15	2,8	330	194	0,083	0,9
900	5	2,2	299	176	0,080	0,9
900	10	1,7	250	147	0,070	0,9

Предлагаемая технология позволяет расширить географию размещения возможных предприятий по производству пеностекла, так как осуществляется с применением типового для строительных материалов оборудования, без организации технологически сложного и энергозатратного процесса стекловарения. По основным свойствам материал удовлетворяет требованиям, предъявляемым к эффективным пористым заполнителям. Технология получения пеностекла по способу низкотемпературного синтеза стеклогранулята, без полного плавления шихты на основе отхода, является ресурсосберегающим и энергоэффективным решением.

ЗОЛЬ-ГЕЛЬ МЕТОД В ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЯХ

Т. С. Петровская, К. Куаха, С. А. Демидова

Научный руководитель, профессор Т. С. Петровская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Химические технологии претерпевают существенное обновление на рубеже тысячелетий, что нацелено на разработку и получение новых эффективных материалов и необходимых для этого технических средств и процессов. Наиболее яркой иллюстрацией этого тренда является развитие нанотехнологий мульти и междисциплинарной отрасли знаний, возникшей на стыке химии, физики, материаловедения, биологии и связанной с получением и исследованиями нанодисперсных систем и материалов. В России в 2008 г. принята национальная программа «Развитие nanoиндустрии в Российской Федерации», ее цель - формирование Российского сектора nanoиндустрии, развитие технологической и интеллектуальной деятельности, инициирование позитивных социальных перемен [1].

Рынок нанопродукции растет с начала 2000-х годов [2]. В грядущем десятилетии прогнозируется его рост в десятки раз. Из таблиц, представляющих сегментирование мирового рынка с позиции исследований (таблица 1) и производства (таблица 2) видно, что ключевым носителем «нанореволюции» являются материалы и технологии их производства. Нанопродукты, дающие наибольший объем прибыли, это оксиды и металлы: кремнезём, оксиды титана, алюминия (глинозём), железа, цинка, нанодисперсные порошки металлов и другие материалы в наноформах. Они находят применение при производстве специальных и конструкционных материалов, покрытий, красок, электронных компонентов, косметики. В грядущем десятилетии наноматериалы будут все больше применяться в медицине, в системах доставки лекарственных препаратов, создавая возможности для безопасной и эффективной дозировки лекарств, при лечении опасных заболеваний [2].

Таблица 1

Сегментирование рынка нанотехнологий, 2009 г.

<i>Направление исследований</i>	<i>Доля рынка, %</i>
Новые материалы	30-35
Полупроводники	18-25
Устройства хранения данных	15-20
Биотехнологии	9-14
Полимеры	8-12
Электрохимия	3-5
Оптика	2-4

Таблица 2

Сегментирование рынка нанотехнологий, 2015г

<i>Направление исследований и производства</i>	<i>Доля рынка, %</i>
Химическая промышленность	40
Электроника	28
Медицина	19
Космическая и оборонная промышленность	7
Другие отрасли	6

Как известно, к наноматериалам относят дисперсные и массивные материалы, содержащие структурные элементы (зерна, кристаллиты, блоки, кластеры), геометрические размеры которых хотя бы в одном измерении не превышают 100 нм. Эффект «нано» состоит в том, что когда размер частиц вещества оказывается в нанометрическом диапазоне, он становится соизмеримым с фундаментальными величинами (размер дислокаций в кристалле, длина волны электрона, др.), что имеет следствием изменение атомно-кристаллической структуры. В силу условий образования наночастицы находятся в неравновесном состоянии. Кроме этого, увеличивается доля поверхностных атомов, находящихся в иных условиях, по сравнению с атомами объемной фазы (координационное число, симметрия локального окружения), что приводит к возрастанию роли поверхностной энергии наночастицы.

Изменения физических и химических свойств в результате «наноэффекта» разнообразны. В частности, наблюдается повышение реакционной способности; снижение температур плавления, спекания, полиморфных превращений; повышение твердости в сочетании с высокой пластичностью; полупроводниковый характер проводимости малых частиц; изменение спектров излучения и поглощения веществ и др. Наноструктурированное вещество обладает качественно новыми свойствами и функциональными характеристиками, что открывает широкие перспективы в разработке и использовании наноматериалов.

Все методы получения наноструктур можно разделить на две большие группы по типу формирования продукта: методы «сверху вниз» (top-down), которые предполагают дробление и последующее тонкое измельчение до наноразмеров, и методы «снизу вверх» (bottom-up), которые характеризуются ростом наночастиц или их сборкой из отдельных атомов.

К числу наиболее эффективных и наиболее распространенных относятся золь-гель – методы, основанные на образовании золя и геля [3]. В их основе лежит переход истинного раствора в золь, а затем в гель. В результате реакций гидролиза, обмена, окисления или восстановления из пересыщенного раствора выделяется нерастворимое вещество, происходит конденсация (соединение) ионов, атомов, молекул в агрегаты коллоидной степени дисперсности, т.е. в диапазоне размеров $10^{-9} - 10^{-7}$ м. Последующая механическая, химическая и термическая обработка приводит к получению наноматериалов - индивидуальных однокомпонентных оксидов; двух, трех и более компонентных оксидных систем и химических соединений типа силикатов, титанатов, ферритов, и др., а также к получению наноструктурированных покрытий, пленок, порошков. Золь-гель технология условно подразделяется на две группы принципиально разных способов исходя из структурно-химических

особенностей золя и геля: (1) технология "химического (полимерного) геля" и (2) технология "физического (партикулярного) геля".

Для получения керамики метод золь-гель впервые был применен в 40-х годах 20 века. Первый патент на получение покрытий выдан в 1939 г. Возвращение интереса произошло в 80-х годах в связи с развитием способов получения стекол для оптических волокон путем гидролиза-конденсации алкоксидов кремния высокой чистоты. В современной керамической технологии метод золь-гель используется для получения: порошков металлов и оксидов металлов, пористых материалов, покрытий, волокон, органо-неорганических гелей (SiC), абразивных порошков и абразивоустойчивых покрытий на их основе.

Золь-гель технология получения кварцевого стекла включает следующую последовательность стадий: гидролиз алкоксида кремния → поликонденсация кремниевых кислот → формирование частиц золя (свободнодисперсная система) → образование геля (связнодисперсная система) → сушка геля → спекание геля до стеклообразного материала. В качестве исходных материалов (прекурсоров) используются мономерные алкоксисоединения кремния: $\text{Si}(\text{OR})_4$, где R – группы $-\text{CH}_3$, $-\text{C}_2\text{H}_5$ или $-\text{C}_3\text{H}_7$; водно-спиртовой раствор обеспечивает растворение алкоксида, присутствие кислоты ускоряет гидролиз и поликонденсационные процессы. В результате гидролиза и поликонденсации образуется золь, который заливают в форму, где происходит образование и старение (созревание) геля. Созревание геля проводится до формирования достаточно прочной структуры. Тем не менее, гели это хрупкие микропористые тела, используемые для формования изделий, напыления покрытий, нанесения пленок. Следующая стадия, сушка, – удаление жидкости из пространственной структуры геля, которая может производиться в обычных условиях или специальных (вакуум, обработка геля химическими реагентами) в зависимости от вида целевого продукта. После высушивания ксерогели и аэрогели подвергают обжигу, в процессе чего образуется заданный продукт: стекло, керамика, покрытие, пленка, тонкодисперсный порошок.

Для получения кварцевого стекла или плотной керамики проводится сушка в гиперкритических условиях, затем дегидратация кремнезема путем удаления поверхностных силанольных групп ($-\text{OH}$) и спекание до монолитного изделия заданной формы. Для получения пористой керамики сушка идет на воздухе, как и последующее спекание. Размеры пор регулируются химической обработкой геля.

В зависимости от условий синтеза и поставленных целей образование дисперсной фазы может ограничиться образованием золя либо геля или образованием осадка. Так, на ранних стадиях процесса, когда система находится в состоянии «золь» или перехода «золь → гель», сохраняя вязкотекучие свойства, формируют основу волокнистых материалов и получают тонкодисперсные порошки различной природы. Метод применяется и для получения силикагелей, матриц небольшого размера.

Золь-гель технологии имеют неоспоримые преимущества перед другими методами получения наноструктур. Они дают возможность управлять свойствами конечного продукта, поскольку позволяют варьировать прекурсоры, без ограничений вводить добавки, обеспечивая гомогенность получаемого материала на молекулярном уровне. Энергетические затраты на технологический процесс ниже по сравнению с традиционными, в отдельных случаях на порядки. При этом производительность процесса остается высокой. Основным недостатком золь-гель метода состоит в высокой стоимости сырьевых материалов, прежде всего алкоксидов. Поэтому он применяется для получения материалов с высокой добавленной стоимостью - особо чистых однородных стекол и высокопористых стеклоподобных материалов для оптики, электроники, керамики для теплотехники, химической промышленности, и др.

Одним из перспективных направлений применения золь-гель метода, сложившееся в последние десятилетия, является модифицирование поверхности материалов тонкими наноструктурированными пленками с целью придания поверхности специфических свойств. Примером могут служить силикофосфатные пленки, наносимые на поверхность оксидированного титана, для придания биоактивных свойств имплантатам на его основе [5]. Установлено, что наноструктурированное пленочное покрытие, содержащее CaO , SiO_2 , и P_2O_5 , обладает гидрофильностью, пористостью, шероховатостью, в то же время, обладая близким к натуральной кости составом, а также способствует повышению адгезионной прочности оксидного покрытия на титане. Нанопленка повышает адсорбционные свойства и химическую активность поверхности электрохимических оксидных покрытий на титане. Находясь в условиях *in vitro* (в межклеточной жидкости тела SBF), они интенсивно обмениваются ионами кальция и фосфора с физиологическим раствором, силанольные группы связывают ионы кальция, способствуя формированию слоя аморфных фосфатов кальция, постепенно кристаллизующихся в фосфаты кальция. Совокупность свойств многослойного покрытия повышает функциональность композиционного титанового имплантата, обеспечивая его биосовместимость и биоактивность.

Таким образом, золь-гель метод является высокоперспективным для использования в химических технологиях при получении материалов с качественно новыми функциональными свойствами. Он позволяет не только получать новые наноматериалы, но и улучшать свойства материалов, полученных в традиционных технологиях, путем модифицирования функциональной поверхности и придания ей новых требуемых свойств.

Литература

1. Нанотехнологии и наноматериалы. Федеральный интернет-портал. [Электронный ресурс]. – <http://www.portalnano.ru>
2. Краткий обзор мирового рынка нанотехнологий в 2009 году. [Электронный ресурс]. – <http://www.abercade.ru/research/analysis/3908.html>
3. Основы золь-гель технологии нанокompозитов / А.И. Максимов, В.А. Мошников, Ю.М. Таиров, О.А. Шилова. – СПб.: Издательство СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2007. – 156 с.

4. Химия и технология нанодисперсных оксидов / Н.А. Шабанова, В.В. Попов, П.Д. Саркисов. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2007. – 309 с.
5. Петровская Т.С., Борило Л.П. Применение наноструктурированных пленок для повышения функциональности титанового имплантата//Известия высших учебных заведений. Серия «Физика». – Томск, 2014 - Том 57. – № 7/2. – С.121-126.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ КАЛЬЦИЕВЫХ ФОСФАТОВ МЕДИЦИНСКОГО НАЗНАЧЕНИЯ Н. Е. Торопков

Научный руководители, профессор В. И. Верещагин, доцент Т. С. Петровская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время существует большое количество имплантатов, применяемых для замещения дефектов костной ткани, а также полного ее восполнения. Уже существующие металлические имплантаты широко используются в медицине, но приводят к значительным послеоперационным осложнениям. Следовательно, для медиков стоит задача усовершенствования технологии применяемых имплантатов. Однако отсутствие подходящих материалов ограничивает усовершенствование и разработку отдельных типов, имплантируемых эндопротезов.

Цель: Разработка технологии получения гибридных материалов для проектирования и создания для проектирования и создания (от исходного материала до прототипа) нового класса биоинспирированных имплантатов и покрытий в приложении к биоинженерии костной ткани.

Ежегодно в РФ регистрируется более 20 миллионов травм. Подавляющее большинство травм связано с автомобильными катастрофами (46,5%), на втором месте травмы, полученные при падении с высоты (21,8%), на третьем - огнестрельные ранения (18,9%). Официально зарегистрировано более 15 миллионов граждан РФ, обратившихся за помощью с нарушениями костно-мышечной системы в 2010 году, ожидаемый прирост заболеваемости к 2016 г. составит 9,6 % (данные Минздрава России, расчет Росстата). При анализе травматолого-ортопедической патологии только по РФ за период 2007-2011 гг. зарегистрирован рост распространенности травм среди детей на 5,8%, среди подростков - на 19,8%.

Биологическая совместимость, уникальная биоактивность, структурное и химическое подобие костной ткани человека позволяют синтетическому гидроксиапатиту ($\text{Ca}_{10}(\text{PO}_4)_6(\text{OH})_2$, ГА) – аналогу неорганической компоненты костного материала – находить широкое применение в современной медицине и материаловедении.

Трудоемкость и длительность процессов жидкофазного синтеза ГА заставляет химиков и технологов проводить поиск новых методов его получения и разрабатывать упрощенные технологии синтеза ГА. Так, за последние 15 лет количество статей, посвященных разработкам новых методов синтеза ГА, возросло ~ в 3 раза. В этом плане преимущества применения сверхвысокочастотного (СВЧ) излучения при получении ГА очевидны: малая длительность синтеза, быстрый нагрев реакционной смеси, хорошая воспроизводимость, а также значительный выход и высокая степень чистоты продукта. Но материалы на основе чистого ГА в настоящее время имеют ограниченное применение, что связано с его низкой растворимостью (и как следствие, резорбируемостью) в жидкостях организма, а также высокой хрупкостью. Биологическая совместимость, уникальная биоактивность, структурное и химическое подобие костной ткани человека позволяют синтетическому гидроксиапатиту ($\text{Ca}_{10}(\text{PO}_4)_6(\text{OH})_2$, ГАП) – аналогу неорганической компоненты костного материала – находить широкое применение в современной медицине и материаловедении.

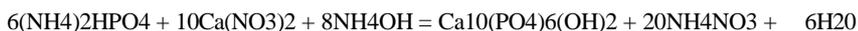
Для получения более точных характеристик ГАП необходимо знать химические, физические и механические свойства естественной кости. Внутри структура человеческой кости представляет собой пористую матрицу, состоящую из микроскопических систем костных трубок, вставленных друг в друга [1]. Данные трубки преимущественно состоят из кристаллического ГАП.

Существует множество способов получения, как аморфного ГАП, так и кристаллического [2]. Однако наиболее предпочтительно получение аморфного гидроксиапатита, так как кристаллический ГАП резорбируется на протяжении достаточно длительного времени, обладает плохой остеокондуктивностью, причем методики его получения довольно трудоемки. Аморфный (АфГАП) же, в отличие от кристаллического, обладает хорошей резорбцией и большой склонностью к прорастанию коллагеновых волокон. Значительным минусом АфГА является его малая прочность в сформованном имплантате, что затрудняет его применение как основного материала в них. Поэтому данная технология была в свое время отброшена на задворки регенеративной медицины и нашла дальнейшее применение в виде покрытия на металлических имплантатах. Также в ходе переработки, сушки и прокаливания полученного ГА возникает проблема обнаружения в смеси несвязанного СаО, который в организме оказывает негативное влияние, так как происходит его гашение.

Однако за последние десятилетие интерес к ГА снова возрос ввиду усовершенствования оборудования и застаревания нынешних материалов, используемых в качестве эндопротезов.

Поэтому разработка новой технологии получения как кристаллического, так и аморфного ГА одновременно, при этом не содержащего СаО в смеси, а это возможно при наличии связанных тугоплавких форм, является серьезной проблемой.

Известно, что малая часть растворных методов получения пригодна к организму, так как классические технологии получения содержат соединения с аммонийной группой, которые по своей природе токсичны. Проведенный литературный обзор показал, что в целом все жидкофазные синтезы сводятся к реакции классического синтеза и ее модификации:



При этом очевидно, что для получения ГАП, необходимо поддерживать стехиометрическое соотношение $n(\text{Ca}^{2+})/n(\text{PO}_4^{2-}) = 1,67$, и pH не меньше 8,37, для нейтрализации образующейся азотной кислоты, так как изоэлектрическая находится примерно при данном значении pH. Однако данный метод, как было сказано выше не дает целевого продукта, необходимого для полного биоинспирирования материала в тело человека.

Нами были исследованы различные методики синтеза гидроксиапатита. Все порошки исследовались методами рентгенофазового анализа (ДРОН-3М), ик-спектроскопии (ИК-Фурье спектрометр Nicolet 5700) и растровой электронной микроскопии (микроскоп JEOL JSM 6000, с приставкой для элементного анализа).

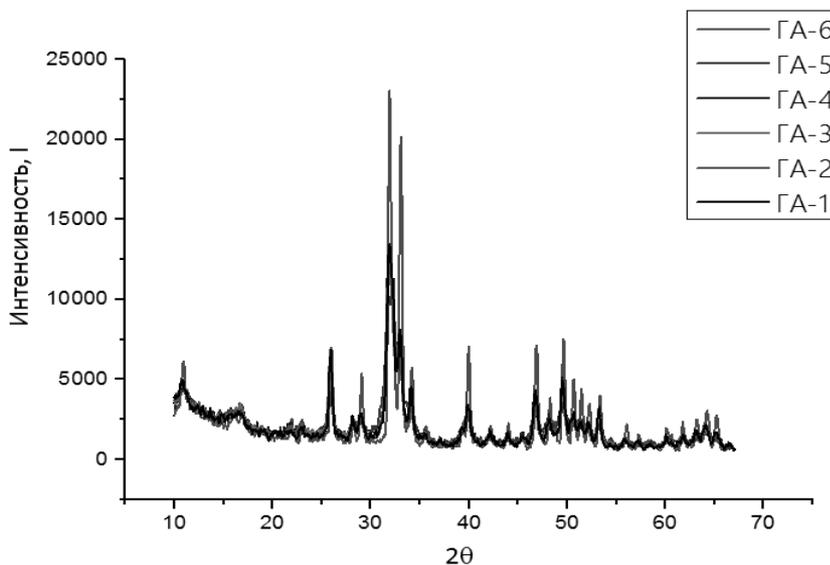


Рис 1. Сравнительный график рентгенограмм 6 образцов

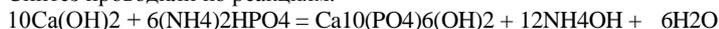
Сравнительные рентгенофазовые анализы представлены в приложении рисунок 1. ГА-1 гидроксиапатит синтезированный по классической технологии растворного синтеза гидроксиапатита [3]. Методика синтеза подробно описана в самом источнике. ГА-2 и ГА-3 получен по методике первого синтеза, однако было произведено полное сливание смесей и доведение pH в течение 10 минут до полной его стабилизации, $\text{pH} = 8,73$. Раствор доводился до температуры 60 оС, затем часть смеси оставлялась на выдерживание в течение суток маточном растворе (ГА-3), другая часть сразу отфильтровывалась и промывалась, осадок высушивался (ГА-2).

ГА-4 получен обработкой и нагреванием вместо нагрева на греющей поверхности в колбе по синтезу аналогичному ГА-1, СВЧ-нагревом при мощности 200 Вт и времени 30 минут. Данные условия подобраны экспериментально, и соответствуют времени началу закипания 1 л смеси с навеской 50 грамм, осадок после подвергался декантации, фильтровался промывался и высушивался.

ГА-5 получен по методике описанной в [4], данный метод безусловно является преимущественен, так как не содержит вредных включений, однако соединения аммиака там все же присутствуют.

ГА-6 получен по модифицированной методике: свежеприготовленный прокаленный CaO растворялся в воде до концентрации 0,25M, затем перемешивался и подвергался ультразвуковой обработке, для расщепления конгломератов. После этого готовились два раствора, составляющие половину объема, полученного известкового молока, диаммония фосфата и аммония фосфата с концентрациями оба по 0,15M.

Синтез проводили по реакциям.



После сливания смесь нагревалась в СВЧ-печи при мощности 200 Вт в течение 10 минут до доведения температуры 37 градусов, перемешивание проводили барботажем кислорода, затем pH доводили до 7, приливанием по каплям ортофосфорной кислоты 0,01M, и оставляли выдерживаться в маточном растворе на 48 часов при температуре 37 оС. Затем осадок тщательно промывали и высушивали при температуре 105 оС.

По данным РФА представленным на рисунке 1 в приложении кристаллической фазе образцов 1-6 соответствует ГА с элементарной ячейкой $\text{Ca}_5(\text{PO}_4)_3\text{OH}$ гекс. Наиболее закристаллизованный образец получился под маркировкой ГА-6. Продуктом реакции являются ГА и β -ТКФ (< 20 %). При этом старение осадка может включать различные процессы, происходящие с осадком при контакте с маточным раствором во времени: агрегирование частиц, обусловленное наличием малых сил отталкивания у первичных образований и стремлением их к объединению при столкновении (химическое старение); освобождение избыточных поверхностных дефектов за счет растворения более дефектных мест на поверхности осадка без изменения размеров кристаллов (рекристаллизация); растворение мелких первичных частиц, происходящее под действием сил поверхностного натяжения, стремящегося уменьшить межфазовую поверхность между частицами стареющего осадка и маточным раствором, и в результате рост больших кристаллов («созревание» по Оствальду). Гипотеза образования такого закристаллизованного аддукта, как нам кажется кроется в обработке

СВЧ-излучением и поддержанием раствора при температуре тела и его дальнейшим выдерживанием. Также данный синтез является самоподдерживающимся и однонаправленным, чем больше получается аммиака в ходе синтеза, тем выше изоэлектрическая точка, тем равновесие смещается правее. Однако последующее введение ортофосфорной кислоты прекращает взаимодействие и непрореагировавшие катионы кальция вступают в непосредственное взаимодействие с ортофосфорной кислотой, при этом нейтрализуя аммиак.

Нет сомнения, что и остальные вещества, полученные в ходе синтеза, представляют из себя гидроксипатит, однако степень их закристаллизованности гораздо меньше, например, ГА-5 полученный из сахаратов имеет аморфные наложения, ввиду этого пики малоинтенсивны. Основным продуктом классического синтеза 1 является ГА, помимо него ~ 5% примесной фазы β -Ca₃(PO₄)₂ (рис. 2). ввиду того, что реакция проходит при температуре выше температуры образует также малоакристаллизованный гидроксипатит. Аналогичные проблемы возникают и у остальных образцов.

В ИК спектрах образцов всех образцов (рис. 2) определены полосы, соответствующие колебаниям фосфатных групп в интервалах волновых чисел 955-962, 1020-1080 и 520-660 см⁻¹. Широкая полоса деформационных колебаний ОН⁻ групп при 3440-3570 см⁻¹ соответствует адсорбированной воде, у образца 6 данная полоса маловыражена ввиду малого содержания адсорбционной воды, так как образец после сушки сразу поступил на анализ.

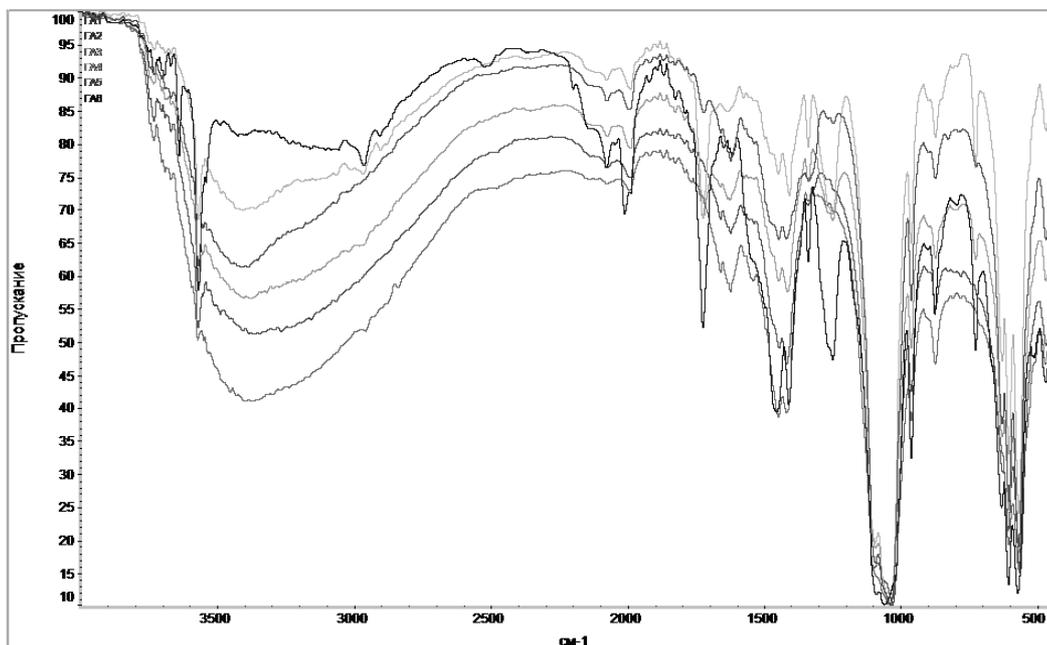


Рис. 2. ИК-Фурье ГА-1, ГА-2, ГА-3, ГА-4, ГА-5, ГА-6

Низкая интенсивность полос в областях 3570 см⁻¹ и 630 см⁻¹, отвечающих валентным и деформационным колебаниям ОН⁻ групп в составе ГА у образцов 1,2,3,5 свидетельствует о низком содержании фазы ГА. Колебания, соответствующие полосам в интервалах 870-875 см⁻¹ и 1300-1500 см⁻¹ относятся к связям С=О в карбонатных группах. Наличие карбонатных групп, в структуре образцов, связано с адсорбцией углекислого газа из атмосферы воздуха в процессе синтеза.

Исходя из современных представлений о воздействии микроволн на водные растворы, можно предположить, что изменение размеров частиц может быть связано с преобладанием процессов зародышеобразования в реакционной смеси над процессами их роста, что, в свою очередь, объясняется ускоренным движением катионов и анионов в растворе под действием СВЧ-излучения

Литература

1. Баринов С.М. Биокерамика на основе фосфатов кальция / С.М. Баринов, В.С. Комлев. – Москва: Наука, 2005. – 204 с.
2. Буланов Е.Н. Получение и исследование наноструктурированных биосовместимых материалов на основе гидроксипатита. – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, 2012. – 103 с.
3. Т. В. Сафронова, М. А. Шехирев, Керамические материалы на основе гидроксипатита, полученные из растворов различной концентрации // Неорганические материалы.- 2007, том 43, № 8.- с. 1005-1014
4. Т. В. Сафронова, В. И. Путляев, Синтез нанокристаллического гидроксипатита кальция из сахаратов кальция и гидрофосфата аммония. – Москва, доклады академии наук, 2009, том 426, № 4, с. 491-496

КОМПЛЕКСНАЯ ПЕРЕРАБОТКА ОКСИДНЫХ ЦИНК СОДЕРЖАЩИХ С ОБРАЗОВАНИЕМ КАРБИДА КАЛЬЦИЯ, СИЛИЦИДОВ ЖЕЛЕЗА И ИЗВЛЕЧЕНИЕМ ЦИНКА

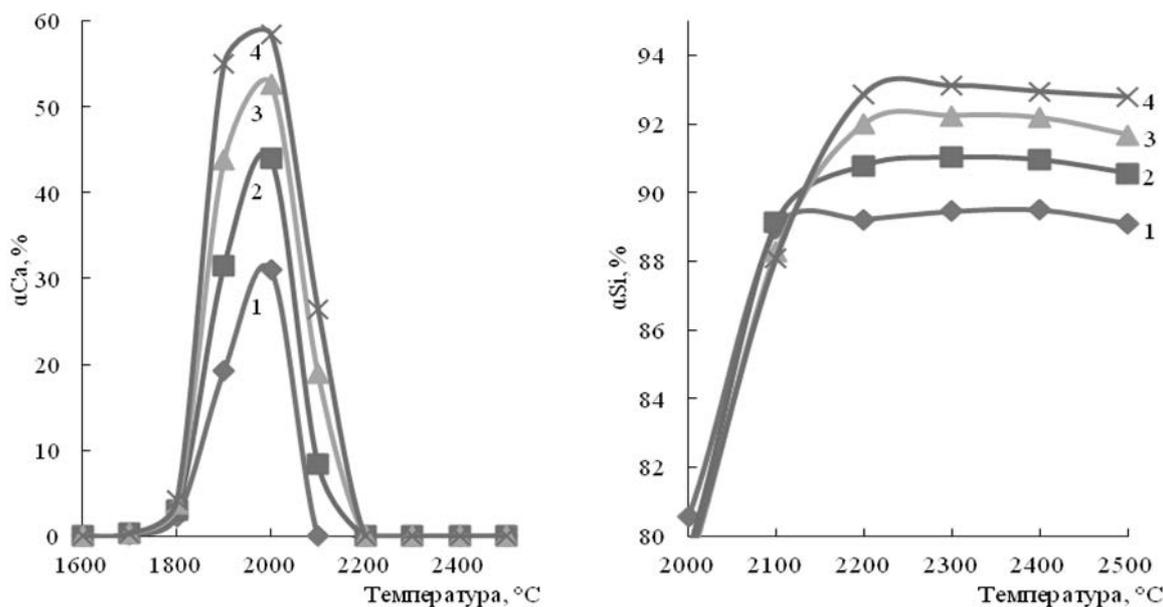
М. А. Тулеев

Научный руководитель, профессор В. Шевко

Южно-Казахстанский государственный университет им. М. Ауэзова, г. Шымкент, Казахстан

На территории Южного Казахстана находится Ачисайское карбонатное месторождение оксидных цинксодержащих руд. Во второй половине прошлого века на базе Ачисайского месторождения работал вельц-цех, основной продукцией которого, были цинксодержащие возгоны и цинковые белила [1]. Несмотря на удовлетворительное извлечение цинка (89-92%), этот процесс характеризуется образованием отхода-клинкера, (85-88% от рудной шихты) и высоким расходом дорогостоящего кокса (46-49% от рудной шихты). Жайремское месторождение содержит: цинка - 3,75%, свинца - 1,76%, 45-75%SiO₂. Жайремская руда не обогащается и не перерабатывается, находясь в отвалах. В виду невысоких технико-экономических показателей вельц-цех, в настоящее время не работает, месторождение с запасами ≈ 1млн.т руды (9-11% Zn) не разрабатывается. Для вовлечения этих месторождений в сферу производства мной предлагается пирометаллургическая переработка этих руд, с получением в одном агрегате электропечи карбида кальция, ферросплава и извлечением цинка в возгоны. Для определения оптимальных параметров этого процесса необходимо детальное рассмотрение совместного углетермического восстановления кремния, кальция, железа с образованием силицидов железа и карбида кальция. В настоящей работе приводятся результаты исследований термодинамического моделирования взаимодействия в системе руда Ачисай - Жайрем – Fe -C. Исследования проводили с использованием программного комплекса HSC-5.1 разработанного финской металлургической компаний Outokumpu [2].

На рисунке 1 приведена информация о влиянии температуры и количества углерода на равновесную степень распределения (α , %) кальция в CaC₂ и кремния суммарно в силициды железа (FeSi, Fe₃Si, FeSi₂ и Fe₅Si₃) и металлический кремний.



А-Степень распределения кальция в карбид кальция,

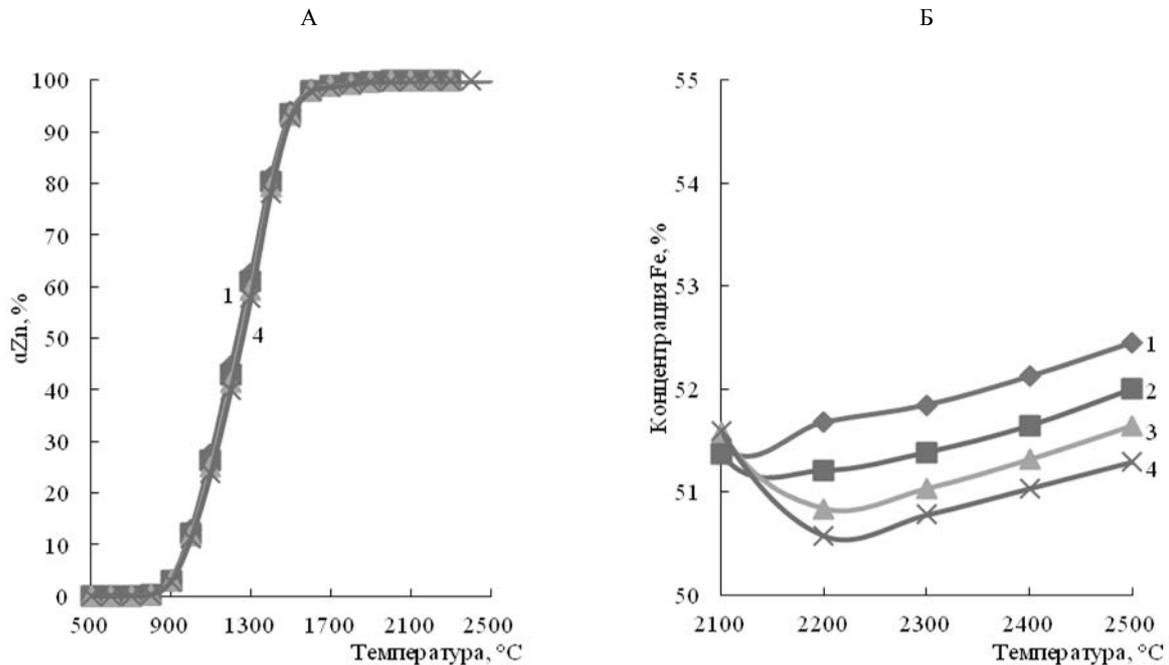
Б-Степень перехода кремния в ферросплав

1) n=41C от массы руд; 2) n=4441C от массы руд; 3) n=4741C от массы руд; 4) n=5041C от массы руд

Рис. 1 Влияние температуры на степень перехода кальция в CaC₂ и кремния суммарно в силициды железа и металлический кремний в системе руда Ачисай - Жайрем – Fe-C при 0,1МПа

Из рисунка 1 следует, что переход кремния в сплав увеличивается от 89,2 до 92,9 % при температуре 2200 °C и увеличении количества углерода от 41 до 50%. Образование CaC₂ в рассматриваемых системах отмечается при T ≥ 1700°C. Причем, увеличение углерода от 41 до 50%, увеличивает степень перехода кальция в карбид кальция от 31,02 до 58,47 %. Из рисунка 1 следует, что зависимость $\alpha_{Ca}(CaC_2)=f(T)$ имеют максимум в температурном интервале 1900-2000⁰C, что связано с разложением CaC₂ на кальций и углерод CaC₂=Ca+2C.

На рисунке 2 приведена информация о влиянии температуры и количества углерода на равновесную степень распределения (α , %) цинка в возгоны и концентрация железа в ферросплаве.



А – степень извлечения цинка в газовую фазу, Б – Концентрация железа в ферросплаве
1) n=41 C от массы руд; 2) n=44 C от массы руд; 3) n=47 C от массы руд; 4) n=50 C от массы руд

Рис. 2 Влияние температуры на степень перехода цинка в возгоны концентрация железа в ферросплаве, в системе руда Ачисай - Жайрем – Fe - C при 0,1Мпа.

Из рисунка 2 следует что образования $Zn_{(газ)}$ отмечается при $T \geq 800^{\circ}C$. На степень перехода цинка в возгоны влияние количества углерода незначительно. В температурном интервале 1700 - 2500°C наблюдается максимальный переход цинка в возгоны (более 97%). Концентрация железа в ферросплаве уменьшается от 52,5 до 50,6% с повышением количества углерода в температурном интервале 2100 - 2500°C.

На основании проведенной работы, можно сделать следующие выводы, о том что: из смеси руд Ачисайского и Жайремского месторождения возможно получение карбида кальция (с переходом в него 58, 47%Ca), ферросплавы (с переходом в него 92.9%Si), и практически полного извлечения цинка в возгоны, в температурном интервале более 2000°C. Восстановление и возгонка цинка в газовую фазу не сдерживает процесс комплексной переработки руд. Полученные данные, могут быть использованы для проведения укрупненно-лабораторных испытаний по комплексной переработке цинк содержащих руд Ачисайского и Жайремского месторождения.

Литература

1. Абдеев М.А., Колесников А.В., Ушаков Н.Н. Вельцевание цинк свинец содержащих материалов. – М: Металлургия. 1985. - 120с.
2. Roine A. Outpu HSC Chemistry for Windows. Chemical Reaction and Equilibrium software with Extensive Thermochemical Database. Pori: Outokumpu Research OY, 2002.

АКТИВИРОВАННЫЙ СИНТЕЗ КОРДИЕРИТА ДОБАВКАМИ, ПОЛУЧЕННЫМИ МЕТОДОМ САМОРАСПРОСТРАНЯЮЩЕГОСЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО СИНТЕЗА

А. И. Черепанова

Научный руководитель, профессор Т. А. Хабас

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Совмещение в одном керамическом материале двух сложных оксидных соединений - кордиерита ($2MgO \cdot 2Al_2O_3 \cdot 5SiO_2$) и муллита ($3Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$) дает ряд преимуществ, в плане улучшения эксплуатационных свойств. Кордиерит, имея небольшой коэффициент линейного расширения при нагревании, увеличивает стойкость керамики к температурным перепадам. Муллит, благодаря призматической структуре кристаллов и большому содержанию оксида алюминия, повышает механическую прочность и термическую стойкость керамики [3]. Кордиерит и муллит синтезируются в разных температурных интервалах: 1150 -1300 и 1400 -1600 °C, соответственно [2]. Поэтому объединение их в одном составе представляет некоторые технологические

трудности. Однако, в смесях оксидов, особенно природных, которые отличаются сложным составом, синтез этих соединений может происходить одновременно, но, как правило, нерегулируемо. Для повышения полноты синтеза применяют различные методы: механическое активирование, введение добавок. Кроме того, в кордиеритовых составах с повышением температуры очень быстро нарастает количество жидкой фазы, поэтому кордиерит имеет короткий интервал обжига (15-20°C) [1]. Для увеличения интервала спекания целесообразен выбор составов, обогащенных оксидом алюминия, в частности, создание кордиерито-муллитовой композиции.

Целью данной работы было исследование возможности активирования синтеза сложных соединений добавками, полученными при проведении самораспространяющегося высокотемпературного синтеза (СВС) в смесях природных веществ и наноразмерного порошка алюминия [4]. Изучено влияние состава шихты и последующей термообработки на состав спеченных материалов. Под термином «прекурсор» в данном случае понимается порошковая смесь, которая получена химико-термической обработкой, сжиганием и имеет достаточное количество зародышей новых синтезируемых фаз, чтобы при последующей термообработке давать керамическое тело, в том числе и реакционным спеканием. Прекурсор может использоваться непосредственно для изготовления керамики или как активирующая добавка на стадии синтеза керамических материалов. Активирующую добавку (прекурсор) получали сжиганием шихтовых смесей измельченных силикатных минералов с нанодисперсным порошком алюминия в свободно насыпанном состоянии. Нанодисперсный порошок (НПА) алюминия представляет собой сверхтонкий порошок темно-серого цвета, состоящий из сферических частиц диаметром 80 - 220 нм. Среднеповерхностный диаметр частиц порошка - 100 нм, удельная площадь поверхности 10-16 м²/г. В отличие от обычного порошка металлического алюминия микронной дисперсности, нанопорошок при горении на воздухе реагирует не только с кислородом, но и непосредственно с азотом, образуя нитрид и оксинитрид алюминия. Состав минеральной части композиции был рассчитан с учетом получения 100% фазы кордиерита. Вариант 1 включал 28,3 масс. % серпентинитовой породы (поставщик оксида магния и кремнезема), 66,0 % глины (оксид алюминия и кремнезем) и 5,7% глинозема. Вариант 2 - 26,7 % серпентинитов, 57,3 % глины и 16,0 % боксита (для введения недостающего количества Al₂O₃). Для синтеза соединений активирующих добавок проводилось сжигание смеси второго варианта и 30% нанопорошка алюминия (активирующий состав 2,0) и 40 масс.% НПА (активирующий состав 2.1). Сравнение результатов РФА показывает, что без активирующих добавок синтез кордиерита менее эффективно проходит в составе по первому варианту. Поэтому в данном исследовании именно этот состав выбран для оценки активирующего действия добавок. В процессе горения получены материалы сложного состава, содержащие продукты твердофазового синтеза и взаимодействия алюминия с компонентами воздушной среды (оксид и нитрид алюминия). Введение в состав керамики кордиерита (2MgO·2Al₂O₃·5SiO₂), муллита (3Al₂O₃·2SiO₂) и, по возможности, нитрида алюминия (AlN) перспективно для увеличения механической прочности, термостойкости и сопротивления материала разрушению при резких перепадах температуры вследствие большой теплопроводности AlN. После сжигания спеки измельчались и в качестве активирующей добавки вводились в исходные шихты.

Максимальная температура горения чистого нанопорошка, фиксируемая в эксперименте около 2250 °С, минерально-металлических смесей – около 1550°C. Поэтому, при горении составов, для подготовки активирующей добавки возможен не только синтез, но и плавление образующихся продуктов (рис.1).

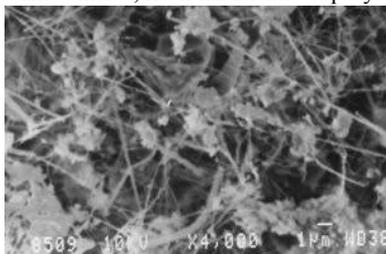


Рис.1 Микроструктура продуктов горения минерально-металлической смеси серпентинит-глина-боксит-40 % масс. НПА

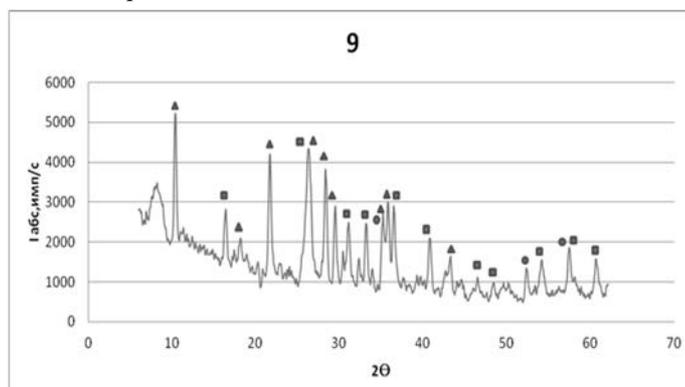


Рис.2 Рентгенограмма состава №9 (бокситсодержащая смесь В2 + 0,5 масс.% активирующей добавки) Тобж. =1200 °С: ▲- кордиерит, ●-корунд, ■-муллит

На снимке видны нитевидные кристаллы (это нитрид алюминия) и отчетливо фиксируется некоторая часть стекловидных образований (прозрачные пленки между частицами). Энергодисперсионный анализ этих областей показывает, что состав стекла близок к кордиеритовому, обогащенному глиноземом. При последующей термообработке активированных шихт, в которые введены сожженные смеси, эти метастабильные фазы кристаллизуются сами и являются центрами кристаллизации вновь синтезируемого кристобалита. Уже после обжига при температуре 1200 °С рефлексы кристобалита на рентгенограмме образца с 0,5 масс.% добавки становятся доминирующими. Одновременно синтезируется муллит (рис.2).

Добавки, полученные при горении металломинеральных смесей, вводились в количестве 0,5; 1 и 1,5 масс.% в исходные минеральные смеси. Как показано на графиках рисунка 3, введение добавок СВ синтеза реально активирует синтез кордиерита.

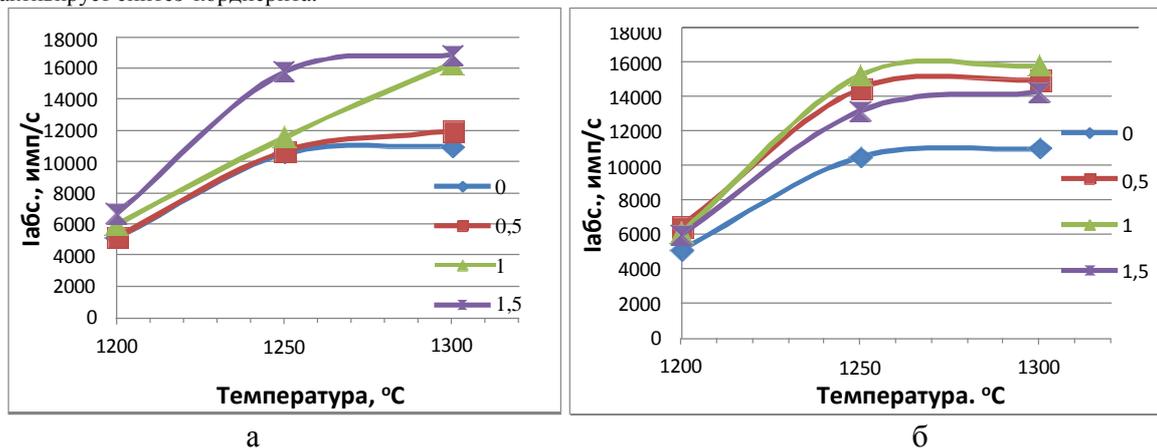


Рис.3 Зависимость интенсивности рентгеновского рефлекса кордиерита (0,845нм) состава В1 от содержания активирующей добавки 2.0(а) и 2.1 (б) и температуры термообработки

Следует отметить, что эффективность синтеза зависит и от исходного состава сжигаемой активирующей добавки: в случае увеличения, в её составе нанопорошка алюминия максимальный эффект достигается при введении меньшего количества добавки в сырую минеральную смесь.

Литература

1. Аввакумов Е.Г., Гусев А.А. Кордиерит – перспективный керамический материал. Новосибирск: Изд. СО РАН. – 1999.
2. Дятлова Е.М, Миненкова Г.Я., Колонтаева Т.В. Интенсификация спекания муллит-кордиеритовой керамики с применением минерализаторов. //Стекло и керамика. 2000. – №12. – С.24-27.
3. Орданьян С.С., Васильева А.М., Степаненко Е.К. Термостойкая керамика на основе муллит-кордиерит и муллит-сподумен.//Огнеупоры и техническая керамика. – 2013. – №11. – С.24-27.
4. Хабас Т.А., Мельников А.Г., Ильин А.П.. Синтез керамических материалов на основе оксидов магния и алюминия в режиме горения.// Огнеупоры и техническая керамика. – 2003. – №11. – С.14-19.

ПРОЦЕССЫ ДЕСТРУКЦИИ ПРИ ФТОРАММОНИЙНОЙ ОБРАБОТКЕ ПРИРОДНЫХ СИЛИКАТОВ МАГНИЯ

Ш. М. Шарафеев

Научный руководитель, профессор В. М. Погребенков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, активно исследуются процессы химического взаимодействия природного сырья с различными фторирующими агентами (плавиковой кислотой, фторидом аммония, гидрофторидом аммония и другими). Технология фтораммонийной обработки получила широкое применение, поскольку обладает рядом преимуществ, среди которых можно выделить относительно невысокую температуру протекающих процессов, а также простоту разделения продуктов фторирования [1 – 8].

Изучены и описаны процессы фтораммонийной обработки отдельных природных минералов и горных пород. Работы в данной области, в основном, посвящены получению материалов при переработке отходов горнодобывающих производств [3, 6], активации руд и химически инертных концентратов для облегчения их вскрытия [2, 9], регулированию фазового состава керамических материалов, кристаллической основой которых являются силикатсодержащие минералы, входящие в состав природного сырья [1, 5].

Результаты по изучению фтораммонийного разложения силикатов различной структуры показали, что кинетика процессов фторирования зависит от структуры исходного минерала [4]. В современной кристаллохимии отмечаются различия в закономерностях строения кристаллических решеток силикатов в зависимости от размеров катионов, входящих в состав минералов, поэтому для выявления закономерностей процессов фторирования целесообразно проводить данные исследования на группе минералов, имеющих

сопоставимые размеры катионов в решетке. В работе рассмотрены процессы, протекающие при фтораммонийной обработке группы природных силикатов магния, включающей в себя в себя минералы островного (форстерит), цепочечного (энстатит) и слоистого (талък) строения.

Цель работы. Изучить влияние строения кристаллических решеток природных силикатов магния на процессы деструкции, происходящие при их фтораммонийной обработке.

Методика проведения работы. В предположении, что в результате реакции минералов с гидрофторидом аммония (ГФА) должно образоваться промежуточное соединение состава $MgO \cdot 0,25SiO_2$ в результате обескремнивания структуры с образованием гексафторсиликата аммония (ГФСА) [3, 5, 8], были рассчитаны компонентные составы шихт по соответствующим уравнениям реакций (таблица 1).

Таблица 1

Составы шихт исследуемых систем

Реакция	Содержание ГФА в шихте, масс. %
Талък $3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot 2H_2O + 9,75NH_4HF_2 \rightarrow 3(MgO \cdot 0,25SiO_2) + 3,25NH_3 + 7,5H_2O + 3,25(NH_4)_2SiF_6$	59,5
Энстатит $MgO \cdot 4SiO_2 + 4,5NH_4HF_2 \rightarrow MgO \cdot 0,25SiO_2 + 1,5NH_3 + 1,5H_2O + 1,5(NH_4)_2SiF_6$	56,1
Форстерит $2MgO \cdot 4SiO_2 + 1,5NH_4HF_2 \rightarrow 2(MgO \cdot 0,25SiO_2) + 0,5NH_3 + H_2O + 0,5(NH_4)_2SiF_6$	37,8

Сырьевые материалы взвешивались на аналитических весах, тщательно растерлились в ступке и помещались в корундовый тигель конической формы. Реакция минералов с ГФА проводилась с участием жидкой фазы (температура плавления ГФА – 126°C), для этого смесь выдерживалась 60 минут в безградиентной печи при температуре 150°C с последующей термической обработкой при 350°C для удаления образующегося ГФСА (температура сублимации 320°C). Для изучения минералообразования в процессе нагрева производился обжиг в печи с выдержкой при температурах 1100, 1200 и 1300°C.

Результаты. На рисунке 1 представлены рентгенограммы образцов после стадии сублимации ГФСА в сравнении с рентгенограммами образцов исходных минералов.

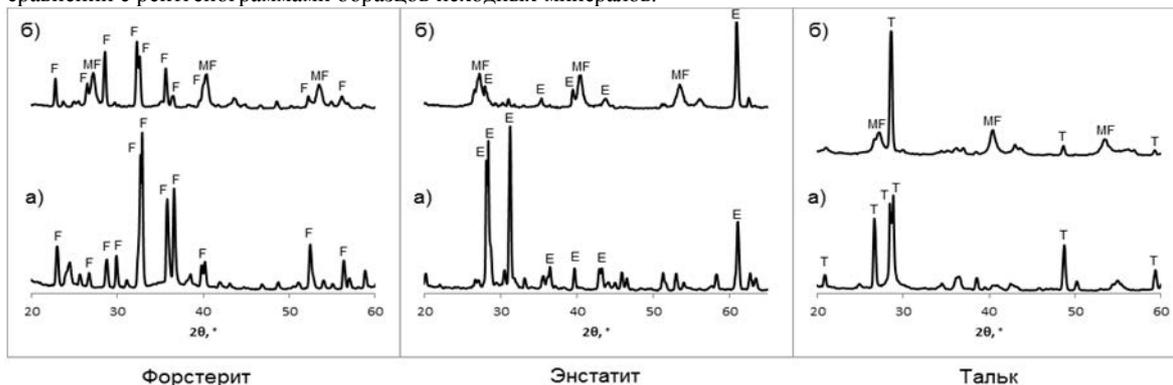


Рис. 1 Рентгенограммы образцов исходных минералов (а) и образцов после сублимации ГФСА (б)
MF - фторид магния, F – форстерит, E – энстатит, T – талък

В первую очередь стоит отметить появление кристаллической фазы фторида магния, что свидетельствует о взаимодействии ГФА с магниальной частью минералов по реакции:



Наблюдается уменьшение и размывание основных рефлексов исходных минералов, что говорит о разрушении их первоначальной кристаллической структуры. Форстерит в большей мере устойчив к действию фторирующего агента по сравнению с талъком и энстатитом (что согласуется с результатами работы [4]).

На рисунке 2 представлены рентгенограммы образцов после обжига. В целом наблюдается закономерность образования в конечной системе фаз форстерита (как конечного продукта разрушения исходных структур) и фазы оксида магния. Это свидетельствует о том, что в процессе фтораммонийной обработки преобладает взаимодействие фторирующего агента с кремнекислородной частью минерала, в результате упорядочивания дефектной структуры при обжиге избыточный оксид магния кристаллизуется в отдельную фазу. Стоит отметить образование в результате обжига фазы норбергита $2MgO \cdot 4SiO_2 \cdot 4MgF_2$ – представителя относительно редких в природе силикатов островного строения группы гумита. Анализ диаграммы состояния системы $MgO - MgF_2 - SiO_2$ свидетельствует об образовании в системе легкоплавких эвтектик, что подтверждается анализом продуктов обжига при увеличении температуры.

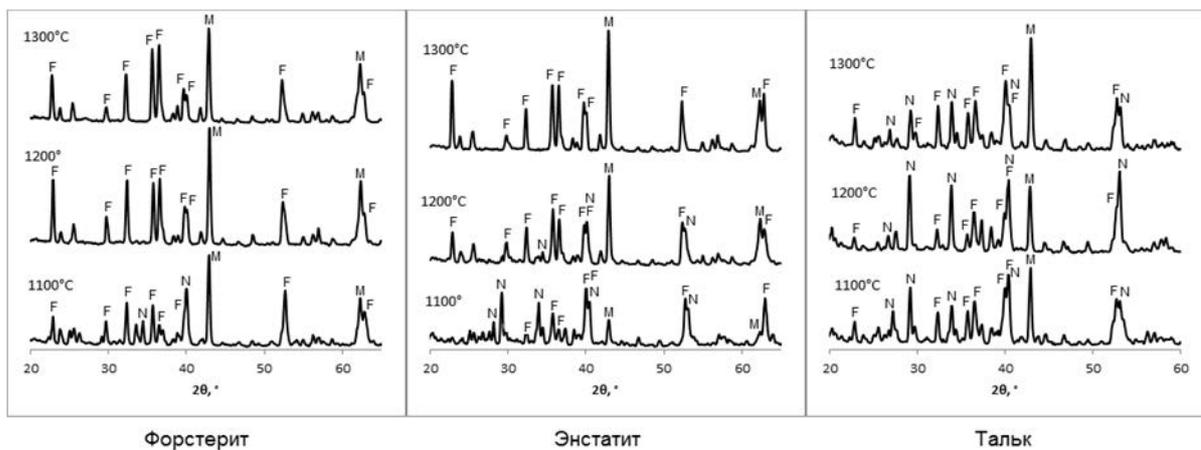


Рис. 2 Рентгенограммы образцов после высокотемпературного обжига
М – оксид магния, F – форстерит, N – норбергит

Результатом взаимодействия минералов с ГФА является слабоупорядоченная дефектная структура неопределенного химического состава, отчасти сохраняющая структурные мотивы исходных минералов. В ходе реакции происходит не только обескремнивание исходных силикатов магния, но и взаимодействие ГФА с магниевой составляющей минерала. В процессе высокотемпературного обжига образовавшийся фторид магния вступает во взаимодействие с образованием островных силикатов группы гумита.

Литература

1. Использование топазового сырья в технологии алюмосиликатных огнеупоров / Т.В. Вакалова, В.И. Верещагин, В.В. Горбатенко и др. // Огнеупоры и техническая керамика. – № 9. – 2007. – С. 42 – 46.
2. Исследование процесса активации упорных урансодержащих руд аммонийно-фторидными растворами / М.А. Гулюта, В.А. Андреев, А.С. Буйновский и др. // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324, № 3. – С. 53 – 59.
3. Рациональная переработка кварцсодержащего сырья фторидным способом / Л.П. Демьянова, А.С. Буйновский, В.С. Римкевич, Ю.Н. Маловицкий // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317, № 3. – С. 77 – 81.
4. О фторировании кремнийсодержащих минералов гидродифторидом аммония / Л.Н. Куриленко, Н.М. Лапташ, Е.Б. Меркулов, В.Ю. Глуценко // Электронный журнал «Исследовано в России». – 2002. – Т.5. – С. 1465 – 1471.
5. Погребенкова В.В. Синтез муллитокорундовых материалов из природного алюмосиликатного сырья по фторидной технологии и получение высокоглиноземистой керамики на их основе: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук // ТПУ. – Томск, 2010. – 194 с.
6. Исследование процессов комплексной переработки небокситовых руд Дальневосточного региона России / В.С. Римкевич, Ю.Н. Маловицкий, Л.П. Демьянова и др. // Тихоокеанская геология. – 2006. – Т. 25, № 3. – С. 66 – 74.
7. Смороков А.А. Фтораммонийный метод переработки циркона // Физико-технические проблемы в науке, промышленности и медицине: сборник тезисов докладов VII Международной научно-практической конференции. – Томск, 2015. – С. 196 – 197.
8. Исследование процесса сублимации гексафторосиликата аммония / А.С. Федин, Ф.А. Ворошилов, А.С. Кантаев, О.А. Ожерельев // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т.323, № 3. – С. 23 – 27.

КИСЛОТОУПОРНЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

А. С. Шульженко

Научный руководитель, доцент И. Б. Ревва

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Химически стойкими называют материалы, способные в течение длительного времени противостоять действию жидких или газообразных активных химических веществ. Наиболее распространенными химическими агентами являются кислоты или щелочи, поэтому керамические материалы, хорошо противостоящие этим веществам, называют кислотостойкими и щелочестойкими или в более широком смысле – кислотоупорами.

Керамические кислотоупорные материалы характеризуются способностью в течение длительного времени противостоять воздействию жидких коррозионных сред. Традиционно они используются для строительства трубопроводов, газоходов, футеровки аппаратов на химических предприятиях. Отличительной особенностью таких материалов является – невысокая пористость и низкие значения водопоглощения. В промышленных масштабах выпускаются кислотоупорные плитки, трубы, кирпичи и фасонные изделия.

Для производства керамических кислотоупорных материалов и изделий используют огнеупорные и тугоплавкие глины, различающиеся по гранулометрическому и минералогическому составу.

В данной работе качестве пластичного компонента использовались глины Нижне-Увельского месторождения. В работе приняты следующие сокращения: НУК – нижеуфельская кислая, НУПК – нижеуфельская полуокислая.

Химический состав глин представлен в таблице 1. Согласно ГОСТ 9169-2001 по содержанию Al_2O_3 в прокаленном состоянии (22,20 – 23,87 %) обе исследуемые нижеуфельские глины представляют собой полуокислые глинистые породы. Обе пробы относятся к классу глинистого сырья со средним содержанием красящих оксидов ($Fe_2O_3+TiO_2$), при этом проба нижеуфельская кислая содержит железистых примесей в 1,5 раза меньше, чем проба нижеуфельская полуокислая [1].

Таблица 1

Химический состав сырьевых материалов

Сырье	Содержание оксидов, %								
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	Δm _{прк.}
НУПК	63,27	21,23	2,10	1,18	0,09	0,39	0,46	0,21	11,07
	71,14	23,87	2,35	1,33	0,10	0,44	0,52	0,24	-
НУК	67,23	20,07	0,55	1,27	0,10	0,51	0,50	0,16	9,61
	74,38	22,20	0,60	1,41	0,11	0,56	0,55	0,18	-
Покровский фельзит	74,37	16,03	1,54	0,06	0,79	0,04	3,44	2,9	1,83
	75,35	16,17	1,57	0,06	0,8	0,04	3,5	2,96	-

По гранулометрическому составу (таблица 2), согласно ГОСТ 9169-2001 исследуемые глины относятся к группе дисперсного глинистого сырья. В пробах глин практически отсутствуют крупнозернистые песчаные фракции.

Таблица 2

Гранулометрический состав глинистого сырья

Шифр пробы	Содержание, %, фракции размером, мм				
	1-0,06	0,06-0,01	0,01-0,005	0,005-0,001	< 0,001
НУПК	3,69	14,19	15,44	14,40	52,28
НУК	4,36	27,00	8,92	21,12	38,60

Минералогический состав использовавшихся в работе глин оценивался методом рентгенофазового анализа. По результатам расшифровки дифрактограммы установлено, что обе исследуемые нижеуфельские глины представляют собой полиминеральное глинистое сырье, в непластичной части которых присутствует кварц. В тонкодисперсной части обеих проб нижеуфельских глин присутствуют: монтмориллонит, микроклин и лейцит.

К основным технологическим свойствам, характеризующим глинистые материалы, относятся: воздушная усадка, пластичность, коэффициент чувствительности к сушке. Характеристика дообжиговых свойств исследуемых проб представлена в таблице 3.

Таблица 3

Технологические свойства нижеуфельских глин

Свойство	Показатель	
	НУПК	НУК
воздушная усадка, %	7,8	6,6
число пластичности	20,5	14,6
коэффициент чувствительности к сушке, Кч	1,8	1,6

Анализируемые пробы нижеуфельской кислой глины относятся к умереннопластичному глинистому сырью, а нижеуфельская полуокислая – к среднепластичным глинам, что согласуется с данными их гранулометрического и минералогического составов. По полученным значениям воздушной усадки исследуемые пробы относятся к среднепластичным глинам. Величина коэффициента чувствительности к сушке для обеих проб соответствует значениям высокочувствительного к сушке глинистого сырья.

В качестве снижающей температуру спекания добавки использовался природный фельзит. Он представляет собой мелкозернистую основную массу кислых эффузивных пород, состоящую из калиевого полевого шпата и кварца, иногда кислого плагиоклаза и темноцветных минералов (пироксена, биотита и др.). Это светлая микрокристаллическая порода, обычно желтоватого или красноватого цвета.

Фельзит используется в химической промышленности в качестве кислотоупорного материала. В данной работе использовали фельзит Покровского месторождения, которое находится в 100 км от г. Екатеринбург [2]. Определение минералогического состава покровского фельзита проводили рентгеновским методом. Установлено, что фельзит сложен следующими минералами: кварц, микроклин и мусковит. В качестве железистых примесей, обуславливающих желто-розовый цвет пробы после обжига, присутствует лепидокрокит.

Результаты определения химического состава фельзитовой породы приведены в таблице 1. Согласно ГОСТ 9169-2001 на глинистое сырье по содержанию Al_2O_3 в прокаленном состоянии фельзитовую породу можно отнести к кислому сырью с низким содержанием красящих оксидов.

С целью исследования поведения фельзитовой породы при обжиге, исследовали влияние температуры обжига на ее свойства. Образцы формовали пластичным способом, а затем обжигали при температурах 1000 – 1100 °С с шагом 50 °С и выдержкой при максимальной температуре в течение 1 часа. Результаты определения основных обжиговых свойств приведены в таблице 4.

Таблица 4

Свойства обожженных образцов на основе покровского фельзита

Температура обжига, °С	Огневая усадка, %	Общая усадка, %	Водопоглощение, %	Прочность при сжатии, МПа
1000	2,7	5,0	16,7	26,6
1050	5,3	7,6	13,8	41,5
1100	8,8	11,1	6,3	46,8

Установлено, что с увеличением температуры обжига от 1000 до 1100 °С приводит к спеканию образцов на основе покровского фельзита с закономерным увеличением огневой усадки масс и механической прочности с одновременным снижением водопоглощения.

Образцы на основе нижеуельских глин формовались по полусухому методу, с давлением прессования 20 МПа. По результатам ранее проведенных исследований установлено оптимальное содержание фельзита на уровне 40 %. С целью равномерного распределения фельзитовой породы в смесях, ее измельчали в конусной дробилке до получения фракции менее 0,063 мм.

Усадочные явления, сопровождающие процесс влаготдачи керамических масс, определяют значения воздушной усадки в пределах 2,4 %. Высушенные до постоянной массы в воздушной среде образцы обжигали при температурах 1000, 1050 и 1100 °С.

Таблица 5

Обжиговые свойства исследуемых масс

Массы на основе	Свойство при температуре обжига, °С					
	Водопоглощение, %		Предел прочности при сжатии, МПа		Общая усадка	
	1100	1200	1100	1200	1100	1200
НУК	11,86	7,13	41,9	46,4	-1,46	0,00
НУПК	12,36	6,31	52,5	46,2	-1,60	0,40

Установлено, что прочность при сжатии всех составов увеличивается с ростом температуры обжига с закономерным снижением водопоглощения. По мере увеличения доли фельзита прочность также повышается, что связано с интенсификацией процессов спекания за счет образования большего количества расплава в смесях.

Оценка минералогического состава масс проводилась методом рентгенофазового анализа. Было выявлено, что после обжига во всех образцах, обожженных при температуре 1200 °С, присутствуют следующие фазы: кварц, альбит и муллит.

Основопологающим свойством кислотоупоров наряду с высокой прочностью и низким водопоглощением является химическая стойкость. Она определяет поведение керамики в агрессивных средах. На практике для определения химической стойкости для кислотоупорной керамики определяют щелочестойкость и кислотостойкость. По ГОСТ 474-90 «Технические условия для кислотоупорного кирпича», предписывается проводить испытания на кислотостойкость по ГОСТ 473. «Изделия химически стойкие и термостойкие. Методика определения кислотостойкости». Метод основывается на измерении потери массы кислотоупора при кипячении в серной кислоте в течение 1 часа.

Кислотостойкость всех исследуемых образцов, обожженных при различных температурах, находится в пределах 97,1-97,3 %. Полученные данные согласно ГОСТ 474-90 кирпич кислотоупорный, являются приемлемыми для кирпича класса В.

Литература

1. Вакалова Т.В., Ревва И.Б., Адыкаева А.В. Исследование природного сырья для производства кислотостойких материалов // *Фундаментальные исследования*. - 2013 - № 8-3. - С. 556-560
2. Солодкий Н.Ф., Шамриков А.С., Погребенков В.М. Минерально-сырьевая база Урала для керамической, огнеупорной и стекольной промышленности. Справочное пособие / Под ред. проф. Г.Н. Масленниковой. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 332 с.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫСОКОКРЕМНЕЗЕМИСТЫХ ПОРОД УЗБЕКИСТАНА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ДИНАСОВЫХ ОГНЕУПОРНЫХ МАСС

А. А. Эминов

Научный руководитель, главный научный сотрудник Р. И. Абдуллаева
Институт общей и неорганической химии АН РУз, г. Ташкент, Узбекистан

В настоящее время, одной из актуальных вопросов огнеупорной промышленности многих стран, в том числе и Узбекистана, является разработка эффективных составов огнеупорных масс, изделий и материалов различных назначений на основе природно-минеральных и вторичных сырьевых ресурсов и освоением инновационных технологий их производства. Следовательно, дефицит отечественных высококачественных нерудных природных сырьевых материалов обуславливает необходимость комплексного исследования ранее разведанных месторождений, а также вовлечения в производство нетрадиционных месторождений минерально-сырьевых ресурсов.

При этом следует отметить, что прогресс, в производстве новых видов огнеупорных материалов, особенно неформованных огнеупоров, определяется достижениями фундаментальных и прикладных научно-

исследовательских работ, а также готовностью их внедрения в промышленность, что особенно актуально сегодня, так как современное материаловедение отвечает тенденциям конструирования материалов в соответствии с самыми смелыми требованиями разработчиков новой техники. В последние годы во всем мире происходит стремительное развитие исследований и разработок по использованию огнеупорных материалов, созданию промышленного производства широкой номенклатуры огнеупорных композитов, конкурентоспособных на внутреннем и мировом рынке.

В результате обсуждения имеющихся данных [1,2] установлено, что при проектировании оптимальной рецептуры неформованных огнеупорных масс, в частности, набивных масс, имеют важное значение свойства такие как: линейные изменения образцов во время сушки и обжига, прочности на разрыв и сжатие в высушенном и обожженном состояниях, пористость обожженных черепков, огнеупорность масс и их температура размягчения под нагрузкой.

Также, известно, что основные факторы, влияющие на технологические свойства динасовых набивных масс, могут быть следующие: количество содержания глины добавляемой к кремнеземистому сырью; замена кварцита кварцевым песком; замена глины оксидом кальция; совместная добавка кварцита, глины и оксида кальция; введение динасового боя; дисперсность – зерновой состав кварцита; добавка к массе щелочесодержащих компонентов.

Таким образом, в направлении изучения влияния основных факторов на технологические характеристика динасовых огнеупорных набивных масс путем комплексного использования высококремнеземистых пород Республики и была поставлена данная часть работы.

На основе вышеизложенного для проектирования и разработки динасовых огнеупорных набивных масс в качестве исходных сырьевых компонентов использованы кварциты Койташского (Джиззакской области), глины Ангреновского (Ташкентской области), кварцевый песок Джеройского (Навоийской области) месторождений, результаты химического анализа вещественных составов которых, а также их потери при прокаливании приведены в табл.1.

Таблица 1

Химические составы используемых сырьевых материалов

Наименование сырья	Содержание оксидов на воздушно сухое вещество, %								ППП
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	SO ₃	
Кварцит Койташского месторождения	96,7	0,4	0,79	0,2	0,24	0,2	0,65	Сл.	1,34
Глина Ангреновского месторождения	59,23	26,16	1,44	0,67	0,24	1,0	0,4	-	10,8
Кварцевые пески Джеройского месторождения	94,7	1,00	0,98	0,68	0,01	0,27	0,15	0,92	1,10

Примечание: В потери при прокаливании (ППП) входят: гигроскопическая, конституционная, кристаллизованная вода, органические и летучие вещества и углерод (IV) оксида.

Из технологии силикатов известно, что [1,2] в керамических и огнеупорных массах фракционный состав приготовленной шихты, т.е. гранулометрия играет чрезвычайно важную роль. Особенно это в равной мере относится и к набивным массам. Так как дисперсность зерен, в значительной мере определяет свойства огнеупорных набивных масс после их термической обработки - обжига при высоких температурах. При этом следует отметить, что в случае необходимости ускорения взаимодействия компонентов набивных масс, это может быть достигнуто с использованием тонкодисперсных зерен кварцита, а также кварцевого песка. Поэтому, для разработки состава динасовых набивных масс из этих сырьевых компонентов были приготовлены заполнители различного фракционного состава, гранулометрия которых, приведена в табл.2.

Таблица 2

Фракционный состав исходных компонентов шихты

Наименование компонентов шихты	Размер зерен, в мм				
	1-0,5	0,5-0,2	0,2-0,012	0,12-0,09	<0,09
Койташский кварцит	10,0	19,5	18,5	12,0	40,0
Ангреновская глина	17,8	40,1	13,5	7,2	21,4
Джеройский песок естественный	0,3	65,3	29,4	1,8	3,2
Джеройский песок молотый	-	0,5	20,1	40,3	39,1

В дальнейшем для разработки нового состава динасовых набивных масс проведены исследования частичной замены Койташского кварцита Джеройским кварцевым песком. Приготовленные композиции «кварцит-глина-песок» составлялись с содержанием глины от 15 до 25 масс%. Рецептура этих шихтовых составов имела широкий охват концентрационного диапазона добавляемого песка. При этом Джеройский песок заменяли Койташским кварцитом с содержанием от 5 до 50 масс%. После дозирования этих компонентов, приготовленные смеси тщательно перемешивали и формовали лабораторные образцы методом полусухого прессования в виде цилиндра, в которых варьировалось содержание песка и глины. Обжиг образцов проводили

постепенным нагревом в лабораторных силитовых печах при температуре 1350°C, выдержка при конечной температуре составляла 5 часов. Состав шихт и основные физико-механические свойства образцов на основе композиции «кварцит-глина-песок», обожженных при температуре 1350°C, приведены в табл.3.

Таблица 3

Составы масс и результаты испытаний обожженных образцов композиции «кварцит-глина-песок»

Койташский кварцит	Состав шихты, в масс %		Огневая рост или усадка, %	Пористость, %	Предел прочности на изгиб, МПа	
	Ангренская глина	Джеройский песок				
		естественный	тонкомолотый			
70	15	15	-	+1,38	25,92	2,37
60	15	25	-	+0,98	21,90	2,99
35	15	50	-	+0,86	28,05	5,28
35	15	-	50	+0,01	31,98	16,92
75	20	5	-	-0,10	26,04	2,31
70	20	10	-	-0,15	25,63	2,85
60	20	20	-	-0,21	24,97	3,04
75	25	5	-	-0,29	24,88	3,36
25	25	-	50	-0,02	27,95	1,68
25	25	50	-	-0,19	26,86	1,79

Частичная замена Койташского кварцита Джеройским кварцевым песком в шихте, представляет значительный интерес т.к. пески, в частности и Джеройский песок - естественно измельченный и широко распространенный в природе материал. Однако песок обычно отсортирован по величине зерен и практически представляет собой смесь зерен с весьма незначительным количеством фракций. Это не дает возможность получить из одного песка с добавкой глины материал высокого качества. Кроме того, песок химически мало активен. Поэтому, нами в дальнейшем опробовали песок, лишь как добавку к кварциту, а также, для экономии кварцитового сырья. Результаты исследования показали, что при введении в массу Джеройского кварцевого песка огневой рост уменьшается в результате меньшей способности песка к перерождению. Пористость набивных масс с увеличением добавки песка увеличивается, а предел прочности на изгиб резко падает. Введение песка в тонкомолотом состоянии несколько увеличивает предел прочности на изгиб, однако, черепок набивных масс приобретает ещё большую пористость. В массах с добавкой песка в количестве 25 % обнаружено некоторое улучшение показателей по сравнению с массой без Джеройского кварцевого песка, что объясняется улучшением в данном случае общей гранулометрии огнеупорных набивных масс.

При введении в больших количествах тонкомолотого Джеройского песка до 50 %, в образцах не происходит огневой рост или усадка после термообработки от первоначальных размеров образца, а при введении естественного песка (при содержании большого количества глины), в таком же количестве огневая усадка составляет незначительную величину. При этом следует отметить, что в массах с меньшим содержанием глины и кварцевого песка предел прочности обожженных образцов на изгиб несколько увеличивается, а пористость изменяется незначительно. Замена кварцита кварцевым песком в больших количествах - до 50%, приводит к ухудшению качества набивных масс, а применение тонкомолотого песка также не показал особых преимуществ. В целом, выявлено, что не целесообразно увеличение количества песка в огнеупорной массе выше 25 масс%.

Таким образом, исследована и показана возможность использования Койташского кварцита и Джеройского песка для разработки состава динасовых огнеупорных набивных масс.

Литература

1. Химическая технология керамики и огнеупоров. Под редакцией Будникова П.П., Полубояринова Д.Н., М.: Стройиздат, 1972, 552 с.
2. Химическая технология керамики и огнеупоров. Под ред. И.Я. Гузмана, М.: ООО РИФ, «Стройматериалы», 2005, 336 с.

Секция 14

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В УСЛОВИЯХ, МОДЕЛИРУЮЩИХ ПЛАСТОВЫЕ, ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А. Ю. Дмитриев, В. С. Хорев, В. Н. Черкасов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В представленной работе, по мнению авторов, предложена современная методика оценки риска заколонных перетоков позволяющих, предупреждать образования миграции газа на этапе подбора рецептур тампонажных материалов для конкретных геологических условий по желанию недропользователя. Представленные результаты определения адгезии цементного камня, исследования усадки цементного камня в пластовых условиях, а также определение давления прорыва газа в тампонажном растворе в момент схватывания (в момент когда гидростатическое давление снижает эффект своего воздействия) позволяют качественно и количественно оценить вероятность появления заколонных перетоков газа и /или флюида по стволу скважины.

Оценка адгезии цементного камня как один из этапов комплексного подхода.

Для оценки адгезии цементного камня был выполнен анализ по измерению силы сцепления цементного камня с горной породой (адгезия).

Степень сцепления цементного камня с горной породой определяли путём нагружения цементного камня, до момента отрыва от горной породы. Для проведения данного исследования была использована гильза высокого давления, внутрь которой помещался испытуемый образец с керном и заливался образцом тампонажного материала. После создания необходимого давления, испытуемый образец тампонажного материала выдерживался на период ОЗЦ. Далее испытуемый образец с цементным камнем извлекается и помещается в прибор для определения прочности цементного камня Matest модель - 160. Полученные результаты были занесены в таблицу 1-2

Таблица 1

Результаты проведения испытаний для цемента марки ПЦТ-1-G-CC-1

№	Условия проведения	Плотность, кг/м ³	Прочность, МПа	Максимальное полученное значения страгивания, кН	Используемый керн
1	t=65°C, P=7400psi	1,85	28,6 (на сжатие)	28,7	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
2	t=65°C, P=7400psi	1,85	27,6 (на сжатие)	28,4	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
3	t=65°C, P=7400psi	1,85	28,1 (на сжатие)	26,9	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
4	t=65°C, P=7400psi	1,85	27,9 (на сжатие)	29,3	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
				Ср. знач = 28,3	

Таблица 2

Результаты проведения испытаний для цемента марки ПЦТ-1-100+ трепел

№	Дата проведения	Плотность, кг/м ³	Прочность, МПа	Максимальное полученное значения страгивания, кН	Используемый керн,
1	t=65°C, P=7400psi	1,60	2,56 (на изгиб)	17,88	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
2	t=65°C, P=7400psi	1,60	2,61 (на изгиб)	17,1	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
3	t=65°C, P=7400psi	1,60	2,79(на изгиб)	16,4	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
4	t=65°C, P=7400psi	1,60	2,31 (на изгиб)	15,63	Горчинская 4 инт 3050-3170,6 м
				Ср. знач = 16,76	

Оценка усадки цементного камня как один из этапов комплексного подхода.

Показатель усадки цементного камня можно косвенно назвать параметром качества цементного раствора скважины, который несёт информацию о том, насколько может осесть тампонажный раствор от устья

при образовании цементного камня, и как следствие, вероятность появления межколонного давления, заколонных перетоков и т.д.

В рамках предложенного подхода были проведены исследования усадки цементного камня в пластовых и атмосферных условиях. Для анализа использовался ультразвуковой анализатор цемента, представленный на рисунке 1 [1,2].

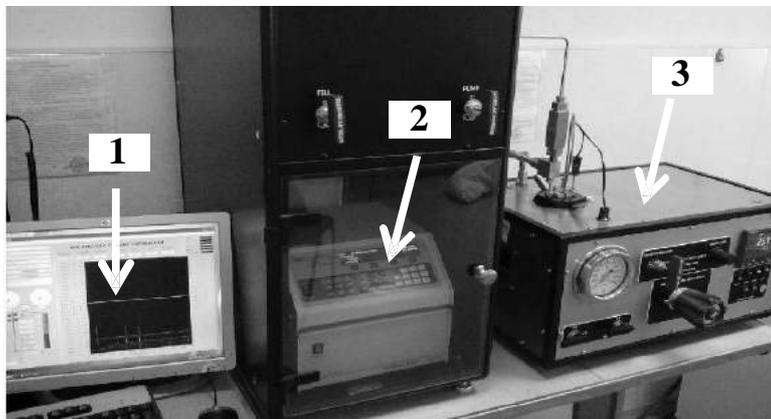


Рис. 1 Ультразвуковой анализатор цемента (внешний вид)

Условные обозначения: 1 – экран вывода параметров; 2 – блок управления; 3 – блок с ячейкой для установки исследуемого образца

После подбора рецептуры, следующим этапом было исследование линейной усадки тампонажного материала. Для этого образцы тампонажного раствора полученные из цементного теста были залиты в пресс формы, на период ОЗЦ длительностью 48 часов, и выдержанны при температуре 65 °C, после чего извлечённые образцы визуально сравнивались на предмет усадки цементного камня, полученные результаты представлены на рисунке 2 [3,4]. Результаты усадки цементного камня, при моделировании термобарических условий пласта представлены в таблице 3.

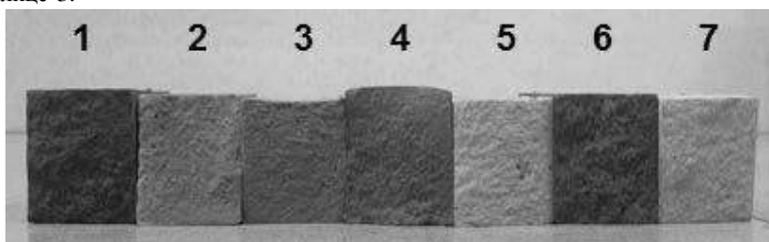


Рис. 2 Результаты линейной усадки/расширения цементного камня (слева направо)

Условные обозначения: 1 – ПЦТ-1-G-СС-1; 2 – ПЦТ-1-G-СС-1+ГЭЦ; 3 – ПЦТ-1-100 + трепел; 4 – РТМ-75; 5 – ПЦТ-1-100+ ПБМБ; 6 – ПЦТ-1-100 + вермикулит; 7- ПЦТ-1-100+ПБМБ 3%

Таблица 3

Результаты усадки цементного камня, при моделировании термобарических условий пласта.

Состав тампонажного материала	Усадка, %
ПЦТ-1-G-СС-1 (исходный)	4,0
ПЦТ-1-G-СС-1+ ГЭЦ (0.05 %)	8,0
РТМУ-75	4,0
ПЦТ-1-100+ трепел +ГЭЦ 0.2%+ пеногаситель 0.5% + ПБМБ 2%	4,4
ПЦТ-1-100+вермикулит +0.1% ГЭЦ+	12,4
ПЦТ-1-G-СС-1+ ПБМБ 3%	10,5
ПЦТ-1-100+ПБМБ 3%	12,2

Оценка миграции (прорыва) газа как один из этапов комплексного подхода.

Проблема миграции газа после цементирования скважины является очень актуальной проблемой, так как её наличие косвенно указывает на дальнейшее развитие или отсутствие заколонных перетоков. Для более детального изучения проблемы тампонажных материалов, были выполнены исследования по миграции газов и пластовых флюидов с помощью анализатора миграции газов и флюидов.

Проникновение газа в зацементированное затрубье происходит тогда, когда давление в затрубье в зоне газоносного интервала падает ниже величины давления пластового газа, т. е. появляется градиент давления, действующий по направлению из пласта в скважину. В этом случае газ мигрирует либо к пласту, с более низким

давлением, либо в направлении устья. Также необходимо наличие свободного пространства внутри зацементированного затрубья для заполнения его газом, которое может находиться в пределах цементной среды или вблизи неё. Понимание механизма миграции газа осложняется эволюцией столба цемента в затрубье с течением времени.

Анализатор позволяет на реальном образце цементного раствора, в реальном времени оценить потенциальную опасность вхождения газа в зацементированное заколонное пространство, в период ОЗЦ, а также подбирать рецептуры цементных растворов, предотвращающих или снижающих миграцию газа.

На рисунке 3 изображена скважина, в которой цемент образует вокруг обсадной колонны кольцо и подвергается воздействию со стороны высокопроницаемой зоны высокого давления газа и проницаемой зоны более низкого давления. После закачки гидростатическое давление столба цемента сдерживает проникновение газа. Когда поровое давление в цементе снижается благодаря сочетанию структурирования, водоотдачи и объёмной усадки цемента ниже давления газа в продуктивном пласте, газ может входить в цемент и перемещаться к поверхности или в другую зону с более низким давлением [5].

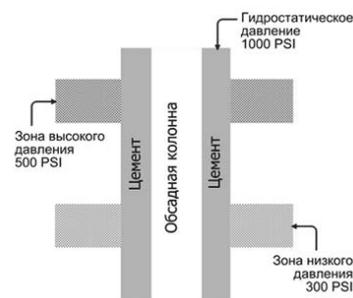


Рис. 3 - Принципиальная схема эксперимента

Для проведения экспериментов были использованы рецептуры тампонажных материалов представленные в таблице 4.

Таблица 4

Рецептуры тампонажных материалов

Состав тампонажного материала	Плотность гр/см ³	Водоотделение, мл	Растекаемость, мм	Прочность на изгиб, мПа	Усадка при пластовых условиях, %
РТМ-75	1,85	1,2	230	3,22 (на изгиб)	4,0
ПЦТ-1-100+ трепел	1,60	<1,5	215	2,59 (на изгиб)	4,4
ПЦТ-1-100+ вермикулит	1,60	2,0	220	2,79 (на изгиб)	12,4
ПЦТ-1-100+ ПБМБ	1,60	3,5	210	2,3	12,2

Результаты выполненных анализов представлены на рисунок 4-6. Время прорыва тампонажного раствора представлено на графике зеленым цветом.

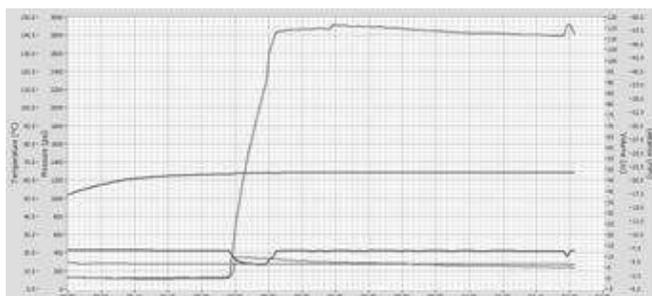


Рис. 4 Результаты испытания пробы РТМ-75

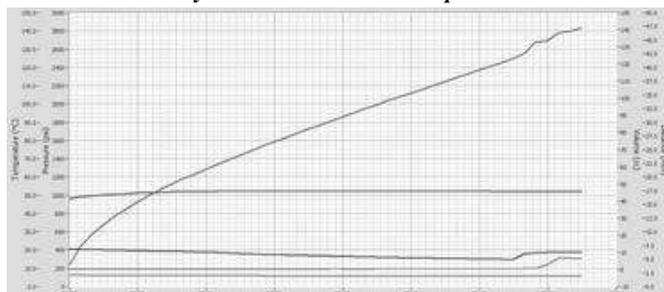


Рис. 5 Результаты испытания пробы ПЦТ-1-100+ трепел

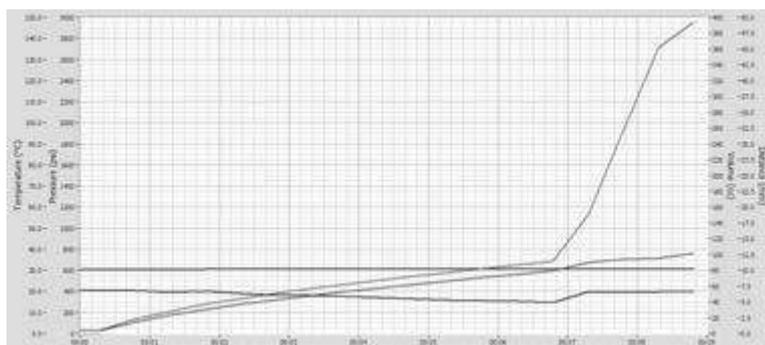


Рис. 6 Результаты испытания пробы ПЦТ-1-100+ вермикулит

После проведения экспериментов можно полагать, что данный способ исследования тампонажного материала может быть использован для подборки рецептур.

Для оптимального обоснования предложенных рецептур были выполнены исследования по усадке цементного камня и миграции газа, позволяющего оценить предрасположенность рецептуры тампонажного раствора к образованию заколонных перетоков. Наилучшие результаты прорыва газа показал тампонажный материал с трепелом, время которого составляет 19 минут, что в сравнении с другими рецептурами является хорошим показателем, превышающим остальные рецептуры в несколько раз.

Таким образом, подводя итоги можно сделать вывод, что использование рецептуры ОТМ с использованием трепела в качестве гель-цемента, позволит снизить вероятность появления межколонного давления и заколонных перетоков, так как достаточно большое время прорыва газа обуславливает меньшую вероятность в появлении каналов в тампонажном растворе в момент образования цементного камня.

Использование рецептуры цемент ПЦТ-1-G-CC-1 с гидроксипропилцеллюлозой в качестве тяжелого раствора позволит снизить степень воздействия на призабойную зону пласта за счет низкого водоотделения.

Литература

1. A. S. Bubnov, V. S. Khorev, I. A. Boyko / The effect of lightweight agents on the density of cement slurry applied during oil and gas well drilling [Electronic resource] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. – [012008, 5 p.].
2. A. S. Bubnov, I. A. Boyko, V. S. Khorev / Influence of chemical reagents and additives on the rheological properties of lightweight cement slurry with exfoliated vermiculite [Electronic resource] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. – [012009, 6 p.]. – Title screen.
3. A. S. Bubnov, I. A. Boyko, V. S. Khorev / Strength properties of cement slurries with lightweights applied in oil and gas wells [Electronic resource] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. – [012010, 5 p.].
4. А.С.Бубнов, И.А.Бойко, И.Н. Барышев, В.С. Хорев. Исследование прочностных характеристик цементного камня и удельного веса тампонажного раствора на основе вермикулита для крепления нефтяных и газовых скважин. Территория НЕФТЕГАЗ №10 2014г 18-21с.
5. Чжу Д.П. Анализатор миграции газа производства компании OFI Testing Equipment, Inc // Бурение и нефть. – 2008. – №. 3. – с. 49-51.

ПОСТАДИЙНАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГОЕМКОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ НА НОВО-УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д. С. Аносов

Научные руководители, профессор Г. Ю. Боярко, профессор В. Я. Ушаков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Строительство нефтяной скважины является непрерывным многостадийным, энергозатратным процессом, осуществляемым зачастую в тяжелых климатических условиях и в труднодоступной местности. Поэтому вопрос рационального использования энергии, расходуемой на строительство скважины, стоит особо остро. В то же время, этот процесс часто связан с непрогнозируемыми осложнениями, которые могут возникнуть на всех стадиях работы. Этот фактор неопределенности не позволяет с достаточной точностью рассчитать объем потребных для строительства скважины энергетических ресурсов. Так же нужно учитывать то, что любое непроизводительное время ведет к увеличению календарного времени работ по скважине и, соответственно, к трате дополнительных энергетических ресурсов. Тем не менее, если осложнения, вызванные геологическими или природно-климатическими условиями, предупредить и спрогнозировать достаточно проблематично, то технологические осложнения (не правильный подбор режима бурения), и технические, вызванные поломкой или отказом оборудования, можно предусмотреть и свести их к минимуму.

Наиболее энергоемкими операциями технологического процесса бурения скважины - является непосредственно бурение (процесс разрушения горной породы) и промывка (очистка забоя от выбуренной породы). Бурение и промывка верхних интервалов скважины под направление колонна, спускается с целью перекрытия слабоустойчивых четвертичных отложений), и кондуктор (спускается с целью перекрытия слабосцементированных пород), производится с большей подачей насосов, так как осуществляется с применением инструмента большего диаметра и, соответственно, с увеличенным объемом выносимого шлама; по мере роста глубины скважины переходят на буровой инструмент меньшего диаметра. Однако при бурении под промежуточную колонну (спускается с целью перекрытия сеноманского горизонта), эксплуатационную колонну (спускается с целью перекрытия пластов не совместимых по условиям одновременного вскрытия из-за разных коэффициентов аномальности пластовых давлений) и хвостовик (спускается с целью эксплуатации ачимовских отложений) увеличиваются пластовое давление, крепость горных пород и вес бурового инструмента, что ведет к значительному росту энергопотребления.

Самыми распространенными способами разрушения горной породы являются бурение роторным способом, турбобурами и винтовыми забойными двигателями (ВЗД). Если при бурении роторным способом вращательный момент передается от стола ротора ведущей бурильной трубой к колонне труб, то при бурении турбобурами и ВЗД момент возникает непосредственно на валу двигателя, рабочим агентом здесь служит промывочная жидкость, за счет подачи которой возникает дифференциальный перепад давления.

При бурении вертикальных скважин применение ВЗД или турбобура не всегда обосновано, в аспекте энергоэффективности, так как необходимо дополнительно увеличивать подачу насосов для создания рабочего давления [1]. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин осуществляется с применением двигателя с регулируемым углом перекаса. Конструкция турбобуров и ВЗД позволяет изменять угол искривления двигателя в зависимости от профиля скважины для набора параметров кривизны. Это позволяет вести бурение комбинированным способом, то есть как направленно – на участках набора параметров, так и с вращением всей колонны – на участках стабилизации и горизонтальных участках скважины.

Из рисунка 1, составленного по данным суточного потребления электроэнергии, в процессе строительства газовой скважины №1-24-05 Ново-Уренгойского месторождения, видно, что пиковое потребление происходило в период с 13.01.2015 г. по 17.01.2015 года и с 27.01.15 по 31.01.15, когда шло бурение под техническую и эксплуатационную колонну. Бурение под направление (с 31.12.2014 по 1.01.2015) и кондуктор (04.01.2015 и 06.01.2015) осуществлялось роторным способом с применением «маятниковой» компоновки, включающей в себя PDC – долото и УБТ, без использования ВЗД.

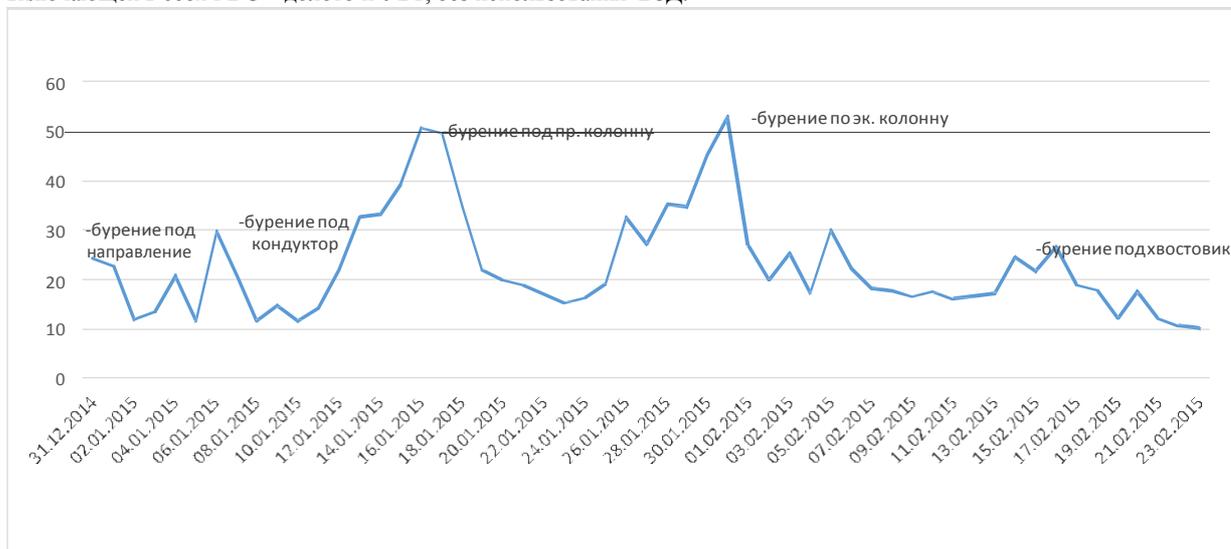


Рис. 1. Динамика суточного потребления энергии при строительстве скважины.

Бурение под направление в интервале 0-230 м велось долотом 490,0 V-C21-R705 в следующем режиме: нагрузка на долото $G=2-6$ т; подача насосов $Q=40,5-41$ л/с; давление нагнетания $P=9-30$ атм; $V_{ср.мех}=9,9$ м/час. Удельная энергоемкость этого процесса составила 0.2 кВт.ч/м.

Бурение под кондуктор в интервале 230-700 м велось долотом БИТ 393,7 В 419 ТСР в следующем режиме: $G=1,5-8$ т; $Q=30-43$ л/с; $P=13-60$ атм; $V_{ср.мех}=20$ м/час. Удельная энергоемкость этого процесса составила = 0.1 кВт.ч/м.

Бурение под промежуточную колонну в интервале 700-2222 м велось долотом БИТ 295,3 ВТ 619 Т.07 с ВЗД ДРУ-240РС в режиме: $G=2,5-10$ т; $Q=55$ л/с; $P=99-167$ атм; $V_{ср.мех}=41,1$ м/час. Удельная энергоемкость этого процесса составила 0.14 кВт.ч /м.

Бурение под эксплуатационную колонну в интервале 2222-3724 м велось долотом БИТ-220,7 ВТ 613 с ВЗД А675М4570ХР в режиме: $G=3-11$ т; $Q=36-37$ л/с; $P=125-253$ атм; $V_{ср.мех}=33$ м/час. Удельная энергоемкость этого процесса составила 0.13 кВт.ч /м.

Бурение под хвостовик в интервале 3724-3941 осуществлялось долотом БИТ-152,4 ВТ 613 Н.10 с ВЗД ДРУ-120 G=4-6т; Q=12л/с; P=115-117атм; V_{ср.мех}=4м/час. Удельная энергоёмкость этого процесса составила = 0,2 кВт.ч/м.

На рис. 2 представлено распределение удельной энергоёмкости стадий процесса строительства скважины.

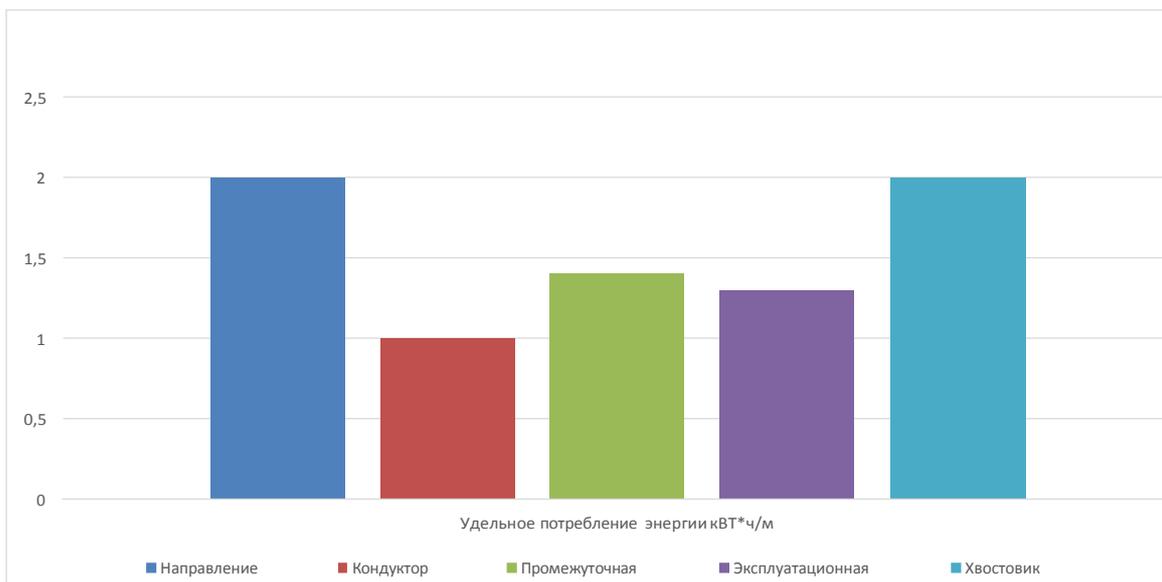


Рис 2. Удельное потребление энергии кВт.ч /м.

Выполненный анализ показывает, что самыми энергоёмкими стадиями строительства наклонно-направленной скважины являются бурение под направление и хвостовик. Следует отметить, что при бурении под направление, было отмечено, непроизводительное время, учесть которое в расчетах затруднительно из-за непродолжительности этой стадии. Наименьшая удельная энергоёмкость была отмечена, при бурении под кондуктор. Таким образом, бурение скважины роторным способом характеризуется меньшим удельным расходом энергии при условии оптимального выбора профиля скважины и компоновки низа буровой колонны.

Литература

1. Мухина С.А., Щепин А.С, Когда ВЗД становится лишним // Бурение и нефть. — 2013. — № 8. — С. 60-63.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА НАПОЛНИТЕЛЯ ФИРМЫ СЕМНЕТ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В ЗОНАХ ПОГЛОЩЕНИЙ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА В. Ю. Афиян

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поглощения бурового раствора при бурении, тампонажного раствора при креплении скважин - один из наиболее распространенных видов осложнений, требующих значительных затрат времени и средств на их ликвидацию. Они могут стать причиной других осложнений (обвалы стенок скважины, флюидопроявления, сужение ствола) и аварий (прихваты, открытые фонтаны, смятия обсадных колонн). Поглощение тампонажных растворов, нередко связано с гидроразрывами пластов при спуске обсадных колонн и является причиной негерметичности цементного камня, затрубных перетоков, недоподъема цементного раствора до проектной глубины. Существует несколько причин возникновения потенциально опасных для гидроразрыва пласта давлений [1]:

а) неправильный расчет и выбор плотности тампонажного раствора, без учета индексов давлений поглощения, гидродинамических давлений при движении в заколонном пространстве и высоты интервала цементирования;

б) неправильный выбор режима и способа цементирования, без учета вышеуказанных факторов;

в) «обезвоживание» тампонажного раствора в интервале, сложенном проницаемыми породами;

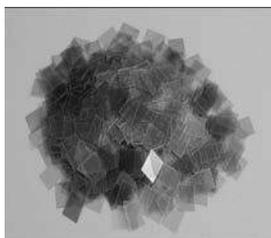
г) образование большого объема густой высокотиксотропной смеси тампонажного раствора и промывочной жидкости;

е) преждевременное загустевание и схватывание тампонажного раствора вследствие неправильного выбора его состава, нарушения заданной рецептуры при приготовлении, значительного увеличения срока цементирования, по сравнению с расчетным, применительно к которому разработана рецептура.

Разработан ряд мероприятий для борьбы с поглощениями тампонажного раствора. Они включают рекомендации и требования к приготовлению тампонажного раствора (в том числе к его рецептуре) и технологическим процессам при его закачивании:

- а) безостановочное движение тампонажного раствора до завершения всего процесса цементирования, позволяющее снизить вероятность «обезвоживания» тампонажного раствора;
- б) низкая водоотдача раствора (не более 10-15 см³/30мин);
- в) кольматация поровых каналов стенок скважины при помощи специальной буферной жидкости за счет заполнения пор более мелкими водонерастворимыми частицами;
- г) соблюдение рекомендованной рецептуры тампонажного раствора для цементирования скважины;
- д) правильный выбор величины плотности тампонажного раствора с учетом индексов давлений поглощения, гидродинамических давлений при движении в заколонном пространстве и высоты интервала цементирования;
- е) использование закупоривающих материалов (наполнителей) для предотвращения потерь циркуляции тампонажного раствора.

В настоящее время, существует широкий ассортимент наполнителей для тампонажных растворов. Поэтому целью настоящей работы является анализ информационных источников, сравнение выборки наиболее распространенных наполнителей и определение наиболее эффективного из них. Механизм действия закупоривающих материалов заключается в том, что они создают надежный каркас, являющийся основой для непроницаемой оболочки [3].



Чешуйчатый материал



Зернистый материал



Волокнистый материал

Рисунок 1. Типы материалов для наполнителей.

Таблица 1

Характеристики наполнителей для тампонажного раствора.

Название	Вид наполнителя	Область применения	Свойства
Волокнистый наполнитель СемNET	Волокнистый	Универсален. Формирование тонкой сетчатой структуры	Термостойкость. Использование с раствором любой плотности. Высокая скорость закупоривания.
Слюда	Чешуйчатый	Пласты с параллельными щелями (до 2,5 мм)	Слоистая. Химическая активность. Термостойкость.
Измельченная резина	Зернистый	Универсальна	Закупорка больших объемов. Эластичность. Размер от 0,1 до 7 мм. Термостойкость (до 120°C).
«Тем-Плаг»	Смесь нефтяная смола (75%) и скорлупы земляных орехов (25%)	Универсален. Закупоривание мелких трещин.	Химическая активность. Термостойкость. Использование с раствором любой плотности. Смола в виде частиц до 3 мм, скорлупа остается на сите №8 (до 5мм)
«Квик-сил»	Сочетание различных наполнителей (гранулированного, хлопьевидного и волокнистого)	Универсален	Термостойкость. Размер части от 0,1 до 15 мм. Улучшенное сцепление с каналами поглощения жидкости.

Основные закупоривающие материалы, используемые для борьбы с поглощением тампонажного раствора, подразделяются на три категории (рис. 1):

1. Чешуйчатые материалы – являются эффективным закупоривающим наполнителем при ликвидации поглощения в пластах с параллельными щелями. В клиновидных щелях создать такой каркас из чешуйчатых материалов почти невозможно.

2. Волокнистые материалы – создают на стенках скважины сетчатые, каркасные пленки или тампоны по сечению трещин, вокруг которых накапливается и уплотняется цементный раствор, закрывающий все

имеющиеся полости. В результате образуется плотная, хорошо скрепляющаяся с поверхностью цементная корка, надежно закрывающая мелкие трещины и другие дренажные каналы.

3. Зернистые материалы – представляют собой полые сферы, чешуйки и гранулы различной формы из стекла, углерода, полимеров. Размеры частиц колеблются от 2 до 500 мкм, а размер гранул достигает нескольких миллиметров. В случае использования полых сфер уменьшается плотность, улучшаются теплоизоляционные свойства композиций.

Также используются наполнители, составленные из нескольких типов материалов (волоконисто-зернистый, волоконисто-чешуйчато-зернистый и т.д.) [5]. Для сравнения была сделана выборка из 5 наполнителей различных типов, которые сравнивались по следующим критериям: актуальная область применения и основные технические характеристики. Результаты сравнения приведены в таблице 1.

Анализ данных, представленных в таблице, а также опыта компании Schlumberger в России позволяет сделать вывод, что наилучшим наполнителем из представленной выборки является CemNET. Основным его преимуществом является высокая скорость борьбы с поглощением раствора и, как следствие, снижение себестоимости процесса цементирования. Еще одним фактором в пользу CemNET является универсальность его работы, которая заключается в химической инертности наполнителя. Он может использоваться с любыми составами и плотностями тампонажного раствора, не изменяя его свойств. Длительность действия наполнителя CemNET заключается в том, что он работает как во время, так и после закачки тампонажного раствора. На основе волоконистого наполнителя компанией Schlumberger был разработан одноименный тампонажный цемент CemNET.



Рисунок 2. Растворенный в воде волоконный наполнитель CemNET

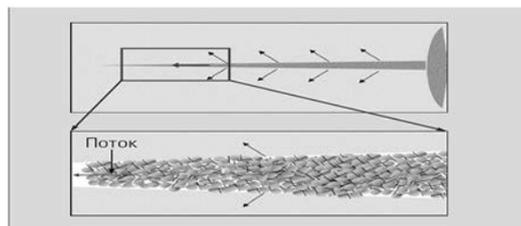


Рисунок 3. Схема создания сетки тампонажным раствором CemNET

Согласно проведенному сравнению, наилучшим решением, для цементирования скважин, в зонах поглощения тампонажного раствора является наполнитель CemNET фирмы Schlumberger. Не смотря на высокую стоимость относительно других распространенных наполнителей он обладает рядом преимуществ, которые окупают затраты за счет выполнения проектных требований по качеству цементирования, снижения материальных и временных ресурсов на процедуры по профилактике поглощений.

Литература

1. Логвиненко С.В. Цементирование нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1986, -280 с.
2. Гребенщиков В.М., Ованесянц Т.А., Овчинников В.В. К вопросу совершенствования рецептур тампонажных композиций// Сборник трудов ТюмГНУ. – ТюмГНУ: Тюмень, 2006.
3. Поглощения тампонажного раствора [Электронный ресурс] / Энциклопедия нефти и газа. Информационный ресурс. Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru/id270636p3.html>
4. Ликвидация поглощений при бурении [Электронный ресурс] / ООО «Инойл». Официальный сайт. Режим доступа: <http://innoil.com/Innov/likvidaciya-poglocshenij-pri-burenij/>
5. Осложнения при цементировании и способы их ликвидации [Электронный ресурс] / Helpiks.org. Информационный ресурс. Режим доступа: <http://helpiks.org/2-73064.htm>
6. Специальные тампонажные цементы [Электронный ресурс] / Бетоны. Информационный ресурс. Режим доступа: <http://betony.ru/specialnie-cementy/specialnie-tamponajnie-cementy.php>
7. CemNET Advanced Fiber Technology to Control Losses [Электронный ресурс] / Schlumberger. Официальный сайт. Режим доступа: http://www.slb.com/services/drilling/cementing/lost_circulation/cemnet_seal.aspx

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СОЛЯНОГО РАСТВОРА НА ДЕФОРМАЦИЮ ЭЛАСТОМЕРОВ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ МЕХАНИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

В. В. Барцайкин, А. В. Епихин

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Совершенствование винтовых забойных двигателей, с целью повышения технико-экономических показателей бурения нефтяных и газовых скважин ведется с момента их создания в 1966 г. Увеличение удельных мощностных характеристик винтового забойного двигателя вызвано необходимостью, повышения эффективности использования современных долот режущего типа и уменьшения длины рабочих органов.

Удельными являются характеристики, отнесенные к длине рабочих органов винтового забойного двигателя, равной ходу винтовой линии статора. Особым образом стоит вопрос о повышении долговечности рабочих органов винтового забойного двигателя. Как показывает анализ последних исследований, среди зарубежных и отечественных производителей, актуальным сегодня, является направление повышения мощностных характеристик забойного привода созданием новой конструкции статора [6]. Известна стандартная серийно выпускаемая конструкция статора винтового забойного двигателя, представляющая собой корпус с внутренней цилиндрической расточкой и привулканизированной к нему эластомерной обкладкой [2]. Современная тенденция такова, что новые конструкции статоров винтового забойного двигателя отличаются от стандартной увеличенной жесткостью винтовых зубьев и улучшенным материалом резиновой обкладки для защиты ее от агрессивных сред. Несмотря на это, длительность работы винтового забойного двигателя редко превышает более 160 часов, а при использовании растворов на углеводородной основе эта цифра колеблется в интервале 80-90 часов.

Целью данного исследования оценка влияния соляного раствора на деформацию эластомеров винтовых забойных двигателей при механическом воздействии. В качестве образцов использовалась резина ИРП-1226 в виде цилиндров диаметром 32-38 мм и толщиной 10-12 мм (рис. 1). Образцы устанавливались и фиксировались в специально разработанном металлическом стакане. В данной серии экспериментов, в качестве рабочей жидкости, заливаемой в стакан, использовался соляной раствор. Механическое воздействие на образец создавалось за счет применения инструмента с плоским профилем, который закреплялся в вертикальном сверлильном. Частота вращения привода станка была постоянной, а длительность эксперимента и осевая нагрузка – переменными. Длительность эксперимента варьировалась от 1 до 5 минут, а осевая нагрузка от 2 до 12 килограмм с шагом 2 килограмма. Под осевой нагрузкой понимается величина навески грузов на рукоятку подачи сверлильного станка. В качестве выходного параметра эксперимента измерялась величина деформации сразу после эксперимента и через 24 часа (рис. 2). На рис. 3-4 представлены графики зависимости деформации от величины нагрузки на образец.



Рисунок 1 – Образец эластомера после эксперимента



а



б

Рисунок 2 – Образцы с максимальной остаточной (через 24 часа) деформацией (а) и деформацией сразу после эксперимента (б)

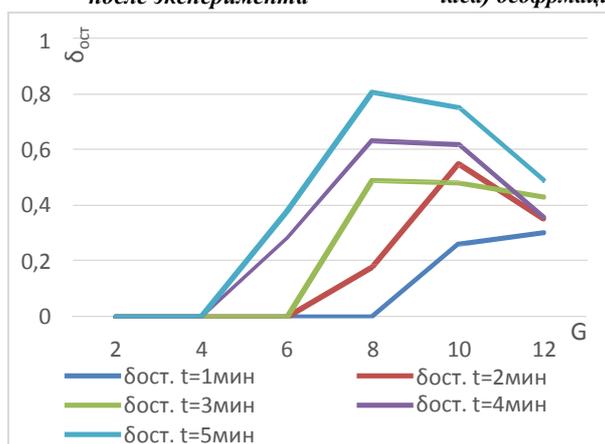


Рисунок 3 – Зависимость остаточной деформации (через 24 часа) от нагрузки на образец при различной длительности эксперимента

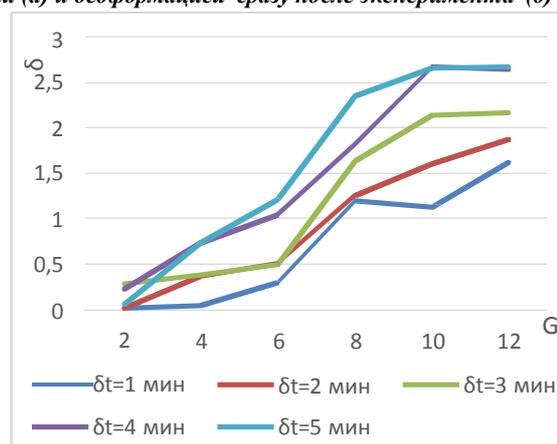


Рисунок 4 – Зависимость деформации после эксперимента от нагрузки на образец при различной длительности эксперимента

Анализ результатов эксперимента показывает, что при всех нагрузках (при измерениях через 24 часа после эксперимента) наличие остаточной деформации, и ее величина зависит от длительности нагружения. Сравнение графиков на рис. 3-4 позволяет сделать вывод, что остаточная деформация образцов, зарегистрированная через 24 часа после эксперимента составляет, в среднем от 25 до 50% от зарегистрированной сразу после эксперимента. Причем, замечено, что наблюдается существенное уменьшение величины остаточной деформации в экспериментах с величиной нагрузки 12 кг. Это может быть связано с процессом взаимодействия раствора и образца, а также с тем, что при нагрузке 12 кг происходит полное продавливание образца до

основания и часть нагрузки передается на основании стакана (что подтверждается наличием регулярных прихватом инструмента, особенно при увеличении длительности эксперимента). Соляной раствор не позволял возникать на контакте профиля инструмента и образца интенсивному тепловыделению, поэтому оплавления и термодеструкции образцов не было замечено. Максимальная деформация, зарегистрированная сразу после эксперимента, равна 2,68 миллиметров при нагрузке 12 килограмм и времени испытания 5 минут. Максимальная остаточная деформация составила 0,8 миллиметров при нагрузке 8 килограмм и времени испытания 5 минут.

Кроме того, было замечено, что при нагрузках от 6 кг и длительности эксперимента 5 минут наблюдались регулярные прихваты инструмента. Сравнение с результатами реперных исследований с применением в качестве промывочной жидкости технической воды показывают, что при использовании соляного раствора наблюдаются меньшие по величине деформации, как остаточные, так и мгновенные. Разница в результатах достигала до 50%.

По результатам исследований можно сделать вывод, что соляной раствор оказывает «дубящее» воздействие на образцы эластомера, что выражается в сравнительном уменьшении величины деформации образцов сразу после эксперимента через 24 часа относительно реперных исследований на воде. Возможно, это объясняет и отсутствие термодеструкции. С другой стороны, можно предположить, что причиной таких результатов является концентрация соли в растворе – в исследованиях использовался рассол. Существуют предположения, что высококонцентрированный раствор соли, не только дубит образец, но и создает на границе раздела «профиль инструмента – образец» смазывающий слой, препятствующий передаче тепла, учитывая, что теплопроводность соляного раствора с увеличением концентрации соли снижается.

Литература

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Двойников М.В. *Конструкторские решения в области совершенствования рабочих органов винтовых забойных двигателей // Бурение и нефть. – 2013. – №2. – С. 44–47.*
2. Гусман М.Т. *Забойные винтовые двигатели для бурения скважин / Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев, С.С. Никомаров. М.: Недра, 1981. 232 с.*
3. Двойников М.В. *Исследование износостойкости рабочих органов винтовых забойных двигателей. Бурение и нефть. – 2009, №5. С. 15-19.*
4. Исмаков Р.А. *Исследование влияния различных реагентов на работу силовой секции винтовых забойных двигателей // Нефтегазовое дело. - №1. – 2015. – С. 64-78.*
5. Овчинников В.П., Двойников М.В., *Совершенствование конструкции винтовых двигателей для бурения скважин. Бурение и нефть. – 2007. - №3. - С. 52-54.*
6. Фуфачев О.И. *К вопросу повышения эксплуатационных характеристик винтового забойного двигателя // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2008. №1. С. 22 – 25.*
7. Фуфачев О.И., Голдобин Д.А., Плотников В.М., Хохлов В.В. *Новые конструкции винтовых забойных двигателей производства ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент». // Бурение и нефть. – 2010. - №6. – С. 22-26.*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГРАВИЙНОЙ ОБСЫПКИ (ГРАВИЙ-ГИЛЬЗА) ПРИ ФИЛЬТРОВОЙ ЗОНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

А. А. Бер, Л. М. Бер, Е. Д. Исаев

Научный руководитель, доцент К. М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Подземным скважинным выщелачиванием (ПСВ) называется метод добычи полезного ископаемого путем избирательного растворения его химическими реагентами на месте залегания и последующего извлечения, образованных в зоне реакций, химических соединений. В качестве растворителя обычно используют водные растворы минеральных кислот или солей карбонатов щелочных металлов [2].

Технологические скважины ПСВ оборудуются фильтрами с гравийной обсыпкой. Проведенные исследования, показали повышение производительности технологических скважин и увеличение их срока службы, за счет использования гравийных фильтров [3].

Гравийные фильтры, создаваемые на поверхности (кожуховые, корзинчатые, блочные) относительно малопродуктивны, достаточно быстро колюмаются, сложны и дороги при производстве и сложны при установке в скважине. Кроме того, после спуска фильтра в скважину, необходимо производить обсыпку второго слоя гравитационным способом. Гравийные фильтры, создаваемые на забое, при всех достоинствах не всегда обеспечивают высокое качество гравийной обсыпки. При этом для обеспечения необходимой толщины засыпки требуется увеличение диаметра скважины и расширение фильтровой зоны скважины. Все это приводит к возрастанию временных и финансовых затрат.

С целью увеличения эффективности обустройства фильтровой части скважины при сооружении скважин методом ПСВ проводились исследования по созданию и разработке гравий-гильзы (ГГ) для обеспечения гравийной обсыпки при фильтровой зоне продуктивных пластов [1].

Основные преимущества применения гравий-гильзы перед другими вариантами гравийной обсыпки:

- надежность доставки гравийного фильтра;
- плотная и равномерная усадка гравия по высоте и периметру водоприемной части фильтра (предотвращение образования пустот);

- невысокая стоимость и простота изготовления;
- снижение трудозатрат на сооружение скважины.

Объектом исследования является совершенствование состава и технологии изготовления гравийной гильзы.

Для формирования гравий-гильзы использовался цемент Сореля. Цемент Сореля (магнезиальное связующее) – относится к классу неорганических полимеров. Он устойчив к воздействию органических растворителей и водных растворов щелочей, но разрушается в кислых средах.

Детальному изучению продуктов твердения магнезиального цемента посвящена работа [4]. При твердении магнезиального вяжущего, затворенного водным раствором хлорида магния или сернокислого магния разной концентрации, формируется искусственный камень с разными свойствами в зависимости от образующих его гидратных соединений. Качественный и количественный состав магнезиального цемента зависит от концентрации затворителя. Следовательно, меняя концентрацию затворителя можно изменять свойства цемента.

Смоделированные возможные рецептуры для изготовления ГГ, необходимо было исследовать экспериментальным методом.

В общем виде методика подготовки образцов выглядела следующим образом. Для получения ГГ готовили смесь из гравия и магнезиального цемента, фасовали в металлические и пластиковые формы. Через сквозное отверстие в форме пропускали металлический стержень, имитирующий фильтровую колонну. Затем гравийная смесь утрамбовывалась и образцы помещали в сушильный шкаф ШС-80-01 типа СНОЛ, где выдерживали при заданной температуре.

Физико-механические свойства гравий-гильзы определяются временем выдержки и температурой сушки, а так же составом и концентрацией вяжущего вещества. Все эти параметры исследовали экспериментально.

Для осуществления визуальной фиксации процесса растворения использовали стеклянные мерные цилиндры емкостью 1 дм³, выступающие в качестве модели скважины. Цилиндры заполняли растворами серной или соляной кислот разной концентрации. Процесс растворения записывали на цифровую видеокамеру.

В качестве контролируемых параметров, от которых зависит время растворения ГГ использовали следующие: концентрация вяжущего вещества для ГГ, в %; время высушивания, в ч; температура высушивания, в °С.

Экспериментальные исследования позволили сделать следующие основные выводы:

- разработана методика проведения экспериментальных исследований;
- выявлена зависимость твердения ГГ от концентрации водного раствора хлорида магния и сернокислого магния и растворения в растворах кислот;
- выявлена зависимость твердения ГГ от температуры и времени сушки и растворения в растворах кислот;
- выявлена зависимость прочности ГГ от количества наполнителя (гравия) и растворения в растворах кислот;
- выявлена зависимость времени растворения ГГ от концентрации и вида кислоты.

Литература

1. Бер А.А. Разработка технических средств и технологий гравийной обсыпки (гравий-гильза) при фильтровой зоны технологических скважин [Электронный ресурс] / А. А. Бер, А. В. Курулюк; науч. рук. К. М. Минаев //Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 апреля 2015 г.: в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР); Общество инженеров-нефтяников, международная некоммерческая организация, Студенческий чептер ; под ред. А. Ю. Дмитриева. —Т. 2. — [С. 390-392].
2. Брылин В.И. Бурение скважин специального назначения: учебное пособие. – 2-е изд. – Изд-во Томского политехнического университета. 2008. – 214 с.
3. Сергиенко И.А., Мосев А.Ф., Бочко Э.А. и др. Бурение и оборудование геотехнологических скважин – М.: Недра, 1984. – 224 с.
4. Смирнов Б.И., Смирнова Е.С., Сегалова Е.Е. Исследование химического взаимодействия окиси магния с растворами хлористого магния различных концентраций.//ЖПХ, –1967,– №3. –С. 505-514.

ЛАБОРАТОРНЫЙ СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРАВЛИКИ ФИЛЬТРОВ СКВАЖИН

А. А. Бер, Л. М. Бер, А. С. Портнягин

Научный руководитель, доцент К. М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Гидравлические параметры фильтров скважин играют решающую роль при определении оптимальных конструкций фильтров и их элементов. Сведения о сопротивлениях фильтров, их влиянии на фильтрационный

приток к скважине позволяют судить о действительных параметрах водоносных пород, зональной неоднородности пластов, обоснованно подходить к проектированию скважин в зависимости от их назначения.

Гидравлика фильтров скважин зависит от гидрогеологических условий, конструктивных особенностей скважин, специфики их эксплуатации или опробования [1].

Разрабатываемый стенд можно использовать в учебной работе при выполнении практических и лабораторных работ, а также в научно-исследовательской деятельности. Лабораторный стенд позволит выполнить и осуществить следующее:

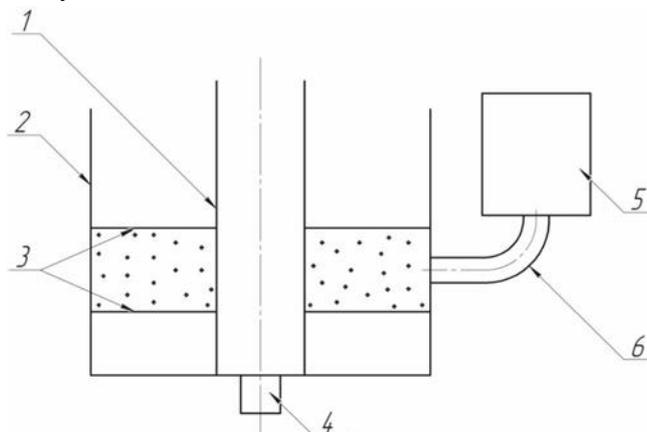


Рис. Схема лабораторного стенда:

**1 – труба имитирующая скважину; 2 – корпус; 3 – съемные перегородки;
4 – сливной патрубок; 5 – емкость для жидкостей; 6 – соединительный патрубок.**

а) моделировать различные виды скважин – водозаборные, наблюдательные, технологические для подземного выщелачивания, нефтяные;

б) используя сменные трубы различных размеров имитировать различные диаметры буровых скважин;

в) съемные перегородки позволят регулировать продуктивный пласт различной толщины;

г) использовать различные технологические жидкости (вода, нефтепродукты, растворы кислот и щелочей, буровые растворы)

д) оборудовать водоносный горизонт разнообразным водоподъемным оборудованием;

е) отрабатывать установку фильтров при различных способах бурения и их освоение;

ж) изучать кольматаж фильтров и прифильтровых зон скважин;

з) изучать гидравлику фильтров т.е.:

- определять оптимальную конструкцию фильтров и их элементов;
- изучать контактные потери напора в зоне фильтр – порода (гравийная обсыпка);
- определять величины гидравлических потерь в зависимости от того откачивается ли из скважины вода (жидкость) или нагнетается в нее;
- анализировать особенности работы фильтров в различных условиях;
- оценивать сопротивление фильтров без учета контактных потерь напора;

Литература

1. Гаврилко В.М., Алексеев В.С. Фильтры буровых скважин. – Изд. 2-е. перераб и доп. М.: Недра, 1976. – 345 с.

АНАЛИЗ И ИТОГО ОПЕРЕЖАЮЩЕГО СТРОИТЕЛЬСТВА ВЕРТИКАЛЬНЫХ СЕКЦИЙ СКВАЖИН НА КУЮМБИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕВМОУДАРНОГО БУРЕНИЯ

К. В. Бузанов, Л. Н. Нечаева

Научный руководитель старший преподаватель Л.Н. Нечаева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Авторы выражают искреннюю признательность генеральному директору ООО «Интес» Андрею Владимировичу Петрову за предоставленные для анализа производственные данные.

Анализируя текущую ситуацию в нефтегазовом секторе нашей страны нельзя не заметить значительное смещение вектора развития отрасли в регионы Восточной Сибири и Якутии. Только компаний ОАО «НК «Роснефть» за 2006-2014 гг. на лицензионных участках Иркутской области открыто шесть месторождений: 2

нефтегазоконденсатных – Северо-Даниловское, имени Савостьянова, 1 газонефтяное – имени Лисовского, 2 нефтяных – Санарское, имени Мазура, 1 газовое – Южно-Даниловское. На 01.01.2015 г. суммарные запасы месторождений составляют 477 млн. т нефти и конденсата и 192 млрд. м³ газа [12]. В настоящий момент осуществляется строительство Иркутского и Якутского центров газодобычи, инвестором выступает ПАО «Газпром». При реализации таких проектов, особенно, на фоне сложнейшей макроэкономической обстановки, ключевым фактором эффективности является внедрение ресурсосберегающих технологий.

В 2014 году компанией ООО «Интес» на Куямбинском нефтяном месторождении (Красноярский край) инициировано проведение опытно-промышленных работ по опережающему строительству вертикальных секций 426 мм и 324 мм, а также бурению водозаборных скважин на базе мобильной буровой установки с применением погружного пневмоударника и очисткой забоя ГЖС. Технико-технологическое решение было вызвано спецификой геологического строения месторождения, а именно наличием несовместимости условий бурения, выраженной катастрофическими поглощениями промывочной жидкости в интервале от 6 до 540 метров [9].

Исследуя природу несовместимости условий, в которых происходили поглощения бурового раствора, факторы, способствующие их возникновению, характер проявления, а также статистику ликвидаций, специалистами ООО «Интес» были отмечены следующие факты:

1. Катастрофические поглощения промывочной жидкости возникают в интервале залегания Эвенкийской свиты (6-540 метров), представленной трещиноватыми доломитами (75%), слоистыми мергелями и глинистыми известняками (15% и 10% соответственно) со значительной степенью перемежаемости и неоднородности пород по разрезу.

2. Процесс углубления скважины в сопровождении поглощений промывочной жидкости начинается при необходимой для качественной очистки ствола скважины производительности буровых насосов в 36 л/с, при условии бурения с винтовым забойным двигателем ДРУ-240.

3. В исследуемом интервале бурения применение кольматационных материалов различной природы и фракций, профильных перекрывателей, снижения удельного веса промывочной жидкости, а также вязко-упругих составов не приносило положительных результатов. Результативны только периодически повторяющиеся установки цементных мостов (в среднем 3-5 на интервал).

4. Организация работ в условиях поглощения промывочной жидкости определяет возможность углубления скважины бурением от привода ротора с ограничением механической скорости бурения до 2-3 м/ч из-за присутствия твердых пропластков. В случае бурения с ВЗД, необходимо обеспечить бесперебойную подачу технической воды к забою скважины, с учетом поглощения до 50 м³/час [9].

Анализ современного опыта, в том числе зарубежного (США, Китай, Канада) показал технологическую эффективность применения воздуха, азота, тумана, пены и газожидкостных смесей в аналогичных геологических условиях. Так в КНР в период с 1999 по 2015 гг. 963 скважины пробурены с применением газообразных рабочих агентов, в том числе 676 скважин на месторождениях в провинции Сычуань с участием специалистов Чуаньцинской Буровой инженерной компании (CCDC) [14]. Очистка забоя газообразными агентами применялась на различных глубинах. Практикой ведения работ на месторождении Шанло установилось, бурение интервалов под секции 508 мм, 426 мм, 324 мм с продувкой сжатым воздухом. Глубины спуска обсадных колонн составляют 60 м, 350 м и 600 м соответственно. Бурение под секции 245 мм и 168 мм до глубин 1450 м и 2800 м ведется с применением пены, газожидкостной смеси или аэрированного бурового раствора в зависимости от величины водопритока и ФЭС пласта.

На основе имеющегося зарубежного опыта, а также статистики ведения буровых работ традиционным способом, специалистами компании ООО «Интес» выявлена и обозначена перспективность внедрения новой методологии сооружения скважин на Куямбинском месторождении, а именно опережающее строительство секций направлений и кондукторов на базе мобильного бурового комплекса с применением погружного пневмоударника и очисткой забоя газожидкостными смесями.

Одним из ключевых моментов реализации технологии стала разработка индивидуальной программы бурения вертикальных интервалов скважин Куямбинского нефтяного месторождения с применением пневмоинструмента. На стадии проектирования программы ведения работ необходимо суммировать закономерности процесса бурения для исследуемых интервалов, обосновать выбор оборудования и обозначить рекомендуемые параметры режима бурения.

Особенности геологического строения Эвенкийской свиты обуславливают присутствие осыпей и обвалов стенок скважины в слабосцементированных раздробленных терригенных отложениях наряду с поглощениями бурового раствора. Специалисты ООО «Интес» приняли границу зоны неустойчивости терригенных отложений до 35 метров, а также на основе анализа статистического материала выявили закономерность возникновения поглощений промывочной жидкости и резкого снижения механической скорости бурения в интервале на глубине 60-80 м при традиционном технологическом подходе. Также было отмечено наличие водопритока в скважину до 12 м³/ч в исследуемом интервале.

Технологическими решениями для обеспечения устойчивости ствола скважины, соблюдения коммерческой скорости бурения и реализации программы строительства скважин на месторождении предусматривалась организация работ по опережающему строительству вертикальных секций направления 426 мм до глубины 35 м и кондуктора 324 мм до глубины 550 м.

Практической и научной новизной принятого является факт реализации решения проблемы возникновения катастрофических поглощений промывочной жидкости, увеличения механической скорости, а также организация работ по углублению скважин в геологических условиях нефтяного месторождения Восточной Сибири инструментарием, ранее не применявшимся в нефтегазовом комплексе РФ, обоснованием

которому являются одни из фундаментальных законов физики разрушения горных пород, технологии бурения скважин, а также аэродинамики процессов очистки скважины газообразными рабочими агентами.

Мобильным буровым комплексом, на базе которого велось опережающее строительство, была выбрана МБУ «СООРЕР 550 ЛТО», как высвободившаяся единица фонда производственной мощности. Грузоподъемность установки – 106,5 т, что позволяет выполнить спуск ОК-324 мм на глубину 550 метров [10].

Бурение первых десяти метров осуществлялось с использованием ковш-бура КФВ-К диаметром 520 мм с целью эффективно пройти слой четвертичных отложений. Проходка ковш-буром за один рейс составляет 1,2 метра, после чего производится подъем для очистки от выбуренной породы. При этом оптимальный режим бурения был достигнут эмпирическим путем. Осевая нагрузка на ПРИ составила 1 т, частота вращения – 60 об/мин, момент на ПРИ – 0,5 кН·м. В таблице 1 представлена КНБК при бурении скважины ковш-буром [9].

Таблица 1. КНБК для бурения интервала 0-10 м.

№ элемента	Название элемента	Длина, м
1	Ковш-бур КФВ-К 520 №2606	2,34
2	УБТ-203 №05	1,5
3	Переводник 3-117х3-121Л	0,4
4	ВБТ-112	11,4

По достижении забоя 10 метров проектными решениями предусмотрено бурение инструментом дробяще-скалывающего действия от привода ротора с продувкой скважины воздухом до глубины 35 м. Решение о бурении без пневмоударника в данном интервале было обосновано значительными рисками осыпей и обвалов стенок скважины. Для реализации очистки забоя скважины воздухом буровую установку оснастили тремя компрессорами SULLAIR Combo 1150XHN/1350XNDL номинальной производительностью 38,2 м³/мин и развиваемым давлением 2,4 МПа каждый. Компоновка низа буровой колонны указана в таблице 2 [9].

Таблица 2. КНБК для бурения интервала под направление

№ элемента	Название элемента	Длина, м
1	Долото EBXT1GS Ш 508 мм s/n 11767592	0,7
2	Переводник М 3-177/М 3-152 №22707	0,56
3	КЛС Ш 444 мм №512-10	2,28
4	Переводник Н 3-152/М 3-171мм №104	11,4
5	УБТ 203 мм	4,5
6	Переводник 3-117х3-121Л	0,4
7	ВБТ 112 мм	11,4

При этом осевая нагрузка на ПРИ составила 2 т, частота оборотов ротора – 40 об/мин, момент на ПРИ – 0,5 кН·м.

В основу раздела программы, содержащей технико-технологические решения по бурению интервала под секцию 324 мм (от 35 до 550 метров), легла методика выбора пневмоударника и буровой коронки, предложенной компанией Halso.

На рисунке 1 изображена схема выбора конфигурации буровой коронки [11].

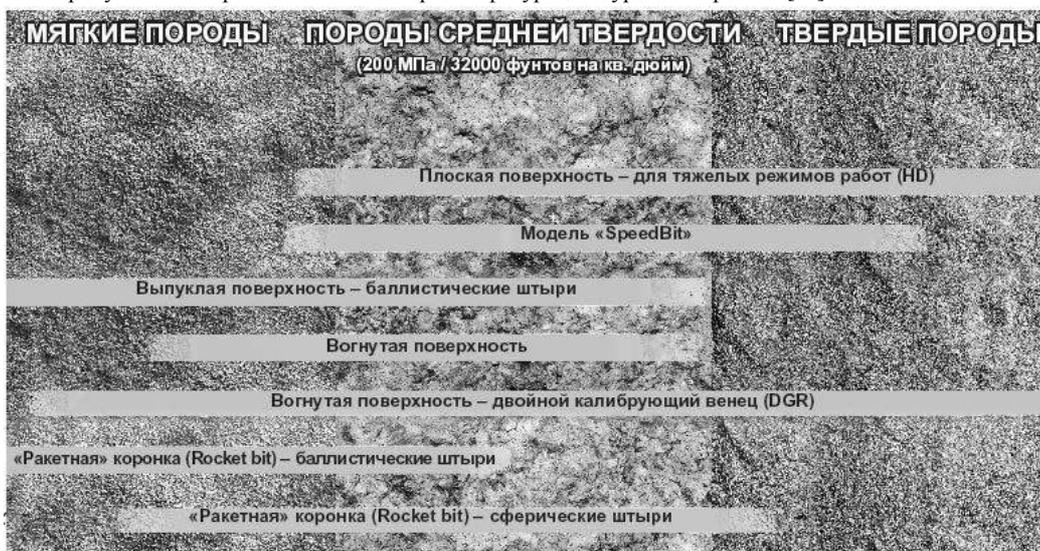


Рисунок 1. Выбор конфигурации буровой коронки

Для пород Эвенкийской свиты, характеризующихся как преимущественно средней твердости, был выбран вариант буровой коронки с вогнутой поверхностью без двойного калибрующего венца (Concave), для нормальных условий работ с максимальным контролем вертикальности ствола скважины. Здесь же в качестве инструмента разрушения породы были выбраны сферические вставки, обеспечивающие наилучшие эксплуатационные характеристики и длительность срока службы при всех состояниях, и рекомендованных компаний Halco для бурения по очень твердым и абразивным породам [7]. Диаметр коронки составил 381 мм.

Следуя методологии выбора погружного пневмоударника компании Halco, необходимо соблюсти два принципиальных требования: обеспечение пневмоударником требуемой скорости выноса выбуренной породы и максимальной приближенности внешнего диаметра к диаметру скважины. Из таблиц 3 и 4 следует, что наибольшая скорость выноса достигается при применении пневмоударников Mach 122/132/142 [7].

Таблица 3. Расход воздуха для пневмоударников серии Halco (м³/мин)

Модель пневмоударника	0,7 МПа	1,05 МПа	1,2 МПа	1,4 МПа	1,7 МПа	2,4 МПа
Dominator 100	1,6	2,6	3,0	3,5	4,5	-
Mach 20	2	3,8	4,8	5,8	7,6	-
Mach 303	2,8	4,4	5,0	5,9	7,3	10,0
Dart 350	2,5	4,7	5,6	7,0	9,3	13,8
Dominator 350	2,3	4,4	5,2	5,5	8,5	12,5
NT4	4,3	5,5	8,8	11,0	13,2	15,5
Mach 44	4,8	7,0	8,0	9,5	12,0	17,2
Dominator 400/ S-Dominator 400	5,2	7,5	8,5	9,9	12,2	17
NT5/NT5 HD	5,6	9,4	13,2	17,0	20,8	24,6
NT5E	5,6	11,2	15,8	20,4	25,0	29,5
Mach 50	5,7	7,2	8,2	11,0	14,9	23,4
Dominator 500/ S- Dominator 500/ S- Dominator 550	5,5	8,5	9,9	12	15,6	22,65
NT6/NT6HD	5,8	10,8	14,8	18,8	22,8	26,8
NT6E	8,8	13,5	18,2	22,9	27,5	32,2
Dominator 600/ S- Dominator 600/ S- Dominator 650	-	9,5	12	14,1	19,5	30
Mach 60	5,1	7,9	9,1	12,5	16,4	25,5
Dominator 750	9,9	15,7	18	21,5	27,3	38,5
Dominator 800	5,5	10,8	13,9	15,1	19,3	27,9
Dominator 880	10,9	16,5	18,9	22,4	28,1	39,5
Dominator 880 DeepWell	14,6	23,5	27,1	32,5	41,5	59,4
Dominator 850	11	16,8	19	22,5	28,2	39,5
Dominator 1000	15,6	24	32	40,3	48,5	56,5
Mach 120	-	-	24,35	28,3	35,4	48,1
Mach 122/132/142 S-Dominator 1200	19,8	29,45	33,4	39,05	48,1	70,8

В таблице 4 представлены значения скорости (м/мин) на каждый кубический метр воздуха, прошедшего через пневмоударник для каждого сочетания диаметров буровой трубы и буровой коронки.

Для пневмоударника Mach 122 имеем требуемый расход воздуха 70,8 м³/мин при давлении на манометре 2,4 МПа. Сочетание диаметра буровой коронки 381 мм и бурового инструмента 114 мм требует 10 м/мин на каждый кубический метр воздуха, прошедший через пневмоударник Mach 122. Таким образом, при использовании буровой коронки диаметром 381 мм, пневмоударника Mach 122 и бурового инструмента 114 скорость выноса породы для средней частицы с забоя скважины составит 708 м/мин или 11,8 м/с [7]. Необходимо отметить, что требуемая скорость выноса породы с забоя скважины является одним из важнейших и сложных для определения на стадии моделирования параметров при ударно-вращательном бурении с продувкой воздухом. Взвешенную оценку выбора этого параметра, зависимости ее от типа горной породы, формы и размера частички шлама дал Б.Б. Кудряшов [6].

Внешний диаметр пневмоударника Mach 122 составляет 273 мм, что является ближайшим значением к диаметру скважин, согласно типоразмерному ряду Halco [7].

В таблице 5 представлена КНБК, применяемая при бурении интервала под кондуктор на Куюмбинском нефтяном месторождении [9].

Таблица 4. Значения скорости для 1 м³, проходящего через пневмоударник.

Диаметр буровой коронки (дюймы/мм)	Диаметр бурильной трубы							
	2 1/8" 54 мм	2 3/4" 70 мм	3" 76 мм	3 1/2" 89 мм	4" 102 мм	4 1/2" 114 мм	5" 127 мм	5 1/2" 140 мм
2 3/4"/70 мм	642							
3 1/3"/85 мм	295	548	880					
3 1/2"/90 мм	254	420	607					
3 15/16"/100 мм	180	249	304					
4 1/8"/105 мм		208	243	410				
4 1/4"/108 мм		188	218	340				
4 1/3"/110 мм		177	201	305	751			
4 1/2"/115 мм		153	171	240	451			
4 3/4"/120 мм		134	148	196	319	907		
5"/127 мм		113	123	155	222	407		
5 1/8"/130 мм		106	114	142	196	326		
5 1/2"/140 мм		87	92	109	138	193	367	
6"/152 мм		70	73	83	99	125	179	
6 1/8"/156 мм		66	69	78	92	114	158	
6 1/4"/159 мм		63	66	74	86	105	140	
6 1/2"/165 мм		57	59	66	76	89	115	
6 3/4"/171 мм		52	54	59	67	78	96	
7"/178 мм				54	60	69	82	105
7 1/2"/191 мм				45	49	55	63	90
7 7/8"/200 мм				40	43	47	53	62
8"/203 мм				38	41	45	51	58
8 1/2"/216 мм				33	35	38	42	47
8 7/8"/225 мм				30	32	34	37	41
9 5/8"/245 мм				24	26	27	29	32
10"/254 мм				22	24	25	26	28
11"/279 мм				18	19	20	21	22
11 7/8"/300 мм				15	16	17	17	18
12 1/4"/311 мм				14	15	15	16	16
13"/330 мм						13	14	14
14 3/4"/375 мм						10	10	11
15"/381 мм						10	10	10
17 1/2"/445 мм						7	7	7
18 1/2"/470 мм						6	6	6
20"/508 мм						5	5	5
22"/559 мм						4	4	4

Таблица 5. КНБК для бурения интервала под кондуктор

№ элемента	Название элемента	Длина, м
1	Буровая коронка 381 мм CONCAVE SD 12 BIT №345732	0,38
2	Пневмоударник MACH 122 №1100	6,6
3	УБТ-229мм	9,94
4	Переводник Н 3-171/М 3-152	0,46
5	Центратор OD-374мм	1,5
6	Переводник Н 3-152/М 3-133	0,36
7	СБТ-114 мм	Необх.
8	Клапан обратный	0,5
9	ВБТ-112	11,4

Процесс углубления осуществлялся с осевой нагрузкой на ПРИ до 3 т, частотой вращения 20 об/мин, давления на манометре 1,7 МПа и расходе воздуха 76,4 м³/мин. При забое 118 м и достижении механической скорости бурения 100 м/ч на скважине №401 возникла прихватопасная ситуация, в результате которой бурильная колонна потеряла подвижность [9]. Ликвидировать аварийную ситуацию удалось только лишь закачкой воды. В целях искусственного ограничения скорости проходки и предотвращения риска возникновения аварийной ситуации дальнейшее бурение скважин с опережением осуществлялось от привода ротора МБУ без пневмоударника и заменой буровой коронки на инструмент ДСД. Специалистами компании ООО «Интес» было принято решение очистки забоя скважины технической водой. Это повлекло возникновение катастрофического поглощения промывочной жидкости на скважине №402 при прохождении интервала 10-81 м и вынужденной операции по спуску компоновки двоярного селективного пакера с системой перепускных и предохранительных

клапанов с последующей закачкой гидрогеля DRILL HLUG. Идентичная ситуация возникла при бурении всех последующих четырех скважин.

Рекомендациями к успешному результату внедрения технологии строительства секций скважин с опережением на Курумбинском нефтяном месторождении, по мнению автора, являются принятие во внимание методик определения требуемой скорости выноса выбуренной породы и расчета подачи воздуха, необходимой для качественной очистки ствола скважины, разработанных Б.Б. Кудряшовым. Некоторые аспекты практического применения методик рассмотрены в работах [3,4]. Пересчет параметров режима продувки скважины повлечет за собой доукомплектование МБУ компрессорами, с развиваемым давлением 3,5 МПа и дожимными бустерными установками для компенсации противодавления от водопритока, а также изменения в параметрах режима бурения. Современные мобильные буровые установки таких производителей, как Schramm, Atlas Copco, KERUI оснащены верхним силовым вращателем, который эффективнее вращает колонну, недопуская удара вставок о ранее сколотые участки скважины и, как следствие, падения механической скорости бурения.

Тем не менее, принятую инициативу компании ООО «Интес» можно считать «технологическим прорывом» при решении проблем строительства скважин Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), поскольку обладает как производственной, так и научной новизной. И перспективность, обоснованность и доказанная применимость технологии являются одними из ключевых факторов к дальнейшему глубокому её изучению.

Литература

1. Бронзов А.С. Бурение скважин с использованием газообразных агентов. – М.: Недра, 1989. – С. 56-75.
2. Бузанов К.В., Борисов К.И. Технология бурения пневмоударником как способ предупреждения катастрофических поглощений на Дулисьминском месторождении // Научно-технический журнал Инженер-Нефтяник. – Москва, 2014. – №4. – С. 28 – 31.
3. Бузанов К.В., Борисов К.И., Лавров А.А. Обоснование и расчет параметров оборудования пневмоударного бурения интервалов под направления на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – Москва, 2015. – №3. – С. 30 – 38.
4. Бузанов К.В., Борисов К.И. Обоснование и расчет параметров оборудования и распределения аэродинамических давлений при реализации пневмоударного бурения в геологических условия Чагинского месторождения // Научно-технический журнал «Вестник ассоциации буровых подрядчиков». – Москва, 2015. – №4. – С.9-15.
5. Спутник буровика / под ред. Иогансена К.В. – М.: Недра, 1990. – 303 с.
6. Б.Б. Кудряшов, А.И. Кирсанов. Бурение разведочных скважин с применением воздуха. – М.: Недра, 1990 г. – 263 с.
7. Бурение с погружными пневмоударниками от А до Я // TEREX Inc. – Malaga. Western Australia 2007. – 74 с.
8. ГОСТ 632-80 «Трубы обсадные и муфты к ним» // Государственный комитет по стандартам СССР. – М.: 1980.
9. Индивидуальная программа бурения вертикального участка скважины №401 Курумбинского нефтяного месторождения // ООО «Интес». – Нижневартовск 2014. – 17 с.
10. Инструкция по эксплуатации МБУ «COOPER 550 LTO» // Корпорация «COOPER». – США 1995. – 25 с.
11. Каталог изделий – оборудование для бурения с погружным пневмоударником // Компания Atlas Copco Secoroc AB. – Швеция, 2007.
12. Официальный сайт ЗАО НК «Роснефть» [Электронный ресурс] – URL: <http://www.rosneft.ru/Upstream/Exploration/easternsiberia/evenkia/> (дата обращения 13.03.2016)
13. K. V. Buzanov K., Yu. L. Boyarko., O. S. Uljanova. Development of engineering solutions for air drilling at Dulisminskoye oilfield, Irkutsk oblast// IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 27, conference 1. <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012049/meta>
14. Презентационные материал Корпорации KERUI

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПОДДЕРЖАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ СНАРЯДОМ И ЗАБОЕМ ПРИ ШАРОСТРУЙНОМ БУРЕНИИ СКВАЖИН

А. Р. Вагапов, Д. А. Нечаев, Д. Г. Дубинский

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы наметилась тенденция к увеличению объёмов бурения в твёрдых горных породах. По этой причине идёт поиск новых способов бурения, обеспечивающих большие значения механической скорости и проходки на долото по сравнению с традиционными. Одним из перспективных способов является шароструйное бурение скважин, активно исследуемое на кафедре бурения скважин Томского политехнического университета.

Суть вышеуказанного способа состоит в разрушении горной породы посредством соударения металлических шаров с забоем скважины. При этом непрерывная циркуляция шаров в призабойной зоне скважины обеспечивается струйным аппаратом, лежащим в основе конструкции шароструйно-эжекторного бурового снаряда (ШЭБС). Как показывают расчёты и проведённые ранее испытания [1, 2, 3], данный способ обеспечивает лучшие значения проходки на долото, механической и рейсовой скоростей бурения.

Как и в случае с традиционными способами бурения, эффективность шароструйного способа находится в зависимости от множества различных факторов. Одним из основных параметров, влияющих на эффективность шароструйного бурения, является расстояние между снарядом и забоем скважины (РСЗ).

Проблема поддержания оптимального РСЗ является довольно сложной. С начала проведения теоретических и экспериментальных исследований рассматриваемого способа (50-е года XX века) были предложены различные способы решения проблемы.

Первый способ, который использовался Уваковым А. Б. [1, 2], основан на расчёте средней механической скорости бурения. При известной скорости проходки через каждый равный промежуток времени ШЭБС опускается на рассчитанную величину. Однако недостаточная геологическая изученность разреза скважины может накладывать серьёзное ограничение на использование данной технологии. Также трудности могут возникнуть при бурении глубоких скважин.

Вторым способом поддержания РСЗ является расхаживание бурового снаряда, когда в процессе бурения через определённые промежутки времени снаряд опускается до забоя, а затем поднимается на необходимое расстояние [3]. Нельзя не отметить, что при контакте снаряда с забоем скважины возникает угроза его деформации под действием осевой нагрузки. Кроме того, высока вероятность возникновения гидравлического удара при перекрытии внутреннего канала бурового снаряда.

В 1952 году Л. Леджервуд предложил конструкцию, позволяющую решать исследуемую проблему [4]. В её основе лежит механический шуп 7 с верхней опорой 8 (рис. 1). При превышении допустимого расстояния до забоя, которое регулируется длиной шупа 7, опора 8 частично перекрывает канал первичного сопла 2, вызывая повышение давления в системе подачи бурового раствора, что сигнализирует о необходимости спускать ШЭБС. Из недостатков можно выделить общую ненадёжность конструкции, вызванную высокой вероятностью деформации шупа. Проблематично разрушение участка забоя скважины, расположенного под шупом ШЭБС. Также возникает необходимость применять шары меньшего диаметра, что понижает эффективность шароструйного бурения.

Известен способ поддержания РСЗ посредством счётчика расхода шаров [5]. Он базируется на том, что каждый шар 8 (рис. 2) при движении в камере смещения 2 изменяет индуктивность либо ёмкость чувствительного элемента 5, что фиксируется счётчиком 6. Оптимальное расстояние от снаряда до забоя устанавливается по максимальному расходу шаров. Такая конструкция также не лишена недостатков. Первый из них – это необходимость создания канала связи и питания, что усложняет технологическую схему шароструйного бурения. Второй – сложность устройства, как следствие – уменьшение жёсткости и износоустойчивости бурового снаряда за счёт уменьшения его стенок.

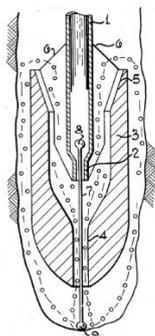


Рис. 1.
Устройство на основе механического шупа:
1 – трубчатый элемент;
2 – первичное сопло;
3 – кожух; 4 – вторичное сопло;
5 – бункер; 6 – сетчатый пластинчатый элемент; 7 – механический шуп;
8 – верхняя опора шупа;
9 – нижняя опора шупа.

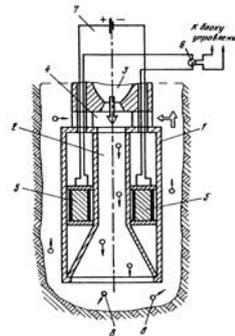


Рис. 2.
Устройство на основе счётчика шаров:
1 – снаряд;
2 – камера смещения;
3 – сопло;
4 – технологические окна;
5 – чувствительные элементы;
6 – счётчик;
7 – источник питания;
8 – шары.

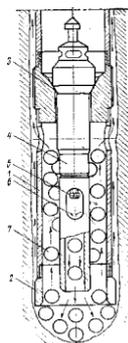


Рис. 3.
Шароструйный снаряд для бурения скважин (по Увакову А. Б. и В. В. Штрассеру):
1 – корпус; 2 – породоразрушающий опорный баишмак; 3 – гнездо; 4 – струйный аппарат; 5 – сопло; 6 – камера смещения с окнами; 7 – шары; 8 – головка.

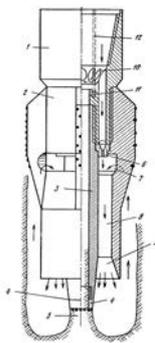


Рис. 4.
Шароструйный снаряд (по М. М. Майлибаеву):
1 – корпус; 2 – ребристая насадка; 3 – керноприемная труба; 4 – коронка; 5 – колонка керна; 6 – сопло; 7 – всасывающие окна; 8 – камера смещения; 9 – конус; 10 – каналы; 11 – гнездо; 12 – съемная труба с кернорвателем.

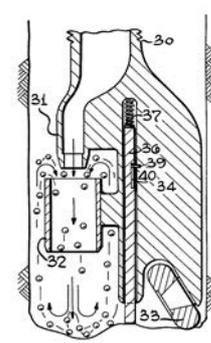


Рис. 5.
Устройство для шароструйного бурения (по Ф. Уильямсу):
30 – резьба; 31 – первичное реактивное сопло; 32 – вторичное сопло; 33 – поддерживающее колесико; 34 – рама; 36 – защитный отражатель; 37 – пружина; 39 – шпилька; 40 – отверстие.

Существует ряд конструкций, позволяющих поддерживать РСЗ при помощи опорных элементов. Струйный аппарат при этом жёстко удерживается на определённом расстоянии от вооружения, разрушающего периферийную (рис. 3) или центральную (рис. 4) часть забоя вращательным способом.

Недостаток первой конструкции [6] состоит в сложности синхронизации работы долота, реализующего совместное разрушение горных пород вращательным и шароструйным способами. То есть, если центральная часть забоя будет разрушаться быстрее или медленнее периферийной, контроль РСЗ будет осложнён. Ещё одним недостатком является необходимость вращения инструмента, что снижает значимость применения шароструйного бурения, одним из основных достоинств которого является отсутствие потребности во вращении снаряда.

Недостатком второй конструкции [7] является её малая стойкость, обусловленная воздействием породоразрушающих шаров на опорные элементы снаряда. Также она не лишена недостатков вышеупомянутой конструкции.

Третий вариант реализации подобного принципа – использование перекачивающейся по забой опоры (рис. 6) [8]. Недостатком данной конструкции являются необходимость вращения ШЭБС, сложность синхронизации работы, бурение шарами малого диаметра.

Другой способ поддержания требуемого расстояния основан на изменении гидродинамических условий в призабойной зоне при вариации РСЗ. Основная идея такого устройства передана на рис. 6. В положении I давление в области А ниже давления в области В, в положении II они равны, а в положении III первое превышает второе. Эта идея была реализована, к примеру, в устройстве Ю. Макнатта (рис. 7) [9]. Недостаток данного способа состоит в сложности конструкции ШЭБС и значительных трудозатратах на его настройку.

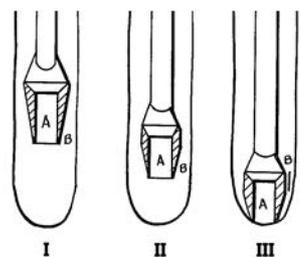


Рис. 6.
Принцип учёта
гидродинамических условий
в призабойной зоне

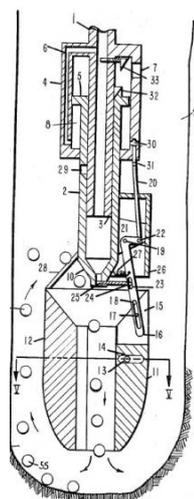


Рис. 7. Контроль положения на забое шароструйного бурения (по Ю. Макнатту):
1 – бурильная колонна; 2 – тело первичного сопла; 3 – цилиндрический суппорт; 4 – цилиндр; 5 – плунжер; 6 – канал; 7 – окна; 8 – кольцевая камера; 9 – скважина; 10 – первичное сопло; 11, 12 – части вторичного сопла; 13 – шпильки; 14 – отверстия; 15 – прорезь; 16 – коленчатый рычаг; 17 – шпилька; 18 – прорезь; 19 – шпилька; 20 – связующее звено; 21 – сеть; 22 – шпилька; 23 – прорезь; 24 – шпилька; 25 – элемент; 26 – корпус; 27 – пружина; 28 – сетчатый элемент; 29 – отверстие; 30 – выпускное отверстие; 31 – рычаг (кран); 32 – кулачок; 33 – кулачок; 34 – цилиндрический клапан; 35 – отверстие; 36, 37 – отверстия; 39 – отверстие; 40 – пружина; 41 – тарелка; 50 – забой; 51 – абразивные частицы.

Проведённый анализ показал, что каждый из рассмотренных способов поддержания требуемого РСЗ имеет существенные недостатки. Таким образом, эта проблема до сих пор не решена и должна являться предметом дальнейших исследований.

Литература

1. Уваков А. Б. Исследование и разработка шароструйного способа бурения направленных геологоразведочных скважин: дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Москва, 1965. – 120 с.
2. Уваков А. Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
3. Ковалев А. В. Теоретические и экспериментальные исследования технологических процессов шароструйного бурения скважин: дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук. / А. В. Ковалев; Томский политех. унив. – Томск, 2015. – 143 с.
4. Патент США № 2724574, кл. 175-28. Hydraulic standoff control for pellet impact drilling / Ledgerwood L. W. – Заявлено 29.01.1952; Оpubл. 22.11.1955.
5. А. с. № 870705, Е 21 С 37/16, Е 21 С 21/00, Е 21 В 7/18. Способ эрозионного бурения скважин и устройство для его осуществления / Л. С. Дербенев, А. А. Боголюбов, А. А. Капустин, Г. Г. Каркашадзе, Г. А. Янченко – № 2798122/22-03; Заявлено 18.07.1979; Оpubл. 07.10.1981.
6. А. с. № 417599, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин / А. Б. Уваков, В. В. Штрассер – № 1451266/22-3; Заявлено 15.06.1970; Оpubл. 28.02.1974.
7. А. с. № 1002498, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд / М. М. Майлибаев – № 3278854/22-03; Заявлено 24.04.1981; Оpubл. 07.03.1983.
8. Патент США № 2868509, кл. 255-61. Pellet impact drilling apparatus / Williams P. S. – Заявлено 07.06.1956; Оpubл. 13.01.1959.
9. Патент США № 2728557, кл. 255-61. Controlling off-bottom position of pellet impact drill / McNatt E. M. – Заявлено 15.07.1953; Оpubл. 27.12.1955.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**Д. А. Волкотрубов**

Научный руководитель, ассистент К. С. Купавых

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Кольматация призабойной зоны пласта может происходить в различные периоды жизни скважины, начиная от первичного вскрытия. В процессе первичного вскрытия и последующего цементирования в призабойную зону попадают не только фильтраты применяемых растворов, но и частицы дисперсной фазы глинистого и цементного растворов, которые, отлагаясь в фильтрационных каналах, снижают их проницаемость [2].

Пласты кольматируются на значительную глубину. При условии высокой проницаемости и хорошей гидродинамической связи пластов с залежами нефти возможно их самоочищение. Однако, низкопроницаемые пласты практически не участвуют в самоочищении и остаются не вовлеченными в разработку. Кроме того, образование асфальто-смоло-парафиновых отложений в поровых каналах пласта в процессе добычи дополнительно снижает дебит нефти.

Перспективным направлением разработки методов повышения нефтеотдачи в условиях залегания низкопродуктивных пластов следует считать путь сочетания гидроимпульсных воздействий на пласт с химическими и тепловыми факторами. При многократно повторяющихся гидроударах (скачках давления) в совокупности с нагнетанием кислотных растворов, применяемых в качестве расклинивающей жидкости, а также одновременно и рабочего агента кислотной обработки, постепенно увеличивается глубина и раскрытость трещин, а, следовательно, облегчаются условия проникновения кислотного раствора в слабопроницаемый пласт. Причем эффективность проникновения кислотного раствора возрастает по мере увеличения амплитуды пульсаций и кратности их осуществления [1].

Особенность предлагаемого решения состоит в том, что вместо приложения высокого давления, призабойную зону пласта подвергают сериям коротких ударов, при которых жидкость не успевает фильтроваться в образующиеся трещины и увеличивать их длину. Короткие удары способствуют развитию прилегающих трещин, выкрашиванию породы, образованию каверны вокруг призабойной зоны и увеличению ее эффективного радиуса.

При создании периодических гидроударов происходит колебательное движение массы скважинной жидкости и размыв породы коллектора в призабойной зоне скважины. Метод применяется со специальным устьевым оборудованием, что дает возможность для управления процессом. В данном случае это непрерывное гидросвабирование с возможностью резонансной раскачки скважинной жидкости. Чтобы привести массу скважинной жидкости в резонансное колебательное движение с помощью устьевого оборудования, чередуют долив жидкости в скважину и ее излив в такт с собственными колебаниями этой массы. При колебаниях давления, когда кольматанты меньше зажаты породой, они легко отрываются от стенок поровых каналов и трещин. Раскачка массы скважинной жидкости способствует глубокому проникновению волны движения в пласт, размыву породы и эффективному извлечению кольматантов.

Вариант размыва породы раскачкой жидкости может эффективно применяться при совмещении гидродинамической и химической обработок [3]. Механизм взаимодействия кислотного раствора значительно отличается от такового при обычных кислотных обработках. Если при обычных обработках на границе раздела твердой и жидкой фаз образуется поверхностный слой насыщенного раствора карбоната и нерастворимых в кислоте продуктов, которые препятствуют продвижению свежих порций кислоты, то динамический режим растворения карбонатных пород предотвращает это за счет широкого изменения давления на забое скважины.

Наиболее распространенным методом восстановления проницаемости призабойной скважин является кислотная (в частности, соляно-кислотная) обработка призабойной зоны продуктивных карбонатных коллекторов. При использовании кислотной обработки чаще всего применяется продавка кислоты и выдержка ее под давлением в течение некоторого времени на забое. Многочисленные опыты и исследования доказывают, что при таком методе воздействия кислота в карбонатных породах не образует радиально расходящиеся каналы. В результате обычно образуются рукавообразные промоины неправильной формы, которые формируются в каком-либо одном или нескольких направлениях. Применение поверхностно-активных веществ в кислотном составе позволяет существенно снизить поверхностное натяжение раствора на границе раздела с углеводородной жидкостью, увеличить проникающую способность кислоты в породу пласта, способствует более полному удалению из пласта продуктов реакции. Для оценки влияния поверхностно-активных веществ в качестве замедлителей тестировалось 4 состава, в которых основой является смесь соляной (9%) и плавиковой (5%) кислот. В качестве добавок использовались следующие реагенты: катамин, синтанол АЛМ-10, ЛАБС, додецилсульфат натрия. Методика проведения экспериментальных исследований заключалась в сравнении массы образцов карбонатной породы до и после обработки кислотным составом, а также времени потери массы. Результаты проведенных исследований показали, что наиболее стабильные результаты демонстрирует кислотная композиция с добавлением синтанола АЛМ-10.

Опытно-производственные испытания комплексной технологии обработки ПЗП были проведены в августе 2014 года на скважине №571 Нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть», ООО «Башнефть-Добыча», Ардатовского месторождения. Проведена обработка Фаменского горизонта (Д_{3fm}).

До обработки скважина имела:

- среднесуточный дебит – 1,41-1,63 т/сут;
- проницаемость пласта – 35-10-15 м²;
- открытая пористость – 5,5 %;
- плотность нефти – 908 кг/м³.

На устье скважины был произведен монтаж задвижки ЗМС-65×210 с пневмоприводом (см. рис.), затем в призабойную зону циркуляцией закачан кислотный раствор. Обработка проводилась кислотным составом HCl(12%) + HF(5%) + синтанол АЛМ-10(5%). В процессе проведения испытаний режим открытием пневмозадвижки создавали импульсное давление для волновой закачки кислотного раствора в нефтяной пласт. Всего было произведено 32 гидроудара импульсным давлением 10 МПа.

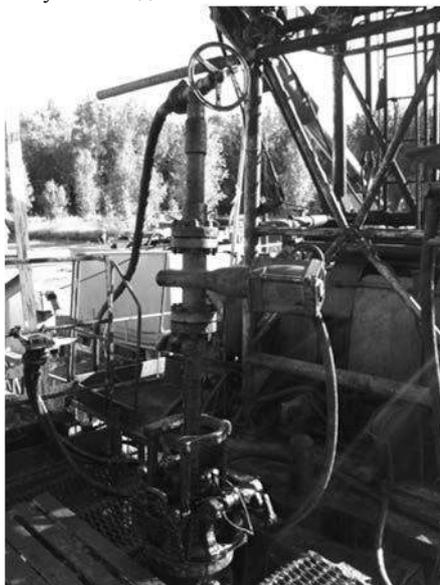


Рис. Устье скважины №571 Нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть» с установленной задвижкой ЗМС-65×210 с пневмоприводом.

В результате последующего проведения геофизических исследований установлено, что в результате развития трещинной системы в прискважинной зоне пласта улучшился приток нефти, а среднесуточный дебит вырос до 4,5-5,49 т/сут (в три раза). Для сравнения предыдущий ремонт на данной скважине, проведенный в 2012 году и заключавшийся в классической кислотной обработке дал прирост только в 2 раза. Проницаемость призабойной зоны увеличилась на 86%, открытая пористость выросла в 1,5 раза. Результаты опытно-промышленных испытаний свидетельствуют об эффективности предложенной технологии и возможности ее использования для освоения и ремонта скважин.

Таким образом, комплексно реализуется импульсно-волновое воздействие с одновременной обработкой химическими реагентами, что обеспечивает синергетический эффект, превышающий сумму эффектов, получаемых от каждого воздействия в отдельности. Результаты опытных работ показывают, что волновая технология размыва каналов призабойной зоны скважины кислотным раствором оказывается более эффективной, по сравнению с кислотной обработкой, в которой применяется закачка кислотного раствора и его выдержка в призабойной зоне в течение заданного времени.

Литература

1. Гавриленко, А.И. Импульсно-реагентный метод воздействия на пласт для месторождений РУП «ПО «Белоруснефть» // Интервал – 2007. – № 10. – С. 23-28.
2. Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. М.: Недра, 1978. – 256 с.
3. Шипулин А.В., Мингулов Ш.Г. Технологии волнового воздействия на нефтяные пласты. СПб.: Недра, 2011, С. 9 – 14.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ИНСТРУМЕНТОМ
СО СМЕЩЁННЫМ ЦЕНТРОМ ПРИЛОЖЕНИЯ СИЛЫ.**

А. Е. Головченко

Научный руководитель, старший преподаватель С. О. Леонов
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Результаты исследований поведения снаряда со смещённым центром приложения силы послужили теоретическим обоснованием для постановки работ по моделированию процесса разрушения горных пород инструментом, вооружение которого выполнено с эксцентриситетом [1]. Итоги работ в дальнейшем могут быть использованы при проектировании вооружения шарошечных долот. В перспективе это может дать повышение эффективности работы долота на забое за счет увеличения масштаба разрушения без увеличения затрат энергии.

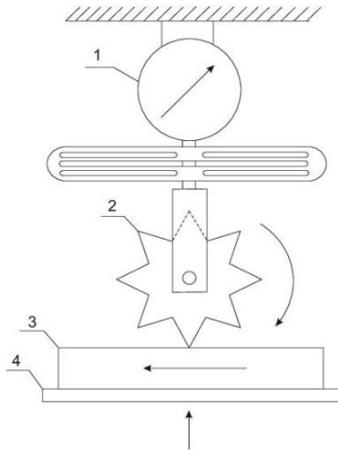


Рис. 1. Схема стэнда

Работа производилась на стэнде (рис.1), который представляет собой динамометр 1 с закрепленной на нём насадкой в виде вращающейся звездочки 2. Блок горной породы 3 жёстко закреплен на станине 4, перемещающейся в вертикальном и горизонтальном направлениях. Создание стэнда имело цель моделирования динамики процесса разрушения горной породы на забое в процессе бурения. Сменные насадки в виде звездочки имитировали работу вооружения шарошек долота с различной конфигурацией зуба. Исследования проводились для звёздочек, наружный диаметр которых равен 93 миллиметра, диаметр проходного отверстия 27 миллиметров, шаг 33 миллиметра, ширина зуба звездочки 4, 3, 2 миллиметра для трёх проведённых опытов соответственно. В качестве эталонной горной породы принят мелкозернистый с кремнистым цементирующим веществом бериевый песчаник V категории по буримости.

Работа стэнда имитирует работу шарошки на забое, а именно её перекатывание вследствие осевого вращения породоразрушающего инструмента. Осевое усилие на зуб шарошки имитируется поднятием станины на некоторую величину, создавая давление на блок горной породы со стороны зуба звёздочки. В нашем эксперименте осевое усилие составляло 157,78 килограмма, которое контролировалось с помощью динамометра. Вращение инструмента имитируется перекатом звезды по блоку породы, что достигается с помощью перемещения блока породы в продольной плоскости при помощи протяжного механизма, на котором он жёстко закреплён. Результаты экспериментов представлены в табл. 1:

Таблица 1

Объёмы разрушения породы инструментом с разной шириной зуба

№	Ширина зуба L, мм								
	4			3			2		
	$m \cdot 10^{-3}$, кг	ρ , кг/м ³	$V \cdot 10^{-6}$, м ³	$m \cdot 10^{-3}$, кг	ρ , кг/м ³	$V \cdot 10^{-6}$, м ³	$m \cdot 10^{-3}$, кг	ρ , кг/м ³	$V \cdot 10^{-6}$, м ³
1	0.059	1270	0,0465	0.0755	1270	0,0595	0.0469	1270	0,0369
2	0.032		0,0252	0.0927		0,0730	0.0805		0,0634
3	0.039		0,0307	0.1194		0,0940	0.1039		0,0818
4	0.044		0,0346	0.0397		0,0313	0.1051		0,0828
5	0.032		0,0252	0.0667		0,0525	0.1330		0,1047
6	0.034		0,0268	0.0567		0,0447	0.0797		0,0628
7	0.050		0,0394	0.0799		0,0629	0.0529		0,0417
8	0.040		0,0315	0.0533		0,0420	0.0394		0,0310
9	0.038		0,0299	0.0573		0,0451	0.0534		0,0421
Σ	0,308		0,2898	0,6412		0,5050	0,6948		5472

Графическая интерпретация зависимости объемов разрушения породы от ширины зуба представлена на рис. 2 и рис. 3:

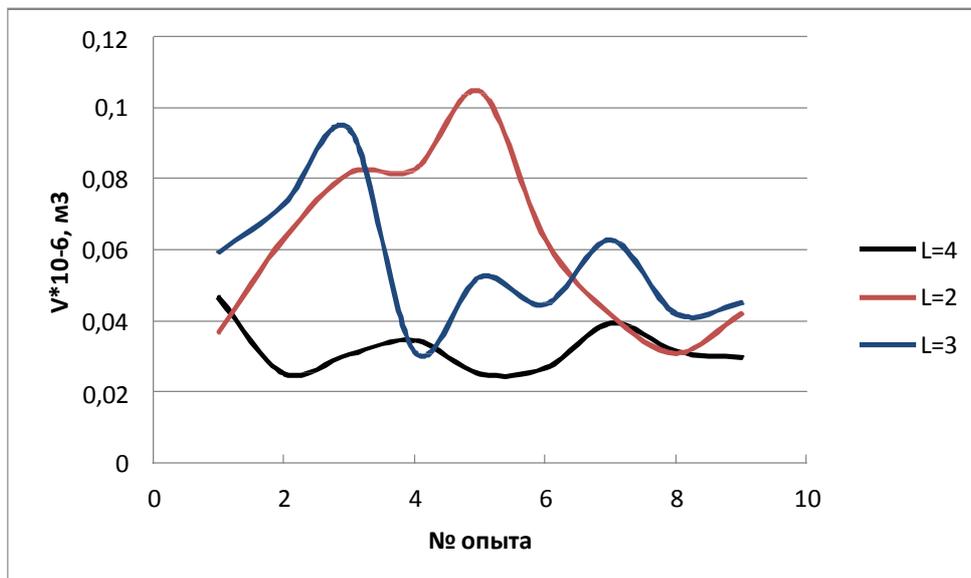


Рис. 2. Зависимость объемов разрушения от ширины зуба

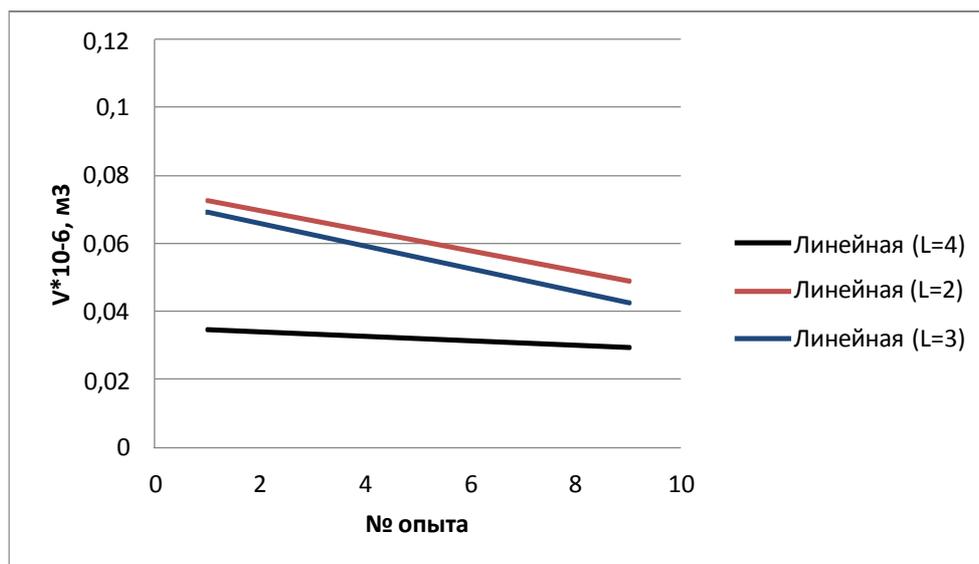


Рис. 3. Зависимость объемов разрушения от ширины зуба (усредненные значения)

Результаты исследований указывают на увеличение масштабов разрушения (см. табл. 1) с увеличением удельной нагрузки (уменьшением ширины зуба). Так же очевидным является возрастание масштабов разрушения при движении индентора за счет некоторого «проскальзывания» каждого зуба при вращении звезды и движении её вдоль блока (движение шарошки вдоль забоя).

Литература

1. Нескоромных В.В. Результаты экспериментальных исследований разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами/ В.В. Нескоромных // Изв. вузов. Геология и разведка. – М.: 1999. – № 6. – С. 115–120 .
2. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 328 с.
3. Нескоромных В.В., Фахрутдинов А.А. "Исследование возможности формирования ствола различной кривизны в скважинах внецентренными точечными ударами (статья)". Известия ВУЗов "Геология и разведка", М., №2, 1995.
4. Сулакшин С.С. "Разрушение горных пород при бурении скважин": Учебное пособие для ВУЗов. Томск: Изд-во ТПУ, 2004.

ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ ПЛОСКИХ ПРОФИЛЕЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

В. С. Горбачев

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Способ *наклонно-направленного бурения* впервые начал применяться в середине XX века. Он появился в результате поиска новых, более рациональных и экономичных, методов добычи нефти в сложных природных условиях. Наиболее эффективная область использования *наклонно-направленного бурения* - при разработке месторождений в акваториях, в болотистых или сильно пересечённых местностях и в случаях, когда строительство буровых может нарушить условия охраны окружающей среды. Метод получил широкое распространение: с каждым годом потребность в работах *наклонно-направленного бурения* возрастает как на суше, так и в шельфовой зоне морей. В качестве примера рассмотрим динамику бурения скважин на Ромашкинском месторождении. На рисунке видно плавное увеличение количества вертикальных и многозабойных скважин. Однако после 2010 года график свидетельствует о широком распространении бурения горизонтальных скважин, боковых стволов и горизонтальных боковых стволов. Именно с этими методами бурения связывают задачу вовлечения трудноизвлекаемых запасов. [7]

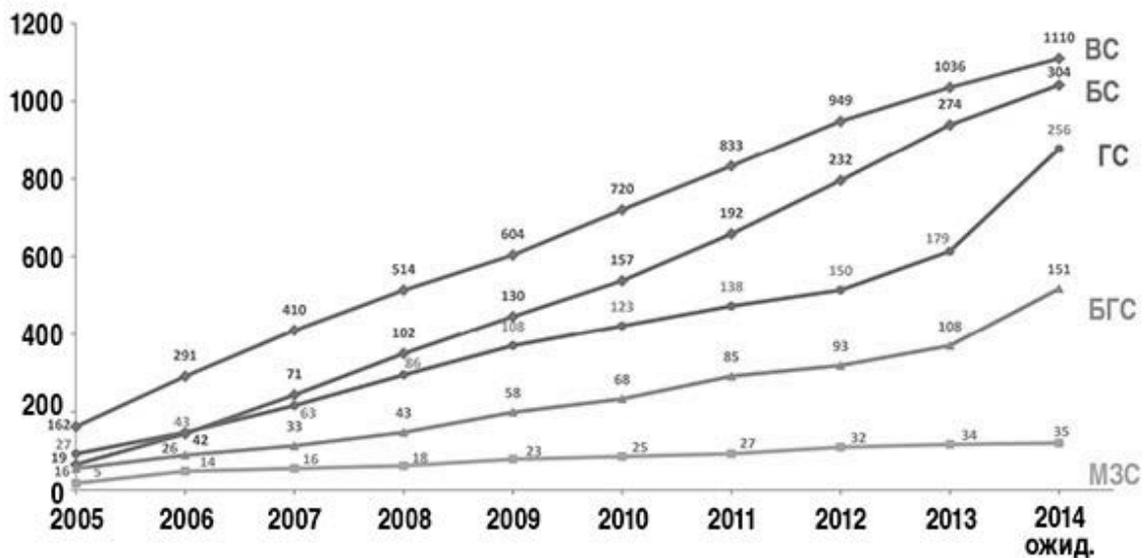


Рис.1 Динамика бурения скважин на Ромашкинском месторождении.

В настоящее время российским компаниям предстоит приспособиваться к таким факторам, как санкции, наложенные на Россию, снижение цен на нефть, снижение инвестиционной активности. Тем не менее бурение составляет практически 30% от объема нефтесервисного рынка России, и одним из самых актуальных направлений является *наклонно-направленное бурение*, в рамках которого особенно развивается бурение горизонтальных и многоствольных скважин.

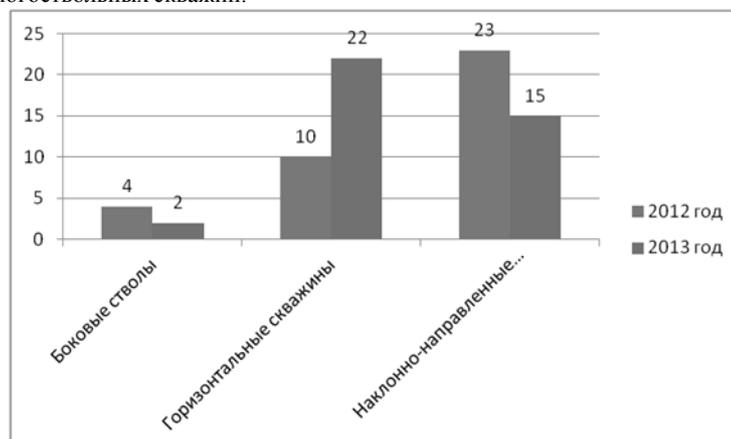


Рис.2 Сравнение количества скважин в 2012 и 2013 годах АНК «Башнефть»



Рис.3 Сравнение количества скважин в 2012 и 2014 годах компании «Газпром нефть»

Согласно данным центрального диспетчерского управления топливно-энергетическим комплексом, в 2009-2013 годах рост проходки в горизонтальном бурении сопровождался увеличением проходки в суммарном бурении, и только в 2014 году эта закономерность последних четырех лет нарушилась. Произошло это вследствие того, что эффект от ввода горизонтальных скважин стал настолько большим, что для получения заданного объема дополнительной добычи нефти стало требоваться все меньшее количество эксплуатационных добывающих скважин. В итоге, в первой половине 2014 года, наконец, произошел перелом, и рост проходки в горизонтальном бурении стал сопровождаться падением суммарной проходки в целом. Согласно прогнозу, увеличение суммарной проходки можно ожидать не ранее 2016-2017 годов, на которые запланировано одновременное промышленное освоение крупных месторождений в Большехетской впадине и Юрубчено-Тохомской зоне. После этого, в 2018-2020 годах, нисходящий тренд в объемах бурения, вероятно, возобновится снова. И пока не просматривается причин, которые могли бы его переломить, так как перспективных крупных добычных проектов с большими объемами буровых работ в России в настоящее время не предвидится. [5]

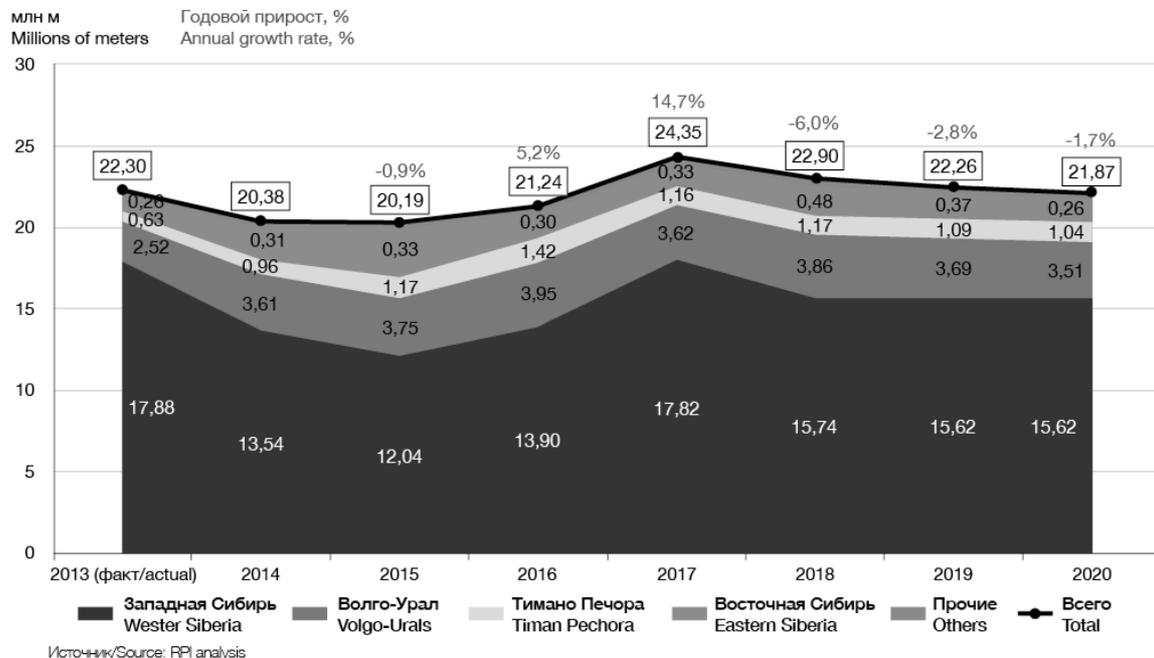


График 1: Прогноз суммарной проходки в эксплуатационном и разведочном бурении в России на 2014-2020 годы, млн м

Figure 1: Nationwide exploration and production drilling forecast in Russia from 2014 through 2020, million meters

Рис.4 Прогноз суммарной проходки в эксплуатационном и разведочном бурении в России на 2014-2020 годы.

С течением времени ужесточаются требования к соблюдению проектного профиля скважины, а так же требования по точности выхода забоя скважины в заданную точку. В связи с этим для правильного выбора профиля будущей скважины важно иметь представление о классификации наклонно-направленного бурения, необходимо знать достоинства и недостатки каждого профиля.



Рис.1 Классификация наклонно-направленного бурения

При наклонно-направленном бурении выделяют следующие виды искусственно искривленных скважин: наклонно-направленные скважины, горизонтальные скважины, многоствольные скважины и многозабойные скважины. Наклонно-направленной скважиной называется скважина, специально направленная в какую-либо точку, удаленную от вертикальной проекции ее устья. Профили наклонно-направленных скважин можно подразделить на плоские и пространственные. Плоский профиль расположен в одной вертикальной плоскости. Скважины этого профиля следует бурить в тех районах, где влияние геологических условий на самопроизвольное искривление стволов велико. Профиль следует строить таким образом, чтобы максимально использовать закономерности самопроизвольного искривления стволов скважин и свести к минимуму интервалы бурения с отклонителем. Так же профили скважин классифицируют по количеству интервалов ствола. Интервал-это участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По этому признаку скважины подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальных. Простейшим с точки зрения геометрии является двухинтервальный профиль, который содержит вертикальный участок и участок набора зенитного угла. Такой тип профиля обеспечивает максимальный отход скважины при прочих равных условиях, однако требует постоянного применения специальных компоновок на втором интервале, что приводит к существенному увеличению затрат средств и времени на бурение. Трехинтервальный тип профиля, состоящий из вертикального участка, участка набора зенитного угла и третьего участка, имеет две разновидности. В одном случае третий участок прямолинейный (участок стабилизации зенитного угла), в другом -участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла. Трехинтервальные профили рекомендуется применять в тех случаях, когда центрирующие элементы компоновок низа бурильной колонны мало изнашиваются в процессе бурения (сравнительно мягкие, малоабразивные породы). Такие типы профилей позволяют ограничить до минимума время работы с отклонителем и при наименьшем зенитном угле скважины получить сравнительно большое отклонение от вертикали. Четырехинтервальный тип профиля включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок уменьшения зенитного угла. Это самый распространенный тип профиля в Западной Сибири. Его применение рекомендуется при значительных отклонениях скважин от вертикали в случае, если по геолого-техническим условиям затруднено безаварийное бурение компоновками с полноразмерными центраторами в нижних интервалах ствола скважины. [4]

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющей части и горизонтального участка. Под направляющей частью профиля следует понимать часть ствола скважины от ее устья до точки с заданными координатами на кровле или непосредственно в самом продуктивном пласте, являющемся началом горизонтального участка. В отличие от наклонных скважин при проводке направляющей части горизонтальной скважины необходимо на проектной глубине вывести ствол скважины не только в точку с заданными координатами, но и, что очень важно для дальнейшей проводки горизонтального участка, под заданным углом. По величине радиуса кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим радиусом искривления (290-900 метров), средним (50-290 метров) и малым (16-50 метров) радиусами

Метод бурения боковых стволов - метод, позволяющий вернуть старые месторождения к жизни.. Боковые стволы наклонные или с горизонтальным окончанием строятся из эксплуатационных колонн существующего фонда нефтяных и газовых скважин с целью повышения производительности скважины. Длина боковых стволов колеблется от нескольких десятков до нескольких сотен метров. Число боковых стволов зависит от конкретных условий того участка продуктивного пласта, где сооружается скважина. Если продуктивные пласты на месторождении не истощены сильно предыдущей эксплуатацией, горизонтальные проекции боковых стволов размещают обычно так, чтобы равномерно дренировать область питания.

Достоинства и недостатки профилей наклонно-направленного бурения

Тип профиля	Достоинства	Недостатки
Наклонно-направленный	-возможность проводить работы на территориях с ограниченным пространством, без ознакомления со схемой обустройства скважины - данный тип профиля уменьшает сроки проведения сложных инженерных работ - также работы по данному профилю позволяют легко обойти возникшее препятствие не оказывая на него никакого воздействия, таким образом, скважина и непосредственная преграда будут надежно изолированы друг от друга.	- небольшая максимальная протяженность труб - данная технология трудно применима в галечных, илистых и скальных грунтах; для бурения в таких условиях необходимы усовершенствованные конструктивные параметры, что увеличивает стоимость строительства. - высокая стоимость
Горизонтальный	-значительно уменьшает количество эксплуатационных скважин на месторождении (особенно на морских акваториях) -позволяет увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов -технологии почти не требуют дополнительных затрат	-неудачное горизонтальное направленное бурение может вызвать изменение в проектной документации и выполнение буровых работ с самого начала -прорыв воды или газа на любом участке горизонтального ствола в интервале продуктивного ствола может привести к потере скважины в целом; -невозможно точное регулирование добычи или нагнетание жидкости в интервалах пласта имеющих различную проницаемость.
Многозабойный	-увеличение дебита при уменьшении капитальных затрат -повышение общей нефтеотдачи месторождения -вовлечение в разработку малодобитных месторождений	-стоимость одной многозабойной скважины в несколько раз выше стоимости однозабойной скважины
Многоствольный	-сокращение материальных и трудовых затрат на обустройство площадок под скважины, подъездных дорог к ним -снижаются затраты на вышкостроение -сокращаются площади земель изъятых из сельскохозяйственного производства	- в случае неисправности оборудования замедляется темп добычи на всех скважинах -в случае аварии на буровой площадке недоступными окажутся все пробуренные скважины до устранения последствий аварии
Боковой ствол	-отпадает необходимость в строительстве новых коммуникационных линий -сокращаются затраты на оборудование и материалы -снижается воздействие на окружающую среду	-низкая (по сравнению с обычным бурением) механическая скорость (2 - 5 м / ч) -небольшие проходки на долото (50 - 80 м)

Многозабойные скважины являются дальнейшим развитием технологии наклонно-направленного и горизонтального бурения. Под многозабойными скважинами понимаются скважины, имеющие в нижней части основного ствола разветвления в виде двух или более протяженных горизонтальных, пологонаправленных или волнообразных стволов, у каждого из которых интервал вскрытия продуктивного пласта, как правило, в два раза и более превышает толщину пласта. По форме выполнения дополнительных стволов и их пространственному положению различают следующие виды многозабойных скважин: разветвленные наклонно-направленные, горизонтально разветвленные и радиальные скважины. Разветвленные наклонно-направленные скважины состоят из основного ствола, обычно вертикального, и дополнительных наклонно-направленных стволов. Горизонтально разветвленные скважины – это разновидность разветвленных наклонно направленных скважин, так как их проводят аналогичным способом, но в завершающем интервале дополнительного ствола его зенитный угол увеличивают до 90° и более. У радиальных скважин основной ствол проводят горизонтально, а дополнительные – в радиальном направлении. Выбор формы разветвления скважин зависит от литологической характеристики и толщины продуктивного пласта, наличия или отсутствия над ним пластов, требующих изоляции. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания зависят от пластового давления, режима движения жидкостей в пласте и применяемых мер по поддержанию пластового давления. Профили стволов, их длина и число ответвлений зависят от толщины пласта, литологии, распределения твердости пород, степени неоднородности продуктивного пласта, степени устойчивости разреза.

Многоствольные скважины или кустовое бурение – сооружение скважин, в основном наклонно-направленных, устья которых группируются на близком расстоянии друг от друга с общей ограниченной площадки, а забой вскрывают продуктивный горизонт в заданных точках в соответствии с сеткой разработки. Отдельными кустами считаются группы из трех скважин и более, расположенные на специальных площадках и отстоящие одна от другой или отдельных скважин на расстоянии не менее 5 м. Под площадкой куста понимается участок территории, на котором расположены скважины, технологическое оборудование, а также бытовые и другие помещения, необходимые для производства работ. Размер площадки зависит от количества скважин в кусте и размещения специальной техники для ликвидации возможных аварийных ситуаций (пожары, открытые фонтаны и т.д.) Взаимное расположение скважин разнообразно и зависит от типа буровой установки, конструкции буровой вышки, способа перемещения бурового оборудования, противопожарных норм и обеспечения предполагаемых методов эксплуатации скважин.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М., Технология бурения нефтяных и газовых скважин., 2001 г.– 676 с.
2. Вадецкий Ю.В., Бурение нефтяных и газовых скважин, М., 2003 г. – 352 с.
3. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; Под ред. А.Г. Калинина. - М.: Недра, 1997. - 648 с
4. Сушон Л.Я., Емельянов П.В., Муллағалиев Р.Т. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири. - М.: Недра, 1988. - 124 с.
5. Кравец В. Год коренного перелома. - URL: <http://rogtecmagazine.com/ru/russian-drilling-market-paradigm-shift> . Дата обращения: 20.01.2016
6. Хасанов Р.А. Оптимизация бурения горизонтальных скважин: Конкурс работ «Управление производством - 2013».
7. Хисамов Р.С. Стратегия разработки месторождений на поздней стадии, перспективы добычи углеводородных ресурсов из нетрадиционных источников углеводородов в Республике Татарстан. - URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2015-01/10> . Дата обращения: 20.01.16
8. «Газпром нефть» утроила количество высокотехнологичных скважин за два года. - URL: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/1106731> . Дата обращения: 20.01.2016.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ МОДЕЛИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ МНОГОЦИКЛОВОМ ГЛУШЕНИИ

А. М. Горшков¹, Д. Н. Мезенцев², А. В. Пестерев²

Научный руководитель, младший научный сотрудник лаборатории А. В. Пестерев

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

²Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, Томск, Россия

В процессе технологического ремонта скважин на месторождениях Томской области в качестве жидкостей глушения (ЖГ) применяют воду сеноманского горизонта, а также ЖГ на ее основе с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ). В процессе ремонта возможно поглощение ЖГ пластом, в результате чего возникает опасность нефтегазопрооявлений. В связи с этим, возникает необходимость закачки дополнительных объемов ЖГ. В результате увеличивается время пребывания ЖГ в скважине и, как следствие, усиливается водная блокада призабойной зоны пласта, что приводит к увеличению времени освоения скважины. Длительное воздействие ЖГ (дополнительные закачки) на проницаемость призабойной зоны в лабораторных условиях моделируется в серии многоцикловых глушений модели пласта.

Цель работы – исследование динамики восстановления проницаемости модели призабойной зоны пласта после повторных закачек водных жидкостей глушения.

Для фильтрационных экспериментов были отобраны образцы керна терригенных коллекторов верхнеюрских продуктивных пластов трех месторождений Томской области с проницаемостью по газу $K_{пр по газу} = (17,1 \dots 42,6) \cdot 10^{-3}$ мкм² и коэффициентом открытой пористости по газу $K_{пг} = 0,163 \dots 0,184$ д.е. Пластовая температура $T_{пл} = 81 \dots 93^\circ$ С. В качестве ЖГ были использованы вода сеноманского горизонта без добавок и с гидрофобизатором Нефтенол К в количестве 0,2 %.

Фильтрационные исследования проводились на установке, позволяющей моделировать пластовые давление и температуру. Эксперимент состоял из трех последовательных циклов глушения каждый из которых включал следующие этапы: 1) определение проницаемости K_{np1} (мкм²) по нефти до закачки ЖГ; 2) закачка ЖГ в количестве трех поровых объемов в направлении противоположном фильтрации нефти с последующим выдерживанием в течение 24 часов; 3) вытеснение ЖГ нефтью с определением проницаемости K_{np2} (мкм²) по нефти при установившихся перепадах давления $\Delta P = 0,05; 0,1; 0,3$ МПа. Повышенные перепады давления моделируют форсированные отборы жидкости, которые проводятся для снижения времени освоения скважины.

Динамику восстановления проницаемости по нефти оценивали по величине коэффициента восстановления проницаемости β (1):

$$\beta = \frac{K_{np2}}{K_{np1}} \quad (1)$$

В работе оценивали площадь удельной поверхности фильтрующих пор при заданном перепаде давления ($S_{уд \phi}$, м²/м³) по данным капилляриметрии. В допущении, что поровые каналы представляют собой набор капилляров разного диаметра, расчетная формула оценки эффективной (поверхность пор, не занятых остаточной водой) удельной поверхности порового пространства образца керна $S_{уд}$ имеет вид (2):

$$S_{уд} = 2 \sum_{r_i}^{\eta} \frac{1}{r_i} (1 - K_{пг}) \quad (2)$$

где r_i – средний радиус пор фильтрации при заданном давлении вытеснения на капилляриметре, мкм; η_i – доля пор i -го радиуса, участвующих в фильтрации при данном давлении вытеснения, д. е.; $K_{пг}$ – пористость образца по газу, д. е.

Результаты экспериментов по глушению водой сеноманского горизонта приведены на рисунках 1 а), 2 а) и 3 а). Установлено, что уже первое глушение водой сеноманского горизонта снижает проницаемость по нефти до 90 %. Объясняется это тем, что на поверхности фильтрующих пор формируется пленка рыхлосвязанной воды, которая уменьшает эффективное сечение каналов фильтрации.

Анализ зависимости показал, что с увеличением перепада давления, и соответственно площади удельной поверхности, наблюдается линейный рост коэффициента восстановления проницаемости. Такая тенденция связана с увеличением связности каналов фильтрации за счет вовлечения пор меньшего диаметра.

Последующие циклы глушения для всех рассмотренных месторождений не выявили какой-либо направленной тенденции изменения β . Так для месторождения 1 при $\Delta P = 0,05$ МПа второй и третий циклы глушения снижают проницаемость по нефти, что, по-видимому, связано с увеличением толщины пленки воды на поверхности крупных фильтрующих пор образца керна. При перепаде давления 0,3 МПа для месторождений 1 и 3 лучший коэффициент восстановления получен на третьем цикле глушения. Для месторождения 2 влияние количества циклов глушения не выявлено, величина β изменяется в пределах погрешности эксперимента.

На рисунках 1 б), 2 б) и 3 б) представлены результаты экспериментов по глушению водой сеноманского горизонта с добавкой Нефтенол К. Введение в состав водной ЖГ добавки Нефтенол К препятствует формированию водной блокады и способствует восстановлению проницаемости по нефти, а в ряде случаев отмечается даже превышение исходной (K_{np1}) проницаемости, т.е. $\beta > 1$.

Для месторождений 1 и 3 добавка гидрофобизатора при перепаде давления $\Delta P = 0,05$ и 0,1 МПа повышает β практически в два раза по сравнению с водой сеноманского горизонта, при этом влияние количества циклов не выявлено. При $\Delta P = 0,3$ МПа, как и для воды сеноманского горизонта, на третьем цикле глушения отмечено повышение коэффициента восстановления проницаемости, что может быть связано с формированием тонкодисперсной водонефтяной эмульсии в мелких фильтрующих порах, которая на последнем цикле валом вытесняется нефтью.

На керне месторождения 2 добавка Нефтенол К на первом цикле глушения не показала повышения проницаемости по сравнению с водой сеноманского горизонта. На втором цикле глушения добавка гидрофобизатора повысила β в два раза. После третьего глушения было отмечено снижение проницаемости по нефти, причем с повышением перепада давления выраженность эффекта снижается. Такая динамика β объясняется тем, что концентрация гидрофобизатора в адсорбционном слое на поверхности пор во втором цикле глушения достигает величины близкой к максимальной и значительно превышает концентрацию ПАВ в растворе, на третьем цикле глушения оптимальная концентрация гидрофобизатора в адсорбционном слое пройдена и начинается вынос молекул ПАВ с поверхности пор. Следует отметить, что для керна месторождения 2 доля площади удельной поверхности фильтрующих пор, не превышает 40 %, в то время как для образцов месторождений 1 и 3 она составляет около 90 % и 70 %, соответственно.

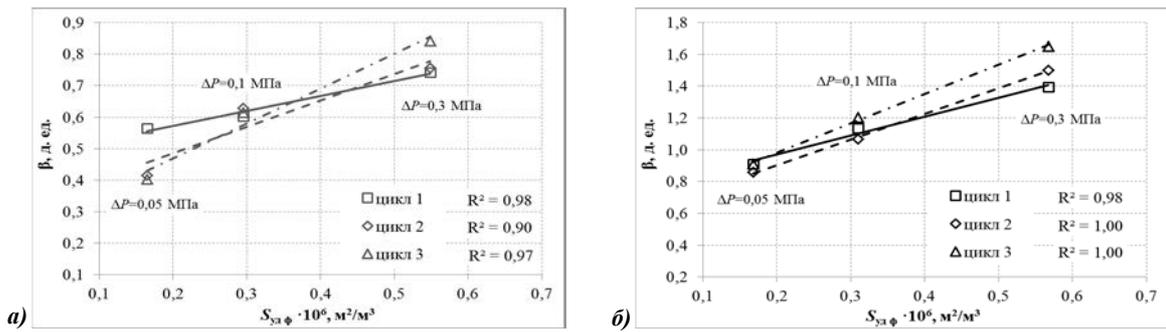


Рис. 1 Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от площади удельной поверхности фильтрующих пор для образца ядра месторождения 1 ($T_{пл} = 92^\circ\text{C}$): а) для воды сеноманского горизонта; б) для нефти

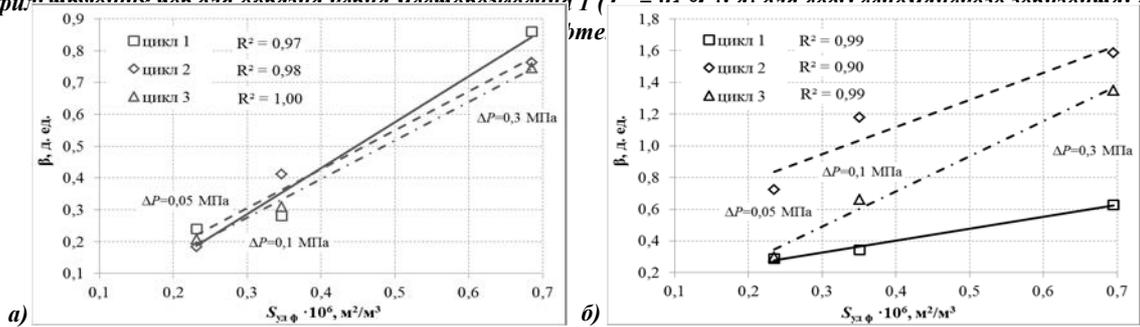


Рис. 2 Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от площади удельной поверхности фильтрующих пор для образца ядра месторождения 2 ($T_{пл} = 92^\circ\text{C}$): а) для воды сеноманского горизонта; б) для нефти

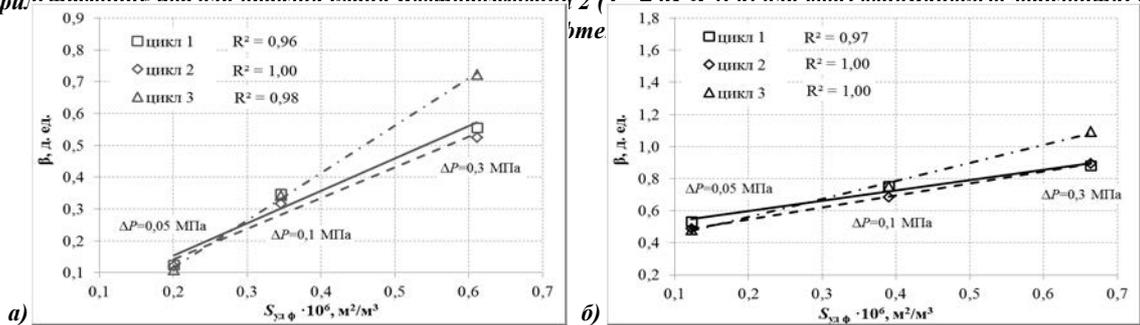


Рис. 3 Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от площади удельной поверхности фильтрующих пор для образца ядра месторождения 3 ($T_{пл} = 81^\circ\text{C}$): а) для воды сеноманского горизонта; б) для Нефтенол К

Таким образом, при глушении скважины водой сеноманского горизонта наибольшее негативное влияние на коллекторские свойства оказывает первое глушение, влияние последующих циклов глушения менее выражено для всех рассмотренных месторождений. Однако можно полагать, что на месторождении дополнительные закачки жидкости глушения приведут к увеличению зоны пласта с пониженной проницаемостью для нефти. На керне месторождений 1 и 3 выявлена высокая эффективность добавки Нефтенол К независимо от количества циклов глушения. Для месторождения 2 рекомендуется проводить не более двух циклов глушения подряд.

ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ СТРОИТЕЛЬСТВА «УМНЫХ» СКВАЖИН М.И. Губарев

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Запасы нефти в мире при нынешних темпах добычи (2% в год от мировых запасов), без обнаружения новых запасов и применения новых технологий добычи (при существующем приросте 0,8% в год от мировых запасов), могут быть исчерпаны в течение 50-70 лет. Россия обладает 25% мировых рентабельных ресурсов нефти, расположенных в основном в Западно-Сибирском и Лено-Тунгусским нефтегазоносных бассейнах.

Большая часть неосвоенных ресурсов расположены в Восточной Сибири, Дальнем Востоке и Арктических областях. Уже более 30 лет не открывались уникальные месторождения, сравнимые с Самотлором (Россия), Прадхо-Бей (Аляска) или Гаваром (Саудовская Аравия). Хотя потенциальные возможности открытия крупных месторождений в глубоководных шельфах морей и океанов, а также в труднодоступных регионах с суровыми климатическими условиями достаточно высоки. [2]

Большинство месторождений в России сегодня находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется значительным увеличением воздействия осложняющих факторов: перемещение основных объектов добычи в регионы со слаборазвитой инфраструктурой, увеличение глубины залегания пластов нефти и газа, наличие в пластовой жидкости большого количества газа, коррозионно-активных и абразивных веществ, увеличение градиентов давления, температуры. Кроме того, основные месторождения разрабатываются в течение длительного времени и находятся на поздней стадии эксплуатации, что выражается в падении темпов добычи, устарелости оборудования и его высоком износе. Следовательно, инвестиции, вложенные в данные проекты, будут иметь значительную величину и долгий срок окупаемости [5].

В указанных условиях актуальной становится разработка совершенно новой эффективной системы мониторинга, анализа, диагностики и управления работой системы «продуктивный пласт - скважина - скважинное оборудование» [5]. Если применение традиционных технологий потребует огромных капитальных вложений в создание промышленной инфраструктуры, то создание «умных» производственных комплексов позволит существенно сократить капитальные затраты (до 20%) и снизить себестоимость добычи нефти на 10-15% [2].

В настоящее время ряд крупных международных нефтегазовых компаний имеют подразделения, занимающиеся разработкой и имплементацией принципов интеллектуального месторождения: «Умные месторождения» («Smart Fields») в компании Shell, «Месторождение будущего» («Field of the Future») в компании BP и «iFields» в компании Chevron и др. Аналогичные подразделения имеют также крупные национальные нефтяные компании на Ближнем Востоке, в частности Saudi Aramco, Petrobras, Kuwait Oil Company и др. [1]. Новые технологии управления разработкой месторождений обладают схожими алгоритмами функционирования: обработка возрастающего объема информации; моделирование многочисленных сценариев развития производства; выбор рациональных сценариев; принятие управляющих решений и выполнение работ по оптимизации производства [3].

Термин «интеллектуальная скважина» впервые был предложен профессором РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, доктором технических наук Валерием Владимировичем Кульчицким. Именно им впервые в СССР была создана технология проводки горизонтальных и наклонно-направленных скважин, оснащенных бескабельными забойными телеметрическими системами с электромагнитным каналом связи [5]. Первая в мире «умная скважина» была пробурена в Норвегии на месторождении Snorre, в 1997 г. Эта технология позволила увеличить темп отбора при режиме истощения залежи [3]. Первая «умная скважина» в Российской Федерации была пробурена в 2009 году на морской платформе «Пильтун-Астоская-Б» проекта «Сахалин-2» на Пильтунской площади Пильтун-Астоского месторождения. Данная скважина стоит на первом месте в ряду «умных скважин» по своим производственным характеристикам, соответствующим всем мировым стандартам интеллектуальных месторождений [6].

В понятие «интеллектуальная скважина» входит обширный комплекс инновационных разработок в нефтегазодобывающей области: оптико-волоконные системы распределенных датчиков температуры, вибрации и давления; измерительно-регистрирующие и исполнительные устройства скважинного и наземного размещения; инновационные пакерно-якорные устройства, в том числе для технологий одновременно-раздельной эксплуатации скважин; современные интеллектуальные станции управления технологическими процессами добычи нефти и газа, ремонта скважин и повышения нефтегазоотдачи пластов. Итак, «интеллектуальной скважиной» называют комплекс подземного и наземного оборудования, включающий в себя систему погружной телеметрии, а также станцию управления с преобразователем частоты. Телеметрическая система конструктивно располагается в погружном электродвигателе (ПЭД) и позволяет получать информацию о параметрах работы насосной установки [4]. Технология умного месторождения позволяет вести раздельный учет добычи по отдельным пластам — объектам разработки в режиме реального времени, а также регулировать закачку воды по пластам в нагнетательных скважинах (рис.1).

Дистанционные датчики в реальном времени обеспечивают картину происходящего в скважине. Наилучший эффект от их работы достигается при использовании систем управления, позволяющих выполнять необходимые действия при изменении условий внутри скважины. Например, существует возможность управления работой клапанов в скважине для регулировки потока жидкости, либо для остановки добычи из одного горизонта и увеличения ее из другого. Установка в скважине специальных устройств, таких как гидроциклоны, позволяет производить дегазирование жидкости непосредственно в скважине. Автоматизация скважин заключается в контроле ряда технологических параметров: динамограмма, динамический уровень жидкости, вагметрограмма, потребляемый ток, частота качаний, влияние газового фактора, давление на устье скважины, суточная производительность скважины. В «интеллектуальных» скважинах также существует возможность использовать газ, добываемый с одного горизонта, для закачки в нефтеносный горизонт с целью поддержания пластового давления, без необходимости предварительной подачи газа на устье. Функции управления должны обеспечивать дистанционное включение и отключение приводного электродвигателя, аварийное отключение установки, периодический режим эксплуатации, плавный пуск и плавное регулирование скорости вращения электродвигателя при помощи преобразователя частоты.

Интеллектуальная цифровая система управления предполагает установку на каждой скважине одного шкафа управления для сбора параметров физических величин, расчета рабочих диаграмм, размещения блоков дистанционного управления, беспроводных терминалов и др. (рис.2). Операторы имеют возможность управлять внутрискважинными устройствами вручную либо с пульта управления, подключенного к компьютерам. Наиболее сложные системы предоставляют возможность автоматического управления работой скважин всего месторождения, при этом все устройства самостоятельно реагируют на изменение условий в скважине.

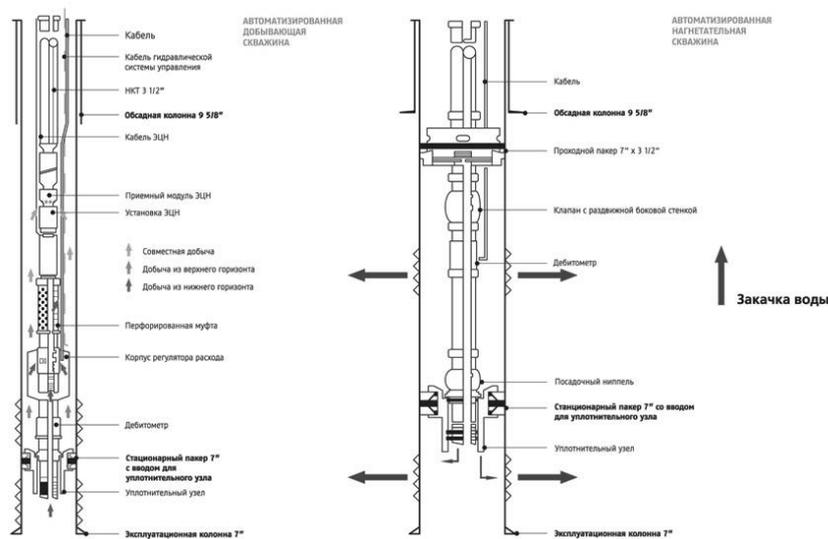


Рисунок 1 – Схемы работы интеллектуальных скважин

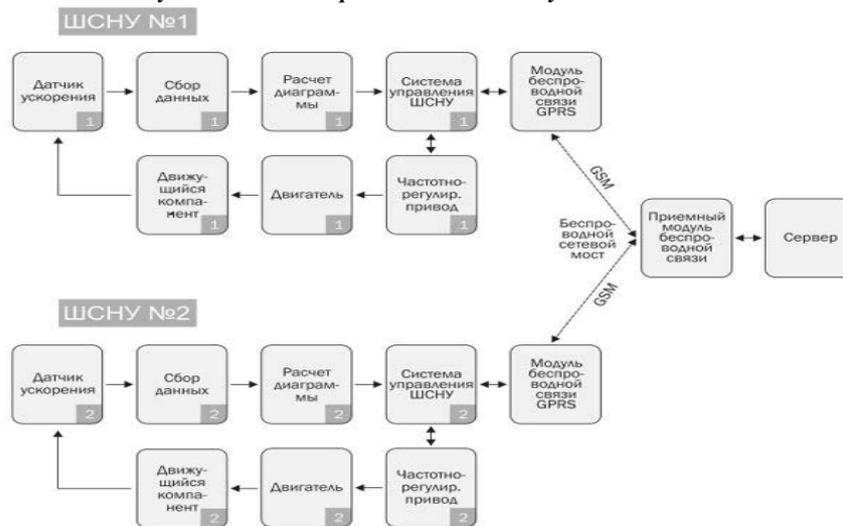


Рисунок 2 – Принцип работы интеллектуального месторождения

Общее количество действующих эксплуатационных нефтяных скважин в мире около 950 000, из них в США 536 000 и в России 180 000. Количество «умных» скважин первого поколения в мире на 01.01.2013 г. составило 900, из них в России – 40. Доля бурения «умных» скважин в общем ежегодном бурении скважин мала. Во всем мире ежегодно бурится около 80 000 скважин, из них «умных» скважин около 80, то есть 0,1%. Создание «умных» скважин второго поколения находится на стадии опытно-пилотных испытаний. Потенциал бурения «умных» скважин достаточно высок, так как новые скважины вступают в эксплуатацию с высоким дебитом, что и обеспечивает быструю окупаемость. В ближайшие 5 – 7 лет следует ожидать увеличения объема ежегодного бурения «умных» скважин с 80 до 200-250 скважин, в том числе в РФ с 8 до 40 скважин[2]

Интеллектуальные системы управления нефтяными месторождениями предоставляют недропользователю ряд выгод. Это увеличение добычи на 50% за счет непрерывного анализа дебитов, отсечек, давлений, температур и других данных и уменьшение энергопотребления на 40% за счет оптимизации работы в зависимости от реальной обстановки в скважине и применения частотного преобразователя. Увеличение межремонтного периода и продление службы оборудования на 25% за счет исключения «тяжелых» пусков, оптимизации рабочих режимов оборудования и своевременного диагностирования неисправностей. Уменьшение времени простоев на 40% за счет предотвращения прогнозируемых аварий, быстрого информирования диспетчеров о факте аварии и заведомо имеющейся информации о типе неисправностей по последней

диаграмме. Уменьшение затрат на сервисное обслуживание хорошо работающих скважин на 80% за счет дистанционного мониторинга и минимизации выездов специалистов на месторождения. Централизованное управление фондом до 10 000 скважин с помощью систем дистанционного инженерного анализа и управления. Автоматизация учета производственных мощностей и эффективное использование ресурсов компании.

Создание «умного» нефтегазового комплекса требует новых технических решений и технологий, которые позволят сделать добычу нефти и газа более эффективной, интегрированной и экологичной. «Умный» нефтегазовый комплекс ориентирован на рост производительности труда, сокращение трудовых, материальных ресурсов, снижение капитальных и эксплуатационных затрат, нивелирование техногенного воздействия на окружающую среду. Создание умных технологий будет востребовано в ближайшие годы в таких удаленных регионах, как Арктический шельф, Восточная Сибирь, Дальний Восток, где отсутствует требуемая инфраструктура и стремительно нарастает дефицит в инженерных кадрах [2]. Не менее важным фактором при строительстве «умных» скважин является обеспечение их надежности, которая заключается в увеличении срока службы обсадных колонн, а также обеспечении длительной герметичности цементного камня. Другими словами, увеличение межремонтных сроков на «умных» эксплуатационных скважинах является одним из факторов, способствующих повышению их эффективности

Литература

1. Демарчук В. В. Перспективы и направления реализации проектов «интеллектуальных» месторождений нефти и газа [Текст] / В. В. Демарчук // Молодой ученый. — 2014. — №19. — С. 284-289.
2. Ан. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин, Институт проблем нефти и газа (ИПНГ РАН)
3. Ерёмин Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: Учеб. пособие для вузов. — М.: 00.Недра-Бизнесцентр, 2008.
4. Садыкова Р.Ш., Абдуллина Л.А., Газизуллина Л.И. Инновационные технологии в нефтяной промышленности: интеллектуальное оснащение скважин//Актуальные проблемы экономики и права. — 2013. — № 2 (26). — С. 94–100.
5. Опубликовано в №11/2011 журнала «Нефть. Газ. Новации», главная тема которого «Интеллектуальные скважины»// Нефть. Газ. Новации. - №11. — 2011.
6. Первая «умная» скважина пробурена в рамках проекта «Сахалин-2» [Электронный ресурс] / РИА «Новости». Официальный сайт. Режим доступа: <http://ria.ru/company/20091029/191095315.html>

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОФИЛЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Р. В. Дворецкас, В. В. Поплыгин

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

В настоящее время в России увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов нефти. Зачастую бывает, что для классического наклонно-направленного бурения невозможно создать площадку на земной поверхности и приходится строить скважины со значительным горизонтальным участком ствола.

Для контроля расположения текущего забоя скважины используют телеметрические системы. Основное отличие современных телеметрических систем заключается в канале передачи информации от забоя к устью и обратно. Существующие телеметрические системы делят на следующие типы:

- гидравлическая (гидроимпульсная);
- акустическая;
- электромагнитная;
- проводную телеметрию по буровой трубе.

Рассмотрим каждый тип телеметрии более подробно:

Гидроимпульсная телеметрия

Технология гидроимпульсной телеметрии использует модуль, который модулирует сопротивление потоку бурового раствора через внутреннюю часть буровой колонны, вызывая пульсацию давления бурового раствора, распространяя измеренные параметры примерно, со скоростью звука. Преобразователи, расположенные на поверхности получают и преобразуют сигнал давления в цифровой электрический сигнал. Этот сигнал затем передается на устройство по обработке и декодированию сигнала.

В идеальной системе, каждый импульс давления, созданный модулем будет распространяться вверх колонны и будет легко обнаружен преобразователем, однако в буровой колонне встречается значительное число помех, таких как вибрации долота, буровых насосов и т.д.

В некоторых буровых системах используют буфер на поверхности, чтобы уменьшить вибрации, вызванные работой бурового насоса. Основной модуль гидроимпульсной телеметрии содержит две секции: первая для связи, вторая для контроля над генерируемыми импульсами. Различные каротажные приборы отправляют свои данные на цифровой процессор, расположенный в секции связи.

Клапан, создающий импульсы давления, может иметь различные формы и конструкции. Три наиболее часто используемых типа: положительный импульс (рисунок 1 (а)), отрицательный импульс (рисунок 1 (б)) и непрерывный импульс (рисунок 1 (в)) [1]. Любой из трех типов может быть использован при условии, что клапан

производит изменения достаточно быстро (в порядке мс). В положительном импульсе, оборудование создает ограничение, в котором давление увеличивается в вертикальном направлении трубопровода. В отрицательном, оборудование позволяет части потока протекать в кольцевом пространстве, создавая снижение давления. Наконец, в непрерывном, есть модулятор и статор, создающие непрерывные импульсы.

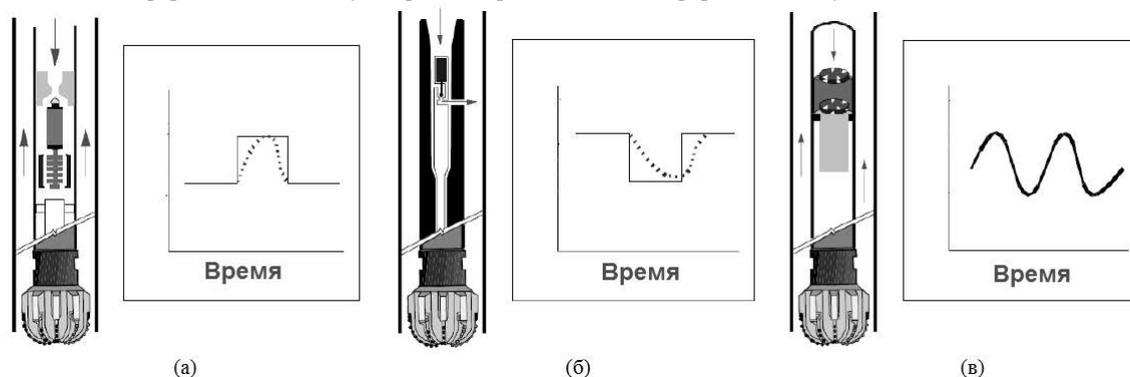


Рисунок 8 – Гидроимпульсы: положительный (а), отрицательный (б) и непрерывный (в)

В настоящее время гидроимпульсный вид телеметрии самый распространенный.

Акустическая телеметрия

Акустическая система телеметрии работает от аккумуляторных батарей и отличается от других систем тем, что она генерирует звуковые волны, способные передавать данные в режиме реального времени на поверхность через стенки труб на расстоянии до 3650 метров. В режиме реального времени передатчик посылает пакеты данных со всей информацией, полученной в каждые две минуты непосредственно к следующему повторителю.

В скважинах глубиной более 3650 метров необходимо большее количество ретрансляторов, при этом не допуская проблемы "перекрестных помех" (нежелательных помех одного канала передачи на другой). Более того, в такой среде большая трудность заключается в передаче акустических сигналов к поверхности через стык колонны, который из-за его размера и компонентов может вызвать большое затухание. Таким образом, звуковой сигнал доводится до вспомогательной поверхности датчика, а оттуда преобразуется в электрический сигнал и передается через витую пару к поверхности. В 2011 году компания XACT Downhole Telemetry Inc. опубликовала исследование о своем модуле акустической телеметрии, способном передавать данные на 20 бит скорости в скважинах до 2500 метров [2].

Электромагнитная телеметрия

Геологические породы по разрезу скважины весьма не однородны. Каждая порода обладает уникальными свойствами, которые влияют на передачу электрических сигналов и изменяются в зависимости от глубины, интервала и последовательности различных типов геологических слоев, среди других. Электрические свойства в бурильной колонне также динамически изменяются в зависимости от длины, состава бурового раствора и температуры.

В этом контексте, электромагнитная телеметрия адаптируется к электрической среде в скважине, посредством микропроцессорных вычислений и датчиков, которые непрерывно сканирует частотный спектр с электромагнитными сигналами для определения оптимальной частоты для передачи данных на поверхность.

В настоящее время использование технологии ограничено затуханием электромагнитных сигналов, вызванным свойствами пласта, бурового раствора и поверхностными условиями. Высокая электропроводность буровых растворов на водной основе и воды вокруг при бурении на шельфе делает такую телеметрию применимой только на суше и с буровыми жидкостями на углеводородной основе.

Проводная телеметрия по бурильным трубам

Эта технология использует индивидуально трубы с кабелем, обеспечивая двустороннюю систему для передачи в режиме реального времени, со скоростью до 57000 бит, что дает возможность получения больших объемов данных с забоя скважины [3]. Технология подразумевает использование высоко-прочностных коаксиальных кабелей с малыми потерями и индуктивных катушек. Повторители сигналов размещаются в определенных местах вдоль бурильной колонны, чтобы обеспечить приемлемое отношение сигнал/шум. Эти ретрансляторы действуют как индивидуальные узлы в сети телеметрии, и способны определить участки, которые могут предоставить потенциально ценные данные измерений.

Выводы

В целом, можно отметить, что для скважин с глубиной больше 5000 м, электромагнитные и акустические технологии телеметрии не применяются из-за большого затухания сигнала в этих условиях.

Гидроимпульсная телеметрия и проводная телеметрия по бурильным трубам активнее всего совершенствуются и способны все с большей глубины вести запись с высокой скоростью передачи данных. Примечательно огромная разница между возможностью передачи данных этих технологий, но эта разница сглаживается за счет высокой стоимости проводных бурильных труб. В связи с тем, что стоимость этой системы прямо пропорциональна глубине скважины, ее применение должно быть ограничено высоко-ценными

скважинами с гарантированными перспективами, что нельзя сказать о разведочных скважинах. Таким образом, стоит уделить внимание системе телеметрии, основанной на гидроимпульсной телеметрии, поскольку она наиболее целесообразна, позволяет получать необходимую информацию с умеренными скоростями передачи.

Исследования выполнены при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках реализации федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» (Соглашение № 14.577.21.0178, RFMEFI57715X0178).

Литература

1. Hughes, B. White Paper. INTEQ's Guide to Measurement While Drilling. USA, 1997.
2. Neff, J.M. and Camwell, P.L. Field-Test Results of an Acoustic MWD System // IADC/SPE Drilling Conference, Amsterdam, 20-22 February 2007.
3. de Almeida Jr., I.N., et al. A Review of Telemetry Data Transmission in Unconventional Petroleum Environments Focused on Information Density and Reliability // Journal of Software Engineering and Applications, 2015. – Vol. 8, pp 455-462.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ РЫНКА БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РОССИИ

И. В. Дегтярёв

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Российская Федерация занимает второе место в мире, обеспечивая 12,7% от общего объема ежегодной добычи нефти в мире по данным 2014 года (рис. 1). Вместе с добычей растут объемы эксплуатационного бурения, которые характеризуются увеличением затрат средств на разработку и внедрение нового высокотехнологичного оборудования. В последнее время доля импортного бурового оборудования и, соответственно, приоритет отдается отечественному рынку. Это обусловлено курсом Правительства Российской Федерации на импортозамещение и уменьшения зависимости от экспорта с целью укрепления отечественной экономики.

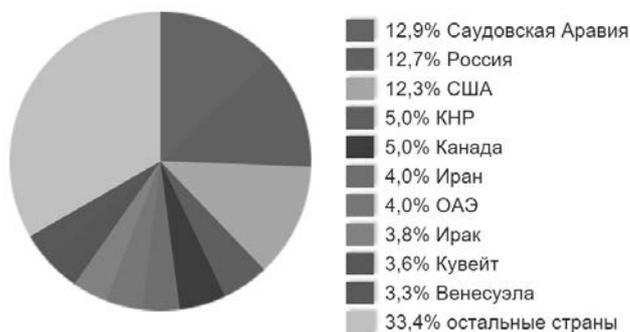


Рисунок 1 – Доли крупнейших десяти нефтедобывающих стран в мировой добыче 2014 года по данным ВР [3]

Три года назад правительством России была принята программа по развитию отечественного машиностроения, в которой в частности предусматривается сотрудничество Минпромэнерго и ОАО «Газпром» в сфере проектирования и производства качественного, современного оборудования, машин и материалов[2]. Также это соглашение оговаривает новые правила проведения тендеров, что позволит отечественным производителям нефтегазового оборудования успешно конкурировать с зарубежными компаниями.

В настоящее время прослеживается тенденция укрупнения компаний по производству оборудования для добычи нефти и газа. Первый председатель правительства России Иванов С.Б. считает, что будущее за крупными концернами, которые смогут обеспечить полный цикл производства. Создание крупных холдингов приводит к увеличению сотрудничества нефтегазодобывающих отечественных компаний с машиностроительными. В качестве примера можно привести контракт между ТНК-ВР и ТМК на поставку труб на 20 миллиардов рублей.

С другой стороны, компании-производители нефтегазового оборудования столкнулись с двумя серьезными вызовами: дефицит квалифицированных кадров; отсутствие стимулов на федеральном уровне для добывающих компаний на приобретение отечественного нефтегазодобывающего оборудования. Например, в Казахстане с 1997 года действует программа поддержки отечественного производителя нефтегазового оборудования. Кроме того, в Тюменской области производство нефтегазового оборудования ежегодно увеличивается на 20 процентов, благодаря следующим факторам. Нефтегазодобывающая компания при заказе машин и технических средств на заводах Тюмени получают поддержку областной администрации, а именно уменьшение налога на добычу полезных ископаемых. Заводы, производящие оборудование получают компенсации на кредиты для модернизации производства. Работать на таких заводах престижно, тем более что подготовка рабочих происходит за счет областного бюджета.

- Факторы, обуславливающие преимущества отечественного бурового оборудования [1]:
- не приспособленность импортного оборудования к климатическим условиям России (в т.ч. условия Крайнего Севера);
 - изготовление запасных частей и гарантийный ремонт оборудования производится в России.
 - собственная конструкторская школа и база инженерных знаний, накопленная годами;
 - технический персонал, способный обслуживать и ремонтировать технику, подготавливается и обучается прямо на заводах-производителях.
 - соответствие оборудования российским стандартам и нормам.

Ситуация на рынке бурового оборудования выглядит неопределенно, поскольку его высокотехнологичная составляющая пока не может быть реализована силами отечественных производителей и конкурировать с импортными аналогами. Поэтому целью работы является оценка мощностей отечественного рынка бурового оборудования и определение направлений его стратегического развития. Для этого была сделана выборка производителей бурового оборудования (таблица 1). Отечественные поставщики импортного оборудования к рассмотрению не принимались.

Таблица 1

Ассортимент продукции отечественных производителей бурового оборудования

Компании	Город	Буровые установки	Оборудование для СПО	Буровые насосы	ПВО	Оборудование ЦС	ПРИ	Бурильные трубы
УМК	Магнитогорск							+
Аммонит-Бурение	Челябинск			+			+	
Геотехник	Железногорск		+		+			
Тюменьнефтегазкомплект	Тюмень		+		+	+		
ВЗБТ	Волгоград	+	+	+	+	+		
Гидропард	Казань							+
Уралмаш	Екатеринбург	+	+	+		+		+
Нефтемашкомплект	Ижевск			+		+		
Автоспецкомплект	Тюмень			+		+		
Бурсервис	Уфа						+	+
ВЗ МИР	Волжский					+		
Алнас	Пермь					+		
Инновации и Технологии	Уфа					+		
Буринтех	Уфа						+	

Из таблицы 1 видно, что большая часть производителей в России бурового оборудования расположена в Уральском федеральном округе, поскольку Урал является одним из крупнейших промышленно-производственных центров России, основанный на высококвалифицированном трудовом ресурсе. Ведущая отрасль Урала — машиностроение, преимущественно тяжёлое. В Екатеринбурге расположен завод Уралмаш — самый крупный в России изготовитель буровых установок, входящий в группу компаний Интегра. Парадокс заключается в том, что на Урале отсутствуют крупные запасы нефти и газа, в то время, как в местах их преимущественного распределения (Западная Сибирь и Дальний Восток) нет крупных производителей бурового оборудования. Это обуславливает высокие затраты на транспортировку оборудования до места эксплуатации.

Наиболее развитым является рынок производителей бурового оборудования, создание которого связано с использованием металлургии и тяжелого машиностроения – буровые установки и их комплектующие, противовыбросовое оборудование. Это также является следствием традиционного развития отечественной экономики, которая всегда ориентировалась на указанные отрасли.

Проблемной областью для российской промышленности является производство высокотехнологичного оборудования (забойные двигатели, телеметрические системы), способного конкурировать с импортными аналогами. Слабым также выглядит рынок породоразрушающего инструмента, на котором ведущие позиции занимает ООО НПП «Буринтех» (г. Уфа). Это обусловлено кризисом отечественных научных школ 90-х годов, в то время как иностранные компании сделали качественный технологический рывок в своем развитии.

Таким образом, можно выделить следующие направления стратегического развития рынка отечественного бурового оборудования: методичное повышение компетентности кадрового состава предприятий-производителей оборудования; акцент на развитии отрасли высокотехнологичного бурового оборудования (роторные управляемые системы, телеметрические системы, забойные двигатели); кооперация научных и производственных организаций для активного совершенствования бурового оборудования согласно запросам буровых подрядчиков.

Литература

1. Абубакиров В.Ф. Оборудование буровое противовыбросовое и устьевое.- М.: 2007 г. – Т.1. - 736 с.

2. Абубакиров В.Ф. Оборудование буровое противовибросовое и устьевое.- М.: 2007 г. – Т.2. - 650 с.
3. Булатов А.И. и др. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов - М: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003 - 1007 с.
4. Ткачев В.В. Тенденции Российского рынка бурового оборудования [Электронный ресурс] / Портал машиностроения. Режим доступа: http://www.mashportal.ru/machinery_russia-3206.aspx.

РАЗРАБОТКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРНОГО МЕХАНИЗМА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ БУРОВОГО СНАРЯДА

Д. А. Дерягина, А. Р. Коробкина

Научный руководитель, декан горно-геологического факультета А. А. Каракозов
Донецкий национальный технический университет, Донецк

Прихваты бурового снаряда относятся к наиболее тяжелым авариям в геологоразведочном бурении. Как показывает практика, их ликвидация является очень трудоемким процессом. Для борьбы с прихватами применяют ударные механизмы, которые очень часто дают положительные результаты при ликвидации этого вида аварий. В Донбассе бурение в основном ведется по полям угольных шахт, где есть огромное количество зон поглощений, обусловленных влиянием горных работ. В результате вероятность возникновения прихватов вследствие ухода промывочной жидкости увеличивается во много раз. Применение ясов в этих условиях может только усугубить ситуацию, так как колеблющаяся бурильная колонна может разрушать стенки скважины в её пустой части. Существуют ударные механизмы, реализующие гидростатическое давление столба жидкости в скважине, при этом колонна бурильных труб не воспринимает динамические нагрузки, поскольку не участвует в колебательной системе. Однако все они имеют недостаток – их нельзя использовать в скважинах с низким уровнем жидкости над забоем или в пустых скважинах, поскольку энергия ударов бойка в этих устройствах зависит от гидростатического давления в скважине. Такая ситуация возникает в скважинах, пересекающих зоны катастрофических поглощений, например, зоны старых горных выработок.

Для таких случаев подобные устройства могут быть модернизированы в направлении реализации гидростатического давления столба жидкости в бурильных трубах. Это позволит применять их для ликвидации прихватов в сухих скважинах и в скважинах с низким статическим уровнем жидкости, обусловленным катастрофическим поглощением.

Предложенная в Донецком национальном техническом университете схема подобного ударного механизма для ликвидации прихватов приведена на рис. 1 [1].

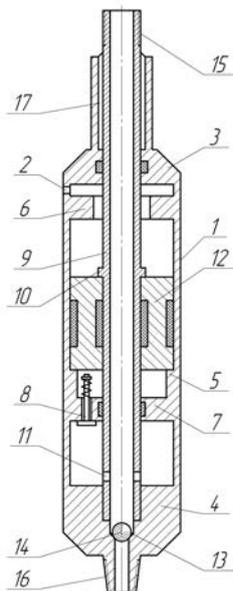


Рис.1. Ударный механизм для ликвидации прихватов бурового снаряда

В состав устройства для ликвидации прихватов бурового снаряда входят корпус 1 с радиальными отверстиями 2, верхним и нижним переходниками 3 и 4 и уступом 5 на внутренней поверхности. С корпусом 1 соединена наковальня 6 и перегородка 7, снабжённая клапаном 8. Шток 9 с ограничителем 10 и радиальными отверстиями 11 установлен в осевых отверстиях наковальни 6 и перегородки 7 концентрически с корпусом 1. Радиальные отверстия 11 штока 9 размещены ниже перегородки 7, при этом зазор между ней и штоком 9 уплотнен. Между уступом 5 и ограничителем 10 установлен поршень-бойк 12. В нижнем переходнике 4 установлено седло 13 обратного клапана 14. В верхней части штока 9 выполнена резьба 15 для соединения с

бурильными трубами, а в нижнем переходнике 4 корпуса 1 – резьба 16 для соединения с прихваченным снарядом или ловильным инструментом. Шток 9 и верхний переходник 3 снабжены шлицевым соединением 17.

Устройство работает следующим образом. Оно применяется в скважинах с низким уровнем промывочной жидкости над забоем, например при перебурировании пластов пород с катастрофическим поглощением промывочной жидкости. При использовании после возникновения прихвата в скважине устройство спускается к прихваченному объекту на бурильных трубах, соединенных со штоком 9 резьбой 15. При этом обратный клапан 14 может отсутствовать. Тогда, в случае необходимости, промывка забоя скважины осуществляется через осевые каналы устройства. При соединении устройства с прихваченным буровым снарядом нижним переходником 4 с резьбой 16, к которой может дополнительно крепиться ловильный инструмент, вращение от бурильных труб передается на него через шток 9, шлицевое соединение 17, верхний переходник 3 и корпус 1. Затем по бурильным трубам сбрасывается обратный клапан 14, который устанавливается в седле 13 и перекрывает осевой канал в нижнем переходнике 4. Далее бурильные трубы с помощью насоса заполняют промывочной жидкостью таким образом, чтобы уровень жидкости в них был значительно выше, чем в скважине. При этом обратный клапан 14 не дает жидкости вытекать из полости бурильных труб. Поршень-бойек 12 остается на уступе 5 под действием собственного веса и давления промывочной жидкости в скважине, действующего над поршнем-бойком 12 в полости корпуса 1, связанной со скважиной отверстиями 2.

Для нанесения удара дают натяжение бурильным трубам и поднимают шток 9 в крайнее верхнее положение. При этом радиальные отверстия 11 в штоке 9 поднимаются выше перегородки 7 и соединяются с полостью под поршнем-бойком 12, в которую начинает перетекать жидкость из бурильных труб. Поскольку давление под поршнем-бойком 12 больше, чем над ним, так как уровень жидкости в бурильных трубах значительно выше, чем в скважине, то поршень-бойек 12 движется вверх и наносит удар по наковальне 6. При этом жидкость из полости над поршнем-бойком 12 вытесняется в скважину через отверстия 2.

Для нанесения повторного удара бурильные трубы подаются вниз. Шток 9 ограничителем 10 давит на поршень-бойек 12 и перемещает его вниз до уступа 5. При этом жидкость из-под поршня-бойка 12 вытесняется в бурильные трубы через отверстия 11. Когда они сравняются с перегородкой 7, жидкость из-под поршня-бойка 12 будет вытесняться в полость бурильных труб через клапан 8.

Удары, которые передаются на прихваченный снаряд во время работы устройства, приводят к освобождению его от прихвата.

Устройство также может включаться в состав бурового снаряда. При этом в процессе бурения скважины крутящий момент на забой передается шлицевым соединением 17, осевая нагрузка – ограничителем 10 на поршень-бойек 12 и уступ 5 корпуса 1. В случае возникновения прихвата обратный клапан 14 сбрасывают в бурильные трубы, и он садится в седло 13. Дальнейшая работа устройства аналогичная.

Для устройства определена скорость движения бойка в зависимости от конструктивных параметров и технологических факторов. На рис. 2 приведен пример одной из расчётных зависимостей для бойка массой 50 кг.

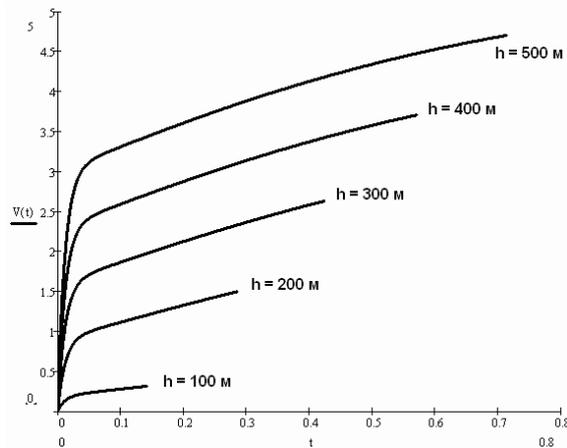


Рис. 2. Зависимость скорости бойка от времени протекания цикла при различных уровнях ньютоновской жидкости (вода) в бурильных трубах

Задача по определению характера колебаний прихваченного снаряда под действием единичного ударного импульса, генерируемого устройством, может быть сформулирована следующим образом: найти малые продольные колебания упругого стержня длиной l , если в начальном положении стержень находится в покое и его свободному концу $x = 0$ сообщается импульс величины I , а конец $x = l$ закреплен жестко.

Решая задачу методом Фурье (разделения переменных), получим зависимость для определения перемещений сечений бурильной колонны:

$$u(x,t) = \frac{4I}{a\pi\rho} \sum_{k=0}^{\infty} \frac{1}{(2k+1)} \sin \frac{(2k+1)\pi t}{2l} \cos \frac{(2k+1)\pi x}{2l}.$$

Усилия в сечениях находятся по значению частной производной этой функции по x . Для разработанного устройства при ликвидации прихвата колонковой трубы диаметром 89 мм в зависимости от скорости бойка в пределах 2-5 м/с достигается сила удара 135-340 кН.

Литература

1. Устройство для ликвидации прихватов бурового снаряда. Патент на изобретение № 96491UA МПК(2006.01) E21B 31/113 / Каракозов А.А., Парфенюк С.Н., Рязанов А.Н., Сагайдак И.Д., Дерягина Д.А., Опубл. 10.11.2011, Бюл. №21.

ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Д. Г. Дубинский, А. Р. Вагапов, Д. А. Нечаев

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в мировой практике бурения скважин наблюдается тенденция к повышению объема бурения в твердых горных породах, характеризующегося низкими значениями механической скоростью бурения и проходки на долото. В связи с этим, актуальность приобретают разработки альтернативных способов разрушения твердых горных пород. Одним из перспективных является шароструйное бурение, суть которого заключается в разрушении пород ударами непрерывно циркулирующих в призабойной зоне скважины металлических шаров. Циркуляция осуществляется при помощи шароструйно-эжекторного бурового снаряда (ШЭБС). Потенциально, данный способ может дать значительный прирост скорости бурения в интервалах твердых горных пород, снизить денежные затраты за счет сокращения времени проведения спуско-подъемных операций. Кроме того, шароструйный способ, легко вписываясь в существующую технологию бурения с выносом шлама промывочной жидкостью, не потребует значительного переоборудования буровой установки.

Впервые способ разрушения горных пород ударами шаров был предложен в 1955 г. группой ученых американской нефтяной компании «Картер Ойл К°». В качестве устройства, позволяющего осуществлять разгон и рециркуляцию шаров, исследователями был выбран струйный насос. Ими были исследованы процессы передачи энергии от жидкости шарам и от шаров горной породе, влияние геометрических размеров на характеристики струйного насоса, как основной части гравитационно-инжекционного долота, влияние размера и массы порции шаров. Однако уже в 1961 г. один из участников группы Л. У. Леджервуд отметил: «Импульсное шариковое бурение не имеет практического применения. На достигнутом уровне с его помощью можно разрушать породы, но с экономической точки зрения этот процесс значительно менее выгоден, чем обычное вращательное бурение» [5]. Данные выводы обусловлены методической ошибкой: при проведении экспериментов американские ученые, делая акцент на определение физической сущности работы шароструйных аппаратов, бурили различные по крепости горные породы при одинаковой скорости вылета шаров из аппарата, равной 22,8 м/с. Кроме того, буровой снаряд, который ученые назвали «гравитационно-инжекционным», имел ряд недостатков. Специальные лапы 7 (рис. 1), контактирующие с забоем скважины для поддержания оптимального расстояния между долотом и забоем, перекрывали часть забоя, создавая необходимость во вращении снаряда, и относительно быстро изнашивались. Также приходилось поддерживать оптимальный расход жидкости, т.к. при его уменьшении «облако резервных шаров» располагалось ниже сопла, а при увеличении – выше, что приводило к снижению расхода шаров в камере смешения и, как следствие, к падению эффективности бурения.

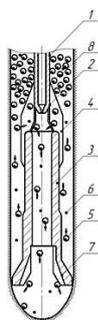


Рисунок 1.
«Гравитационно-инжекционный» буровой снаряд:

1 – колонна буровых труб; 2 – сопло; 3 – камера смешения; 4 – ребра;
5 – породоразрушающие шары; 6 – шлам выбуренной породы; 7 – лапы;
8 – «облако резервных шаров»

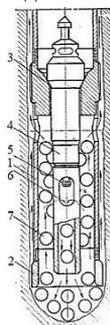


Рисунок 2.
Шароструйно-эжекторный буровой снаряд с механическим вооружением лопастного типа (по А. Б. Увакову):
1 – корпус;
2 – породоразрушающий опорный башмак;
3 – гнездо;
4 – струйный аппарат;
5 – сопло; 6 – камера смешения с окнами;
7 – шары

Несмотря на отрицательные выводы первооткрывателей шароструйного бурения, данный способ продолжал вызывать интерес у некоторых исследователей. С 1963 г. в Южно-Казахстанском геологическом управлении под руководством А. Б. Увакова проводились работы по применению ШЭБС для искусственного искривления геологоразведочных скважин. Ими использовалась конструкция бурового снаряда с механическим вооружением лопастного типа [1]. В отличие от американского варианта, контакт снаряда с забоем скважины осуществлялся за счет опорного башмака 2, однако, при этом сохранялась необходимость во вращении и осевой

нагрузке на долото (рис. 2). В ходе исследований были выявлены основные аналитические зависимости, характеризующие процесс разрушения горных пород ударами шаров, разработана методика расчета процессов шароструйного бурения, проведены лабораторные и полевые испытания, рассчитана экономическая эффективность данного способа. Установлено, что в оптимальном режиме работы шароструйно-эжекторных буровых снарядов механическая скорость бурения возрастает с увеличением твердости горных пород и может быть равной 20 м/ч в твердых и крепких породах. Причем большой износ снаряда можно исключить за счет создания оптимальной скорости вылета шаров, при которой исключаются их отскоки от забоя скважины [4].

В дальнейшем разработанный Уваковым А.Б. шароструйный снаряд подвергался неоднократным усовершенствованиям. Так, в 1995 г. казахским ученым Заурбековым С.А. были определены рациональные параметры процессов разрушения при шароструйном бурении, на основании чего была разработана новая конструкция снаряда ШСМ-216 с соплом и камерой смешения кольцевой формы (рис. 3). Периферийная часть забоя разрушалась шароструйным способом, центральная – вращательным при помощи опоры с твердосплавными зубьями. Такая конструкция обеспечивала поддержание оптимального расстояния между долотом и забоем в процессе бурения, позволяла снять ограничения на максимальный расход промывочной жидкости, а также направлять шары во впускные окна. К недостаткам можно было отнести необходимость во вращении снаряда и осевой нагрузке, быстрый износ опоры, сложность управления процессом бурения при комбинированном разрушении забоя. Тем не менее, промышленные испытания снаряда показали превышение механической скорости на 20% и проходки на долото на 43% по сравнению с серийными долотами [2].

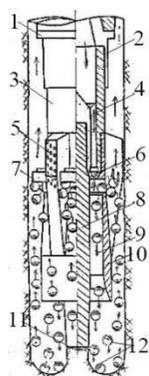


Рисунок 3. Шароструйно-эжекторный буровой снаряд с соплом и камерой смешения кольцевой формы (по С.А. Заурбекову):

- 1 – калибратор; 2 – переходник;
- 3 – присоединительная головка;
- 4 – подводящие жидкость каналы;
- 5 – калибрующе-центрирующие ребра;
- 6 – кольцевое сопло;
- 7 – задерживающее устройство;
- 8 – кольцевая камера смешения; 10 – корпус снаряда;
- 11 – твердосплавные зубья; 12 – шары

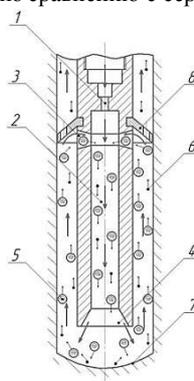


Рисунок 4. Шароструйно-эжекторный буровой снаряд и принцип его работы:

- 1 – сопло; 2 – камера смешения;
- 3 – технологические окна;
- 4 – диффузор;
- 5 – шары; 6 – частицы шлама;
- 7 – разрушаемая порода;
- 8 – задерживающее устройство.

С 2012 г. исследования данного способа проводятся на кафедре бурения скважин Томского политехнического университета. В ходе них было доказано, что оптимальной является конструкция ШЭБС с соплом, камерой смешения цилиндрической формы и коническим диффузором с их последовательным осевым расположением (рис. 4). Принцип действия снаряда следующий: рабочая жидкость, подводимая к аппарату, ускоряется в сопле 1 и на выходе из него истекает с большой скоростью в камеру смешения 2. При этом в пространстве, окружающем выход сопла 1 с внешней стороны, образуется зона разрежения. В корпусе снаряда выполнены технологические окна 3, через которые благодаря разрежению происходит всасывание рабочей жидкости со взвешенными шарами 5 и частицами шлама 6 из затрубного пространства. Далее двухфазная смесь проходит через камеру смешения 2, поступает в диффузор 4 и ударяется о породу 7, осуществляя разрушение. Далее шары 5 поднимаются в затрубном пространстве, отражаются от задерживающего устройства 8 и через технологические окна 3 направляются в камеру смешения 2. Затем цикл повторяется.

На основе теоретических и экспериментальных исследований были получены следующие результаты:

- выявлены зависимости влияния технологических параметров режима и геометрических параметров бурового снаряда на эффективность шароструйного бурения;
- впервые выполнена высокоскоростная (3600 кадров в секунду) съемка для исследования быстротекающих процессов шароструйного бурения, позволившая разработать физическую модель;
- разработана методика расчета технологических процессов шароструйного бурения в различных геолого-технических условиях.

В целях дальнейшего повышения эффективности шароструйного бурения и внедрения его в практику буровых работ необходимо продолжить исследовательские и опытно-конструкторские работы в следующих направлениях [3]:

- детальное изучение энергетического вопроса с целью установления КПД шароструйного бурения;
- исследование влияния различных типов промывочных жидкостей на эффективность бурения;
- разработка математической модели процессов шароструйного бурения скважин, позволяющую рассчитывать ожидаемую механическую скорость бурения в различных геолого-технических условиях;
- разработка мероприятия по повышению износостойкости снаряда;
- разработка и испытание способов контроля процессов шароструйного бурения скважин;

– разработка конструкции улавливающе-подпитывающего устройства, позволяющего заменять изношенные шары новыми, доставлять шары на забой и поднимать их из скважины вместе с буровым снарядом, для снижения затрат времени на спуско-подъемные операции;

– выполнение исследований и опытно-конструкторских работ по решению проблемы наклонно-направленного бурения скважин с помощью шароструйно-эжекторного бурового снаряда.

Литература

1. А.с. № 417599 СССР, Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин / А.Б. Уваков, В.В. Штрассер – № 1451266; заявлено 15.06.1970; опубл. 28.02.1974; бюл. №8.
2. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук / С. А. Заурбеков; Казахский национальный тех. Унив. – Алматы, 1995. – 18 с.
3. Ковалев А. В. Теоретические и экспериментальные исследования технологических процессов шароструйного бурения скважин: дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук / А. В. Ковалев; Томск. политех.Унив. – Томск, 2015. – 143 с. : илл. – библиогр.: с. 130-141.
4. Уваков А. Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
5. Eckel I. E., Deily F. H., Ledgerwood L. W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Dallas, 1956. – Vol. 207. – p. 15.

ПРОТЕКТОР БУРОВОГО ДОЛОТА

А. В. Дыдынский, В. А. Пономаренко

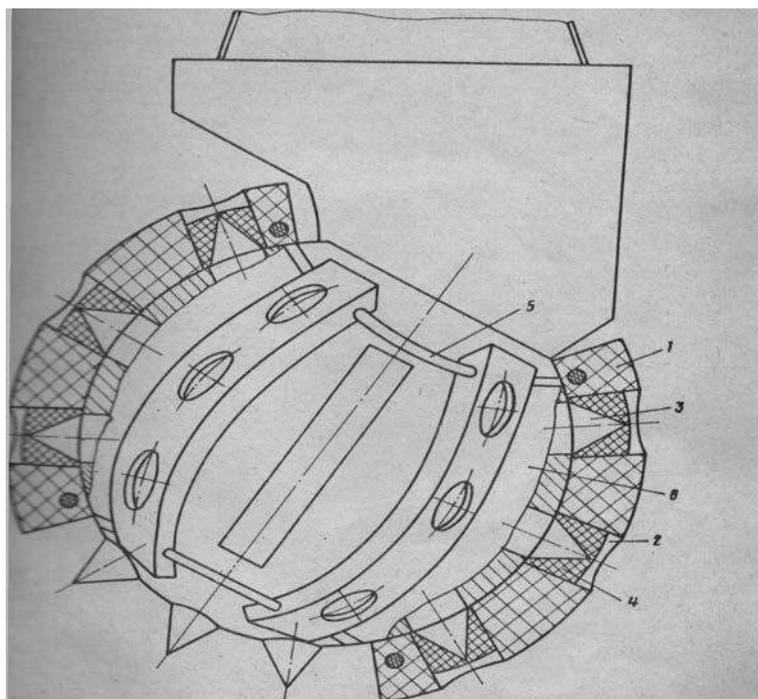
Научный руководитель, доцент И. И. Андрианов

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия

В процессе углубления скважины из-под промежуточной обсадной колонны происходит ее нарушение боковым твердосплавным вооружением одношарошечных или фрезерных долот. Этот процесс приурочен либо к зонам искривления ствола скважины, либо к интервалам стыковки обсадных труб в соединительных муфтах. В некоторых случаях длина повреждения внутренней поверхности труб может достигать несколько сотен метров, что приводит к их разрушению внутренним или наружным давлением. Для предотвращения возможных аварий предложена конструкция защитного протектора, исключаящая контакт долота с обсадными трубами.

Для защиты обсадных труб от порезов вооружением буровых долот созданы универсальные двухслойные оболочки, наносимые на боковые поверхности. [1, 2, 3] Материалом оболочки служат клеящие, антифрикционные и пластифицируемые вещества, твердость которых ниже твердости стали обсадных труб и твердого сплава резцов. Наружный слой оболочки обладает большей твердостью, чем внутренний, что обеспечивает быстрое разрушение внутреннего слоя.

Нами предложено [4] для повышения надежности защиты калибрующих резцов долот, а также ускорения процесса разрушения материала протектора изготавливать его из резины с твердостью 65-70 единиц по ТМ-2.



На рисунке представлен протектор одношарошечного долота выполненный из эластичного материала 1 и имеющий отверстия 2 под зубки долота 3.

Отверстия 2 заполняются износостойким материалом 4, состоящим из эпоксидного компаунда с наполнителем. Эластичный элемент закрепляется на долоте с помощью проволоки 5, охватывающей шарошку долота.

В процессе разбуривания горных пород протектор разрушается, что обеспечивает интенсивное формирование стенок скважины.

Промышленное внедрение протектора позволило снизить степень повреждения внутренней поверхности обсадных труб и сократить количество аварий с обсадными колоннами.

Литература

1. Кисельман М.Л. Износ и защита обсадных колонн при глубоком бурении. М., Недра, 1971.
2. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. М., Недра, 1979.
3. Авторское свидетельство СССР №390254, кл. Е 21 В 9/08
4. Авторское свидетельство СССР №599035, кл. Е 21 В 9/35

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ АЛМАЗНОЙ КОРОНКИ С ЭКСЦЕНТРИСИТЕТОМ ТОРЦА МАТРИЦЫ

П. Г. Петенев, В. И. Иордан

Научный руководитель, профессор В. В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Одним из направлений совершенствования буровых инструментов является создание конструкций коронок и долот, обеспечивающих снижение интенсивности естественного искривления стволов скважин буримых в анизотропных горных породах [2].

На кафедре технологии и техники разведки МПИ института горного дела, геологии и геотехнологий СФУ производится разработка специального породоразрушающего инструмента, в том числе и разработкой специальных алмазных коронок с эксцентриситетом матрицы для снижения естественного искривления в анизотропных горных породах.

После разработки алмазной коронки (патент на полезную модель №148333) [3], в соответствии с разработанной конструкцией были изготовлены макеты коронок и проведены стендовые исследования, результаты которых представлены в работе [1,4] и их производственные испытания. В данной работе представлены материалы производственных испытаний макетов опытных коронок. Макеты буровых коронок КИТ были изготовлены из стандартной алмазных импрегнированных коронок типа HERO 7AA и FORDIA XTREME HWL TX69 с высотой матрицы 9 мм и диаметром 95,76 мм, предназначенных для бурения пород средней твердости путем удаления двух алмазосодержащих секторов с образованием двух больших промывочных пазов, что обеспечивало эксцентриситет торца матрицы коронки (рис.1).

Производственные испытания макетов опытной коронки производились на участке буровых работ золоторудного месторождения «Попутнинское». Бурение производилось на глубине 256–310 м. Целью натурных испытаний было установление особенностей износа коронки данной конструкции с целью ее дальнейшего усовершенствования, а так же влияние применяемого макета буровой коронки на основные показатели бурения и интенсивность естественного искривления скважин. В результате применения макетов коронок КИТ удалось снизить величину естественного искривления по зенитному углу в 3,2 раза, по азимутальному углу значительного искривления не было при бурении как стандартной, так и опытной коронкой, тем не менее и по азимутальному углу было получено снижение интенсивности искривления в 1,15 раза.

Механическая скорость бурения опытными коронками выросла на 20–25%, что связано в первую очередь с равно пропорциональным уменьшением площади торца алмазосодержащих секторов коронки.

Так же в ходе натурных испытаний было выявлено некоторое снижение ресурса породоразрушающего инструмента, которое невозможно объяснить только уменьшением рабочей поверхности торца коронки при неизменных параметрах режима бурения. В первую очередь это связано с нарушением гидравлического сопротивления истечению бурового раствора через промывочные пазы, причиной которого стало появление в матрице коронки больших промывочных пазов и зашламование узких промывочных каналов. В результате уменьшения расхода промывочной жидкости через малые промывочные каналы, внутренняя поверхность алмазосодержащих секторов недостаточно охлаждалась, происходило налипание шлама в области малых промывочных каналов, уменьшение площади канала, что привело к повышенному их износу, уменьшению ресурса коронки.

Вместе с тем испытания коронки КИТ показали ее высокую эффективность как средства для снижения

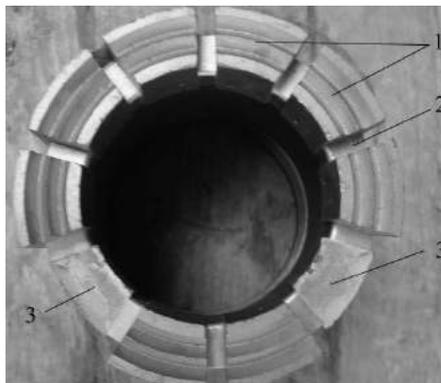


Рис.1. Макет коронки с эксцентриситетом торца матрицы (КИТ): 1 – алмазосодержащие сектора; 2 – малый промывочный паз; 3 – место удаленных алмазосодержащих секторов

естественного искривления скважин. Поэтому целью дальнейшего усовершенствования конструкции буровой коронки КИТ является исключение неравенств гидравлических сопротивлений в промывочных пазах коронки при сохранении эксцентриситета торца матрицы, особенно для условий бурения, сопровождающихся налипанием шлама в промывочных каналах.

Используя результаты экспериментальных стендовых исследований [1,4] и производственных испытаний разработаны новые технические решения в направлении совершенствования коронок с эксцентриситетом торца матрицы. Данные разработки оформлены как заявки в Патентное ведомство на получение патентов на полезную модель (№2015151633, №2015148430). По данным заявкам в настоящее время имеется положительные решения о выдаче патентов.

Литература

1. В.В.Нескоромных, П.С.Пушмин, Г.Р.Романов, П.Г.Петенев, А.Л.Неверов Разработка и экспериментальные исследования особенностей работы алмазной коронки для бурения твердых анизотропных горных пород. Известия ТПУ, Томск, №4, том 326, 2015 г.
2. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 328 с
3. Спиринов В.И., Будюков Ю.Е., Нескоромных В.В. и др. Алмазная коронка для бурения. Патент на полезную модель РФ №148333. Опубликовано 10.12.2014 г.
4. Романов Г.Р., Петенев П. Г.,Иордан В. И., Штукерт В.А. Результаты экспериментальных исследований особенностей работы алмазной коронки для бурения в твердых анизотропных горных породах .Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А.Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы над фашистской Германией. Том II; Томский политехнический университет.– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. –962 с.

ОСОБЕННОСТИ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ БУРЕНИИ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИН ПЛОЩАДИ Н (ЯНАО)

М. Ф. Казанцев

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика», г. Ноябрьск, Россия

Одним из самых распространенных и серьезных видов осложнения при бурении скважин является прихват бурильных колонн. Как правило, прихватам предшествуют затяжки и посадки бурового инструмента.

Затяжки и посадки бурового инструмента проявляются при значительном росте глубин скважин, при бурении наклонно-направленных скважин в сложных геологических условиях, а также при неправильном выборе параметров бурового раствора и конструкции скважины. В связи с этим предупреждению затяжек и посадок отводится первостепенная роль.

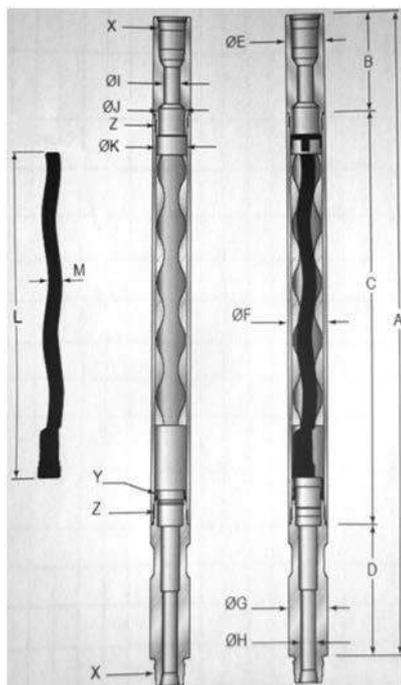


Рис. 1 Осциллятор AGT-066

Где А – корпус AGT-066 (2870мм), В – верхний переводник (457мм), С – статор (1829мм), D – нижний переводник (572мм), Е – верхний переводник (171мм), F – статор (171мм), G – нижний переводник (171мм), H – нижний переводник (64мм), I – верхний переводник (71мм), J – верхний переводник (118мм), K – статор (141мм),

L – ротор (1448мм), М – ротор (65мм), Х – соединение 3-1/2°IF, Y – Внутренний диаметр переводников от 25,4 до 34,3 мм, Z – соединение 4.3°-4 TPI коническое АСМЕ.

К предупреждающим мерам относят: обеспечение устойчивого состояния горных пород, слагающих стенки скважин, не допущения превышения забойного давления, не планируемого искривления скважины (изменения траектории скважины), применение специальных устройств в компоновке низа бурильной колонны (КНБК). Основополагающая роль из всех перечисленных выше мер предупреждения отводится характеристикам бурильной колонны и элементам КНБК.

Чтобы исключить возможность появления посадок, затяжек и прихвата бурильного инструмента в процессе бурения, спускоподъемных операций (СПО), расхаживания в отложениях баженовской свиты применяют разного рода устройства, включенных в КНБК, таких как центраторов, калибраторов, ясов, бурового инструмента меньшего диаметра и т. д.

В данной статье приведены результаты исследования такого элемента КНБК как система осциллятор.

Система осциллятор – это элемент компоновки низа бурильной колонны, включающий в себя два устройства: осциллятор и генератор импульсов.

Осциллятор оснащен клапанным механизмом, который создает пульсацию давления, причем частота пульсации (импульса) прямо пропорциональна расходу промывочной жидкости (Рисунок 1). То есть сам по себе осциллятор создает только пульсацию давления промывочной жидкости. Для преобразования пульса в механические колебания применяется генератор импульсов.

Генератор импульса состоит из герметизированного сердечника, подпружиненного вдоль продольной оси. Рост гидростатического давления внутри корпуса, воздействующего на уплотнительные поверхности, приводит к удлинению генератора импульса. Сброс давления приводит к возврату сердечника в исходное положение под действием стопки пружин (Рисунок 2).

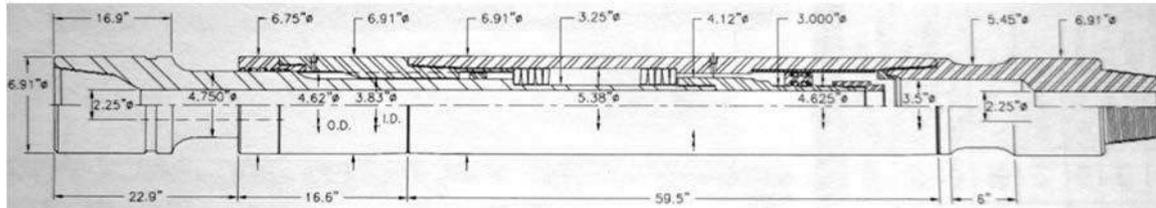


Рис. 2 Схема генератора импульсов

Таким образом, при использовании в конфигурации непосредственно над осциллятором генератор импульса испытывает циклические сокращения и удлинения, создавая продольно-поступательные колебания.

Система осциллятор способствует снижению сил трения в бурильной колонне, результатом является улучшение передачи нагрузки и снижение крутящего момента в колонне, особенно при наклонно-направленном бурении. Плавность подачи нагрузки на долото и упрощение управления КНБК при включении в нее системы осциллятор становится возможным и при использовании долот PDC (Polycrystalline Diamond Compact) даже в маломощных пластах при резких азимутальных поворотах [1]. Появляется возможность достижения большого отхода (удаления) от вертикали со снижением потребности расхаживания, шаблонировки ствола и «подрывов» КНБК в целях доведения нагрузки на забой – результатом является рост скорости проходки.

В итоге применение системы осциллятор дает возможность бурения удаленных интервалов со значительным ростом скорости проходки, увеличения ресурса породоразрушающего инструмента (ПРИ), уменьшения вероятности появления затяжек, посадок и дифференцированного прихвата.

Главной особенностью системы осциллятор является ее совместимость со всеми типами телеметрических систем и возможность размещения в любой точке КНБК или бурильной колонны.

В ходе строительства наклонно-направленных скважин площади Н данный элемент КНБК использовался при бурении отложений баженовской свиты в скважинах №№ 80 и 81. Разбуривание пород баженовской свиты в скважине № 78 площади Н проводилось без применения в КНБК системы осциллятор, что дало возможность провести сравнительный анализ, направленный на эффективность использования данного устройства.

На скважине № 78 при разбуривании пород баженовской свиты происходили «подвисания» бурильной колонны (посадки до полной разгрузки бурового инструмента), постоянные затяжки до 20-30 т при «подрыве», отсутствие возможности для слайдирования. Для ликвидации данных осложнений производили закачку вязкоупругой смеси (ВУС), кольматирующих, смазывающих пачек, что в дальнейшем положительного эффекта не принесло.

Таким образом, с целью предупреждения подобных осложнений при бурении следующих наклонно-направленных скважин №№ 80, 81, было принято решение внести в состав КНБК систему осциллятор.

Применение системы осциллятор при бурении пород баженовской свиты в скважинах №№ 80, 81 привело к увеличению скорости проходки практически в два раза (Рисунок 3).

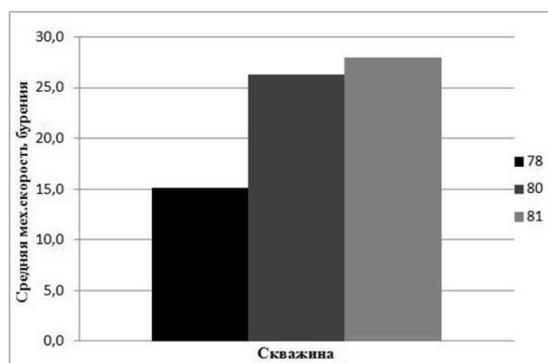


Рис. 3 График изменения средней механической скорости бурения в скважинах №№ 78, 80, 81.

Количество зафиксированных затяжек и посадок бурильного инструмента в скважине № 80 снизилось вдвое по сравнению со скважиной № 78, а в скважине № 81 данные осложнения вообще отсутствовали. Это дает право считать применение системы осциллятор в составе КНБК достаточно эффективным.

Литература

1. Шайхутдинова А.Ф. Особенности компоновки низа бурильной колонны при бурении залежей сверхвязких нефтей Ашальчинского месторождения РТ // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин: Сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции с Международным участием, посвященной 60-летию кафедры бурения скважин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 366-370 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ И ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНОГО ПРОФИЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ

В. Э. Карпенко

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Расчёт координат трасс наклонно-направленных скважин во многом зависит от типа профиля скважины. При проектировании скважины необходимо верно выбрать тип профиля и соответствующий ему комплекс параметров: проектная глубина, отход от вертикали; глубина вертикального участка; значение радиусов кривизны и зенитных углов ствола скважины [3]. Одной из проблем при проектировании скважины является задача выбора наиболее рационального типа профиля для заданных горно-геологических условий.

Профили наклонно-направленных скважин классифицируются по трем параметрам: по типу профиля, по его виду и по количеству участков с неизменной интенсивностью искривления.

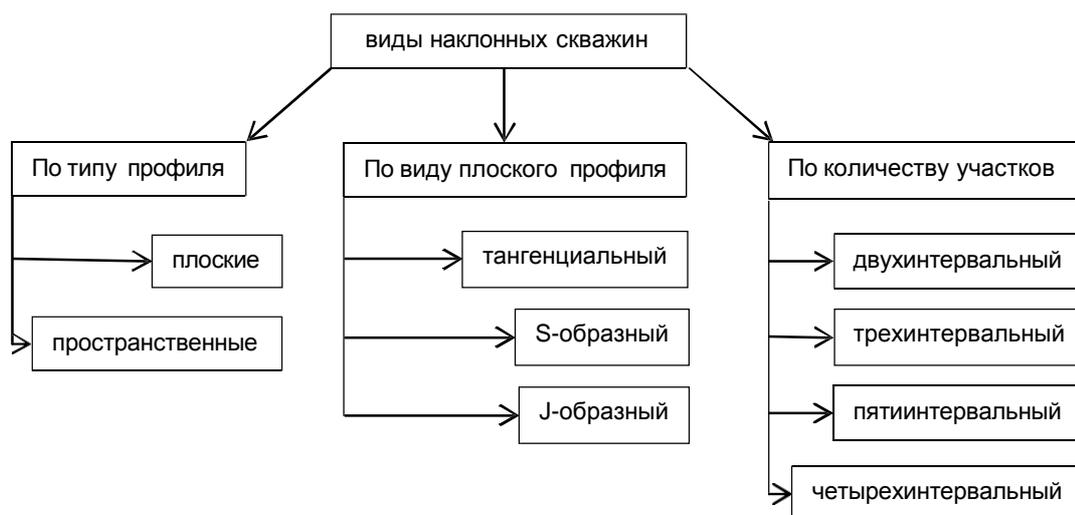


Рисунок 1. Классификация профилей наклонно-направленных скважин

Плоский профиль представляет собой такой вид профиля, который проектируется в одной плоскости, то есть за счет изменения зенитного угла. Пространственный профиль прокладывается в разных плоскостях геологической структуры с использованием участков с изменяющимися зенитным и азимутальным углами.

Тангенциальный профиль состоит из вертикального интервала, интервала наклона зенитного угла и наклонного прямолинейного. S-образный профиль состоит из вертикального интервала, интервала набора зенитного угла, наклонного прямолинейного интервала, интервала уменьшения зенитного угла и вертикального интервала. J-образный состоит из вертикального интервала и интервала набора зенитного угла [3].

Выбор типа профиля скважины и количества интервалов зависит от ряда условий: геологические условия бурения скважин; оборудование компоновок низа бурильной колонны; нагрузка на буровое оборудование при спускоподъемных операциях; допуски на отклонение профиля скважины, заданное в проектной документации; сложность геологического строения, условий эксплуатации скважины [2].

При всем разнообразии профилей наклонно-направленных скважин важно, ориентируясь на достоинства и недостатки, грамотно определять оптимальную область их применения.

S-образные профили (рис. 2б) имеют участок начального искривления не ниже 500-800 м, позволяющий упростить управление отклонителем и производить проходку участка с высокой точностью без применения дорогостоящих систем контроля. К другим преимуществам данного типа профиля относится возможность бурить наклонно-направленные скважины в местах, где невозможно использовать компоновку низа бурильной колонны с опорно-центрирующими устройствами. К недостаткам S-образного типа профиля относятся: протяженный интервал бурения с отклонителем; повышенный износ боковой поверхности долота за счет фрезерования на интервале уменьшения зенитного угла; увеличение нагрузок на буровое оборудование при спускоподъемных операциях; высокая вероятность желобобразования и, как следствие, возникновения посадок и затажек, а также повышенный износ бурильных труб; невозможность осуществления проводки скважин с большим отходом.

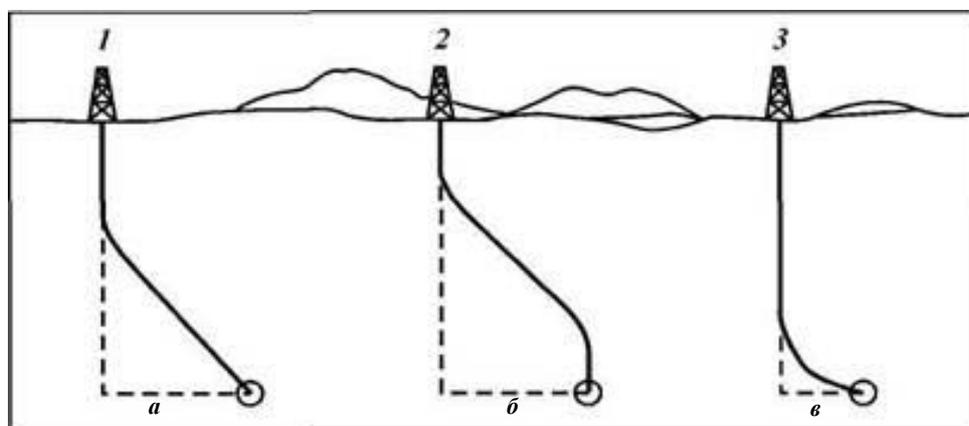


Рисунок 2. Типы плоских профилей: а-тангенциальный; б-S-образный; в-J-образный [2]

Таблица 1

Преимущества и недостатки профилей с различным числом интервалов

Тип профиля	Достоинства	Недостатки
Двухинтервальный (рис. 3а)	Максимальный отход скважины	Постоянное применение отклонителей на втором этапе бурения
Трехинтервальный профиль с прямолинейным конечным участком (рис. 3б)	Минимальное время бурения с отклонителем; значительная величина отхода скважины	Возможность возникновения осложнений при бурении третьего интервала в абразивных породах средней твердости и твердых
Трехинтервальный профиль с криволинейным конечным участком (рис. 3в)	Упрощенная проходка третьего интервала	Уменьшающийся отход скважины; увеличивающаяся длина бурения с отклонителем
Четырехинтервальный профиль с четвертым интервалом уменьшения зенитного угла (рис. 3г)	Значительная величина отхода скважины; меньшая вероятность возникновения аварий при бурении	Возрастание сил сопротивления перемещению колонны труб
Четырехинтервальный профиль с четвертым интервалом увеличения зенитного угла (рис. 3д)	Увеличение поверхности фильтрации и зоны дренирования; увеличение дебита скважины; увеличение коэффициента нефтеотдачи пласта	Техническая сложность реализации строительства скважины данного типа
Пятиинтервальный (рис. 3е)	Возможность установки насоса в продуктивном горизонте	Увеличение нагрузки на крюке из-за возрастающих сил трения

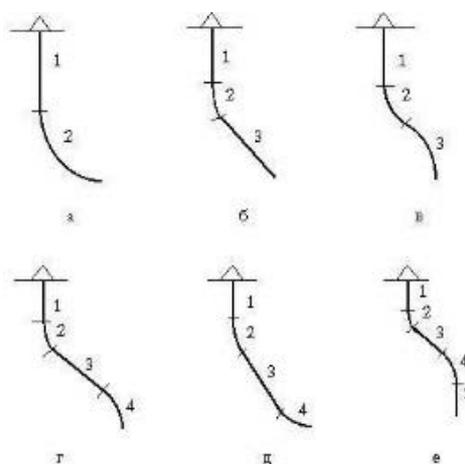


Рисунок 3. Типы профилей наклонно-направленных скважин по количеству интервалов с неизменной интенсивностью искривления: а-двухинтервальный; б-трехинтервальный с прямолинейным конечным участком; в-трехинтервальный с криволинейным конечным участком; г-четыреинтервальный с четвертым интервалом уменьшения зенитного угла; д-четыреинтервальный с четвертым интервалом увеличения зенитного угла; пятиинтервальный профиль.[1]

Для компенсации недостатков S-образного профиля были разработаны профили тангенциальные (рис. 2а) и J-образные (рис. 2в), обладающие рядом достоинств: минимизированы длина участка начального искривления и зенитный угол в интервале работ внутрискважинного оборудования; уменьшен суммарный угол охвата и вызванные им нагрузки на буровое оборудование, контактные усилия и силы трения при подъеме буровых труб; возможно строительство скважин с большими отходами от вертикали; расширена возможность регулирования отклонения кустовых скважин от вертикали; эффективно используется вес буровой колонны при создании проектной нагрузки на долото. К недостаткам данных профилей относится сложность в сооружении тангенциального участка малоинтенсивного увеличения зенитного угла, а также отсутствие надежных компоновок низа буровой колонны для стабилизации направления протяженных интервалов.

Рассмотренные достоинства и недостатки аналогичны также для категории классификации профилей по количеству интервалов (рис. 1), поэтому они для наглядности сведены в таблицу 1.

Пространственный профиль подойдет для проводки наклонных скважин в районах со сложными горно-геологическими условиями (большие углы падения пластов, анизотропия горных пород, перемежаемость горных пород по твердости) несмотря на последствия, ведущие к увеличению длины ствола скважины, возникновению значительных сил трения, невозможностью выбора места буровой площадки независимо от проектного забоя скважины [2].

В остальных случаях рекомендуется использовать плоский профиль из-за более простого проектирования скважины. Тангенциальный вид профиля имеет смысл применять при строительстве скважин умеренной глубины в простых горно-геологических условиях при кустовом бурении без использования промежуточных колонн. S-образный профиль проектируется, если на участке скважины встречаются газовые зоны, соленасыщенные водоносные горизонты, интервалы с интенсивными осыпями и другие геологические факторы, требующие применения промежуточных обсадных колонн, а также при необходимости развести забои скважин при бурении с одной платформы. J-образный профиль используется для вскрытия пластов, находящихся под солевыми куполами, а также при кустовом бурении для вскрытия глубоких залежей.

Приведенная информация позволяет подобрать наиболее подходящий тип профиля на начальном этапе проектирования наклонно-направленных скважин практически для любых геологических условий. Стоит отметить, что серьезное влияние на итоговый выбор профиля оказывает опыт сооружения скважин на данном месторождении или площади. Учитывая потребность в строительстве все более протяженных скважин со сложными профилями, актуальными становятся исследования, которые позволят при проектировании профиля оценивать насколько то или иное техническое решение скажется на себестоимости строительства 1 метра скважины. Следовательно, возникает потребность в разработке единого алгоритма выбора профиля скважины, учитывающий ряд параметров: вписываемость компоновок низа буровой колонны в интервалы профиля; эффективность передачи параметров режима бурения на забой; нагрузки, действующие на колонны буровых, обсадных труб и другое буровое оборудование в скважине; рациональный комплекс оборудования для сооружения проектного профиля при заданных условиях.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра 2000. – 448 с.

2. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
3. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с.

НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ В ОЦЕНКЕ КОЛИЧЕСТВА ОБРАЗУЮЩИХСЯ ОТХОДОВ В БУРЕНИИ

К. С. Карсеко

Научный руководитель, старший преподаватель О. К. Абрамович
*Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого, г. Гомель,
Беларусь*

Информационное обеспечение процесса бурения нефтяных и газовых скважин является наиболее важным звеном в процессе строительства скважин, особенно при введении в разработку и освоении новых нефтегазовых месторождений.

Требования к информационному обеспечению строительства нефтегазовых скважин в данной ситуации заключаются в переводе информационных технологий в разряд информационно-обеспечивающих и информационно-воздействующих, при которых информационное сопровождение наряду с получением необходимого объема информации давало бы дополнительный экономический, технологический, экологический или иной эффект [3].

Процесс бурения скважин сопровождается образованием производственных отходов, основной объем которых приходится на технологические отходы бурения и испытания скважины. К технологическим отходам бурения относятся буровой шлам, отработанные буровые технологические жидкости и буровые сточные воды. Они образуются, главным образом в технологическом процессе промывки скважины.

Буровой шлам (БШ) – смесь выбуренной породы и бурового раствора, удаляемых из циркуляционной системы буровой различными очистными устройствами.

Буровые сточные воды (БСВ) – водная суспензия, образованная при промывке бурового оборудования и инструмента, содержащая остатки бурового раствора.

Отработанный буровой раствор (ОБР) – буровой раствор, исключаемый из технологического процесса бурения, который накапливается на территории буровой и подлежит утилизации (повторному использованию) или захоронению.

Отходы бурения содержат в своем составе химические реагенты, минеральные примеси и нефтепродукты и, попадая в почву и водные объекты, загрязняют их. В целях предотвращения загрязнения объектов природной среды в рабочих проектах на строительство скважин предусматриваются утилизация (повторное использование) и захоронение отходов бурения.

На стадии проектирования скважин наиболее ответственным является оценка количества буровых отходов и возможные варианты их утилизации.

Существующие методики позволяют определять объемы отходов бурения, образующихся в процессе строительства и восстановления скважин с использованием технологий: амбарной, малоамбарной и безамбарной. Они позволяют обобщать в проектах на строительство скважин количество технических средств и сооружений, необходимых для сбора, хранения, транспортировки, утилизации или захоронения отходов бурения.

Амбарная технология строительства скважин – технология, при которой все отходы бурения (буровой шлам – БШ, отработанный буровой раствор – ОБР и буровые сточные воды – БСВ) захороняются на территории буровой в амбарах для пресных и соленых отходов.

Безамбарная технология строительства скважин – технология, заключающаяся в раздельном сборе отходов бурения и их вывозе с территории буровой для утилизации или захоронения.

Малоамбарная технология строительства скважин – технология, при которой пресные отходы бурения захороняются на территории буровой в пресном амбаре, соленые отходы – вывозятся с территории буровой на утилизацию или захоронение.

Расчет объемов отходов бурения производится на стадии составления проектов на строительство нефтяных и газовых скважин проектной организацией. В основу подхода к определению объемов отходов бурения положены расчетные методы.

Основным принципом, которым необходимо руководствоваться при определении объемов БШ и ОБР, является принцип расчета по интервалам бурения, заданных конструкцией скважины.

Проблема обезвреживания и утилизации нефтешламов, буровых шламов, нефтезагрязненных грунтов и осадков буровых сточных вод приобретает в настоящее время все более острый характер в связи с тем, что объемы генерирования отходов постоянно растут, в то время как природоохранные мероприятия несравнимо малы.

Основные факторы воздействия буровых отходов на окружающие элементы биоценоза определяются составом бурового раствора и попадающими в него из забойного пространства нефтепродуктами и минерализованными водами.

Одним из главных направлений совершенствования буровых работ является повышение уровня управления работами при строительстве скважин на базе внедрения современных информационных измерительных систем, новейших способов машинной обработки первичной информации и автоматических систем управления технологическими процессами и производством. На основе наиболее полного использования

достижений научно-технического прогресса можно добиться значительного повышения технико-экономических показателей в бурении.

В качестве примера рассмотрим созданную мной программу для расчета количества отходов при бурении (рис. 1). Исходными данными являются проходка в каждом интервале, диаметр долота для бурения этих интервалов, а также коэффициенты кавернозности и разуплотнения и норма расхода бурового раствора на 1 м бурения.

Интервал бурения, м	Диаметр долота, м	К. кавернозности	К. разуплотнения	Норма расхода БР
Кондуктор: 0 - 170	0,49	1,25	2	0,92 м ³ /м
1 техническая колонна: 170 - 1675	0,394	1,25	1,5	0,6 м ³ /м
2 техническая колонна: 1675 - 3500	0,295	1,3	1,5	0,32 м ³ /м
Хвостовик: 3500 - 5125	0,216	1,25	1,5	0,17 м ³ /м
Эксплуатационная колонна: 5125 - 5720	0,165	1,15	1,5	0,11 м ³ /м

Выбор интересных показателей в расчете:

- Объем выбуренной породы
- Исходный объем бурового раствора для бурения интервала
- Объем бурового раствора на бурение интервала общий
- Объем бурового шлама
- Объем бурового раствора в шланге
- Объем ОБР
- Объем БСВ
- Объем кека

Степень очистки: 0,8

Выполнить расчет

Объем отходов бурения по амбарному способу бурения, м³: 2619

Объем отходов бурения по безамбарному способу бурения, м³: 2107,4

Рис. 1 Окно главной формы программы

Процесс сооружения скважин сопровождается применением материалов и химических реагентов различной степени экологической опасности. Основными объектами загрязнения при бурении скважин являются геологическая среда, гидро- и литосфера (открытые водоемы, дно акваторий, почвенно-растительный покров) [1].

В настоящее время наибольшую опасность для окружающей среды представляют производственно-технологические отходы бурения, которые накапливаются и хранятся непосредственно на территории буровой. В своем составе они содержат широкий спектр загрязнителей минеральной и органической природы, представленных материалами и химреагентами, используемыми для приготовления и обработки буровых растворов [2].

На основе полученных данных после расчета программы (рис. 2) можно сделать выводы о количестве образующихся отходов на каждом этапе строительства скважины, а также их общее количество при амбарной и безамбарной технологии строительства. Это позволяет дать оценку экологической обстановке в районе бурения, а также, после дополнительных расчетов, экономическую целесообразность тех или иных мероприятий по снижению загрязняющей способности отходов бурения.

Параметры	Кондуктор	1 техническая	2 техническая	Хвостовик	Эксплуатационная	Итого
Объем выбуренной породы, м ³	40,1	229,2	162,1	74,4	14,6	520,4
Исходный объем БР для бурения интервала, м ³	120	141,8	241,1	255,2	291,4	
Объем БР на бурение интервала общий, м ³	206	638,4	562,3	407,1	327,4	
Объем бурового шлама, м ³	64,1	275,1	194,5	89,3	17,5	640,5
Объем ОБР, м ³	32,2	305,7	242,3	377,3	321,5	1279
Объем БР в шланге, м ³	32	91,7	64,8	29,8	5,8	224,2
Объем БСВ, м ³	16,1	152,8	121,1	188,7	160,8	639,5
Объем буферной жидкости с зонами смещения, м ³	12	12	12	12	12	60
Объем кека, м ³	3,2	30,6	24,2	37,7	32,2	127,9
Объем отходов бурения всего по амбарному способу бурения, м ³	124,4	745,6	569,9	667,3	511,8	2619
Объем отходов бурения всего по безамбарному способу бурения, м ³	111,5	623,3	473	516,4	383,2	2107,4

Рис. 2 Расчет программы по выбранным параметрам

Литература

1. Булатов А.И., Левшин В.А., Шеметов В.Ю. Методы и техника очистки и утилизации отходов бурения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 56 с. – (Обзор. информ. Сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды).
2. Дедиков Е.В., Гноевых А.Н., Гасумов Р.А. и др. Нормативы образования отходов при бурении и капитальном ремонте скважин // Газовая промышленность, 2002. – С. 23–24.
3. Лукьянов Э. Е. Создание новых технологий информационного обеспечения строительства нефтегазовых скважин – веление времени // НТВ Каротажник. Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 132–133.

**АНАЛИЗ ВЕЛИЧИНЫ ДЕФОРМАЦИИ ЭЛАСТОМЕРА ПОСЛЕ ДЛИТЕЛЬНОГО
ПРЕБЫВАНИЯ В СРЕДЕ БУРОВОГО РАСТВОРА И ИЗУЧЕНИЕ ИЗНОСА ЭЛАСТОМЕРА
ПРИ АБРАЗИВНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ В ПРИСУТСТВИИ РАЗЛИЧНЫХ БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ**

П. И. Коровкин, С. С. Чернев

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ тенденций развития техники для строительства нефтяных и газовых скважин показывает, что в настоящее время одним из основных приводов породоразрушающих инструментов являются винтовые забойные двигатели (ВЗД). Широкое применение ВЗД объясняется совершенствованием конструкций долот, имеющих повышенную моментомкость, развитием технологии бурения, а также важными эксплуатационными преимуществами этих двигателей: оптимальные кинематические характеристики, которые обеспечивают эффективную работу долот; минимальные осевые габариты, позволяющие использовать ВЗД при наклонно-направленном и горизонтальном бурении; простота ремонта и сборки.

По данным буровых компаний ООО «Газпром бурение» и «КСА Deutag», за год происходит от 5 до 12 аварий с ВЗД, которые приводят к длительным восстановительным работам на скважине, либо полной ее ликвидации. Из практики применения ВЗД установлено, что около 50% всех отказов связано с износом рабочих органов, представляющих собой пару трения резина-металл (стальной ротор — резинометаллический статор). Срок эксплуатации двигателей, в зависимости от типоразмера и условий эксплуатации, составляет от 90 до 235 ч.

Исходя из статистики компании NGT средний срок службы ВЗД, произведенных этой фирмой, составляет 281 час. Статистика составлена по отработке 28-ми ВЗД в Республике Казахстан.

Винтовой забойный двигатель - погружная машина, преобразующая гидравлическую, пневматическую или электрическую энергию, подводимую с поверхности, в механическую работу породоразрушающего инструмента (долота) при бурении скважин. Энергия от источника подводится по колонне бурильных труб или кабелю.

Принцип работы винтового забойного двигателя основан на передаче энергии с поверхности к двигательной секции. Двигательная секция - это основной узел двигателя, где гидравлическая энергия потока рабочей жидкости передается в механическую, что генерирует крутящий момент. Она состоит из статора, ротора и обкладки статора - эластомера.

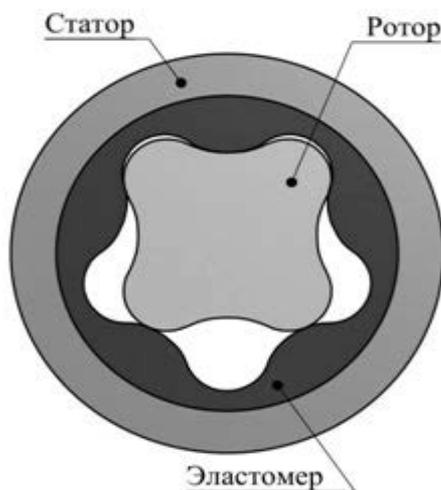


Рисунок 1 – Схема рабочей пары ВЗД

Эластомеры – это полимеры и материалы на их основе, обладающие высокоэластическими свойствами в широком интервале температур, охватывающем практически всю область температур их эксплуатации. При изготовлении эластомеров применяют каучук и вулканизированную резину. Также используют различные добавки: наполнители, регенераторы, ускорители, антиоксиданты, смягчители, красители. В ВЗД в качестве эластомера используют резину ИРП - 1226 (повышенной износостойкости, маслостойкая).

При всех своих достоинствах ВЗД имеет существенный недостаток - быстрый износ двигательной секции, в частном случае эластомеров. В процессе эксплуатации рабочие органы ВЗД подвергаются различным видам изнашивания: усталостному, фрикционному, гидроабразивному, а также эрозионному и коррозионно - механическому при воздействии повышенных давлений и температур. Также причинами снижения работоспособности ВЗД могут быть процессы релаксации напряжения и накопления остаточной деформации, которые приводят к уменьшению натяга между статором и ротором.

Температура снижает прочностные свойства резины эластомера. Чем выше температура, тем ниже прочность. Повышение давления напротив меняет прочностные свойства в сторону увеличения прочности

эластомеров. Буровые растворы влияют на эластомеры так: чем более крупные частицы в растворе, тем большему воздействию подвергаются эластомеры.

Существующие направления совершенствования конструкции ВЗД связаны с повышением износостойкости узлов и деталей, нагрузочной способности и увеличением межремонтного периода эксплуатации. Осваиваемые пути повышения износостойкости пары трения ротор-статор направлены на увеличение активной части рабочих органов, совершенствование статоров с резиновой обкладкой равной толщины и секционированием. За счет уменьшения максимальной толщины резиновой обкладки статора снижается количество вырабатываемого тепла, что в свою очередь минимизирует усталость эластомера, обусловленную эффектом гиперстезиса. а натяг в соединении "ротор-статор" меньше зависит от температуры и разбухания эластомера. В этом направлении работает ОАО "Радиус-Сервис", разработавшие технологию изготовления монолитной конструкции профилированного остова статора с равномерной толщиной эластомерной обкладки под названием R-Wall.

Конструктивные особенности двигательных секций R-Wall показаны на рис. 2.

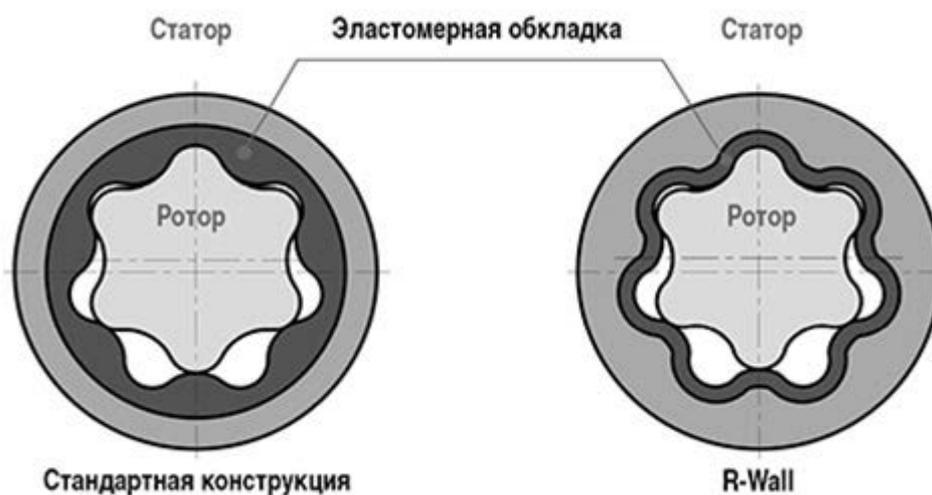


Рисунок 2 – Поперечное сечение двигательной секции и секции R-Wall

Также ведется разработка и реализация способа автокомпенсации износа в рабочих органах ВЗД. В основе предлагаемого способа лежит использование, активированного трением, диффузионного взаимодействия эластичного материала статора с рабочей жидкостью с целью восстановления натяга в паре за счет изменения размера резинового элемента без вмешательства в работу гидромашин. В данном направлении работает ОАО "СевКавНИПИГаз". Они запатентовали новый литьевой способ изготовления статора. Он предусматривает изготовление резинового элемента статора из одного состава резины, что обеспечивает определенный уровень технических и технологических свойств вулканизата. Для сохранения и восстановления натяга в рабочих органах за счет автокомпенсации износа в процессе эксплуатации авторы предлагают изготавливать резиновый элемент статора из трех слоев, каждый из которых выполняет определенную функцию. Первый - контактный внутренний слой обеспечивает износостойкость, прочность, низкую степень набухания в рабочих агентах. Второй - средний слой обеспечивает не только упругогистерезисные и усталостнопрочностные свойства, но управляемую и регулируемую степень набухания при эксплуатации, которая может изменяться от 10 до 100%. Третий - наружный слой обеспечивает высокую прочность связи резины и металла.

Однако, стоит отметить, что в настоящее время уделяется мало внимания воздействию буровых растворов и термобарических условий на эластомеры и двигательную секцию в целом.

Литература

1. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин / М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев и др. / М.: Недра, 1981. С. 232.
2. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели / М.: Недра. 1999. С. 374.
3. Кочнев А.М., Голдобин В.Б. Разработка гаммы винтовых забойных двигателей и результаты их применения при бурении и капитальном ремонте скважин / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. № 6-7. С. 2-6.
4. Балденко, Д.Ф. Новая серия ВЗД для горизонтального бурения / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ. 1995. № 10-11. С. 23-25.
5. Балденко, Д.Ф., Балденко Ф.Д., Шмидт А.П. Винтовые забойные двигатели: Новые конструкции и способы управления / М.: Нефтяное хозяйство. 1997. № 1. С. 13-17.
6. Новое поколение винтовых забойных двигателей Пермского филиала ВНИИБТ / Ю.А. Коротаев, М.Г. Бобров, С.Г. Трапезников и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. № 9. С. 7-11.

7. Балденко Д.Ф. Кочнев А.М. Винтовые забойные двигатели. Разработка лаборатории конструирования технических средств для научных и стендовых испытаний / М.: Нефтяное хозяйство. 1993. № 1. С. 26-27.
9. Кочнев, А.М., Кочнева Б.В. Обзор информации по забойным двигателям / М.: Нефтяное хозяйство. 1979. № 8. С. 59-61.
10. http://radius-s.ru/site/2014_Burenie_and_neft.pdf
11. Пат. 2245981 RU, МПК⁷ E 21 В 4/02. Способ изготовления статора винтового забойного двигателя / Акопов С.А., Шелудько Г.П., Пенкин Н.С., Карпетов Р. В. и др. // Патент РФ № 2003132489/03. Приоритет от 05.11.03

ИССЛЕДОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТРЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ

А. С. Королев

Научный руководитель, доцент К. М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин большой протяженности ставит ряд технических и технологических задач, которые, в основном, связаны с преодолением значительных сил сопротивления, возникающих как при вращении бурильного инструмента, так и при спускоподъемных операциях. Возрастание сил сопротивления сказывается увеличением натяжения на крюке, мощности, затрачиваемой на вращение и расхаживание бурильного инструмента. Помимо этого, снижается эффективность воздействия на управляемые параметры искривления ствола скважины, и возрастает возможность возникновения прихватов бурильного инструмента.

Большую роль в процессе бурения скважин играет буровой раствор. Как следствие, к его свойствам предъявляется ряд повышенных требований. Одно из них – смазывающая способность. Для обеспечения необходимых характеристик применяются различные смазывающие добавки, основное предназначение которых уменьшение крутящего момента колонны бурильных труб, увеличение стойкости трущихся металлических пар и предотвращение прихватов. Соответственно, эти добавки должны удовлетворять следующим требованиям:

- адсорбироваться на металлических поверхностях с образованием реологически пластичного или полупластичного их состояния с высоким пределом текучести;
- сохранять свои основные свойства в минерализованной среде, во всем диапазоне температур и рН, в которых находится буровой раствор;
- не растворяться в водной среде;
- не подвергаться гидролизу или реакциям разложения в водной среде, не оказывать отрицательного воздействия на параметры бурового раствора и проницаемость продуктивного пласта [1].

Также в задачи смазывающих добавок входит противодействие следующим видам износа:

- *износ схватыванием* проявляется в условиях погружения, способствующих пластическому деформированию поверхности трения при отсутствии смазки;
- окислительный износ характеризуется превышением скорости химического модифицирования поверхностей трения над скоростью их разрушения;
- *тепловой износ* наступает в результате нагрева зоны трения до температуры размягчения металла и выражается в возникновении металлических связей на трущихся поверхностях;
- *абразивный износ* — самый распространенный вид изнашивания, обусловлен наличием в зоне трения абразивной среды и выражается в упругом и пластическом деформировании и микрорезании абразивными частицами поверхностей трения;
- *усталостный износ* (выкрашивание) является довольно распространенным видом изнашивания, которому наиболее подвержены поверхности качения, где неравномерное распределение нагрузки, перегрев, вибрация приводят к локальному разрушению тел качения [1].

Таким образом, несмотря на наличие на рынке достаточно большого количества смазочных добавок, разработка новых смазывающих добавок с улучшенными характеристиками, к примеру, со сниженной пенообразующей способностью, с низкой ценой, является, несомненно, актуальной темой.

В ходе исследования был изучен коэффициент трения различных смазочных добавок, как промышленно выпускаемых, так и специально синтезированных в ходе данной работы: PHS-XPB, CT-7, Realub, оксаль (ТУ 2452-015-48158319-2009), Т-66 (ТУ 2452-029-05766801-94), Т-92 (ТУ 2452-015-48158319-2009), Р75 и Р98. Для проведения замеров был приготовлен 4% глинистый раствор, в который добавлялись реагенты с различной концентрацией (0,5%, 1% и 1,5%) с последующим перемешиванием в высокоскоростной мешалке в течение 10 минут со скоростью 10000 мин⁻¹. Также для лучшего диспергирования реагентов Т-66, Т-92, оксаль, Р75, Р98 в раствор добавлялся диспергатор лигносульфонат натрия (ТУ 2455-055-58901825-2008). Для определения коэффициента трения использовался прибор УСР-1М.

Установка УСР-1М предназначена для определения смазывающей способности буровых растворов посредством измерения коэффициента трения между трущимися поверхностями, помещенными в буровой раствор. Трущиеся поверхности образованы вращающимся твердосплавным кольцом и неподвижной металлической вставкой, которые сдавливаются между собой с нормированным усилием 31 килограмм.

Реагенты PHS-XPG, CT-7, Realub – современные образцы смазывающих добавок. В данной работе эти реагенты использовались для сравнительного анализа показателей коэффициента трения. CT-7 в настоящее время производится в Томске компанией «Reasib».

Реагенты T-66, T-92 и оксаль являются побочным продуктом производства изопрена из изобутилена, и состоят преимущественно из диоксановых спиртов ($C_7H_{14}O_3$) и других высококипящих производных 1,3-диоксанов. Указанное в названии число означает год получения реагента. Помимо флотации используется в качестве смазывающей добавки к глинистым буровым растворам, однако его применение ограничено из-за высокой пенообразующей способности, связанной с наличием диоксановых спиртов. Также в зависимости от кислотности среды реагенты могут применяться не только как смазывающая добавка к буровым растворам, но и как средство частичной нейтрализации сероводорода.

Для снижения пенообразующей способности было предложено частичное кислотное разложение компонентов Оксаля. Образцы P75 и P96 были получены путем гидролиза Оксаля T-92 серной кислотой с концентрацией 75 и 96 % масс. соответственно.

При гидролизе 96% серной кислотой преимущественно идут необратимые реакции образования непредельных соединений и их конденсации.

Однако при гидролизе 75% серной кислотой идет обратимое образование многоатомных спиртов.

Таким образом, были получены два образца, в первом из которых концентрация спиртов снижена, а во втором соответственно увеличена.

Поскольку одним из требования к смазывающим добавкам является отсутствие отрицательного воздействия на параметры бурового раствора, было обращено отдельное внимание на пенообразующую способность выбранных добавок. Для этого у растворов, дававших видимое количество пены, была измерена плотность.

Из полученных результатов следует отметить следующее:

1. Добавкой с наибольшей пенообразующей способностью оказался оксаль, затем в порядке уменьшения T-66, T-92, P75 и P98, Realub, CT-7, PHS-XPG.

2. Растворами с наибольшей пенообразующей способностью оказались растворы, содержащие 1% смазывающей добавки. С уменьшением или увеличением концентрации добавки плотность увеличивалась для каждого реагента по-разному.

Зависимость коэффициента трения $K_{тр}$ от концентрации смазывающей добавки показана на рисунке 1:

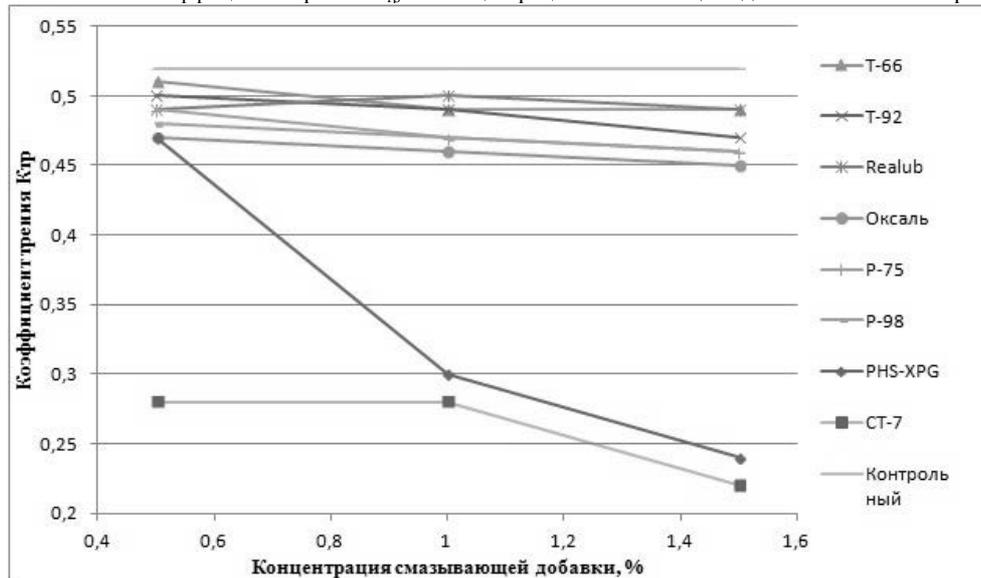


Рис. 1 Зависимость коэффициента трения бурового раствора от концентрации смазывающей добавки

На основании полученного графика можно отметить следующее:

1. Добавки P75 и P98, разработанные в лаборатории, существенно уступают современным образцам смазывающих добавок к буровым растворам, таким как PHS-XPG и CT-7. Однако в сравнении с добавкой Realub, добавки P75 и P98 имеют небольшое преимущество в коэффициенте трения и более низкую пенообразующую способность.

2. Оксаль, несмотря на более низкие показатели коэффициента трения, по сравнению с образцами P-75 и P-98, не рекомендуется к применению в качестве смазывающей добавки из-за чрезмерного пенообразования в процессе перемешивания.

3. Применение добавок T-66 и T-92 в качестве смазывающих добавок нецелесообразно, ввиду их повышенной пенообразующей способности и незначительного снижения коэффициента трения, по сравнению с контрольным образцом.

Таким образом, в данной работе проведено сравнительное исследование коэффициента трения ряда смазывающих добавок к буровым растворам – PHS-XPГ, СТ-7, Realub, оксаль, Т-66, Т-92, P75 и P98. Образцы, созданные в лаборатории, не показали результатов, сопоставимых с современными смазывающими добавками.

Литература

1. Я.А. Рязанов Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: издательство «Летопись», 2005. – 664 с.
2. Исследование оксалей в качестве комплексных реагентов для бурения и освоения скважин/Петров Н.А. и др. //Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./ УГНТУ. 2006. [Т.2]. 25 сент. URL: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_4.pdf. от 13.12.2015
3. Лукманов Р.Р., Бабушкин Э.В., Лукманова Р.З. Эффективность смазочных добавок в растворах различного типа // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: Изд-во ВНИИОНГ, 2005. - №9.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ САПРОПЕЛЕЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А. Ю. Кузеванова

Научные руководители, Р. Р. Сагитов, Н. Т. Усова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение лицей при ТПУ, г. Томск*

Буровые растворы классифицируют на гомогенные (истинные растворы), в качестве которых могут выступать вода, нефть, дизельное топливо и гетерогенные (дисперсные системы), основными из которых являются растворы на основе бентонитовых глин. Томская область богата каолиновыми глинами, малопригодными для приготовления буровых растворов. Существуют разработки по использованию в качестве дисперсной фазы для приготовления буровых растворов сапропелей [1, 2]. Сапропель — это донные отложения пресноводных водоёмов. Применение сапропелей в бурении даст возможность значительно снизить расходы на приобретение глинопорошков и химических реагентов. Но основной экономический эффект может быть получен за счет уменьшения экологических нагрузок на окружающую среду и снижения затрат на проведение природоохранных мероприятий.

Томская область расположена в природно-климатической зоне, благоприятной для образования сапропелей. Их геологические ресурсы оценены в 3,98 млрд т. Однако сапропели Томской области изучены слабо и используются в очень ограниченных количествах, в основном в медицинских целях как лечебные грязи [3]. На данный момент ведутся разработки на двух месторождениях: озеро Кирек (Томский район) и озеро Карасеовое (Колпашевский район). Поэтому именно из этих двух месторождений были взяты сапропели для проведения исследований.

Целью работы являлось исследование возможности использования сапропелей Томской области для приготовления буровых растворов.

Основной структурообразующей составляющей буровых растворов на основе сапропелей являются гуминовые вещества, содержание которых в них может достигать 38% от органической части. Наряду с гуминовыми веществами в сапропелях содержатся также минеральные примеси.

На основе каждого месторождения сапропелей были приготовлены два вида буровых растворов: первый смешиванием 300 г сапропеля с 600 г воды и второй с дополнительным введением в эту смесь 6 г NaOH.

Для всех полученных образцов были определены основные физические характеристики буровых растворов (табл.). Установлено, что растворы без добавления щелочи не пригодны для использования по таким показателям как объём фильтрата и толщина фильтрационной корки, а растворы с добавлением щёлочи удовлетворяют необходимым требованиям по всем нормируемым показателям, при этом лучшие показатели получены для раствора на основе сапропеля озера Карасёвое.

Для объяснения полученных результатов были проведены дополнительные исследования по определению химического состава используемых сапропелей. Термический анализ используемых сапропелей (рис. 1, 2), основанный на изучении тепловых эффектов, происходящий при нагревании образцов до температуры 1000°C, показал, что в интервале температур от 25°C до 500 °C у обоих образцов наблюдаются значительные экзоэффекты, с максимумом 313 °C, связанные с выгоранием органической части сапропеля, о чём дополнительно свидетельствует уменьшение массы образцов: сапропеля озера Кирек на 9 % и сапропеля озера Карасеовое на 26 %, что указывает на большее содержание органической части в данном сапропеле. При дальнейшем нагревании образцов у сапропеля озера Кирек наблюдается значительный эндоэффект с максимумом 755 °C, сопровождающийся также значительной потерей массы (38,6 %), что указывает на разложение карбоната кальция, содержащегося в значительном количестве в этом сапропеле. На термограмме сапропеля озера Карасеовое наблюдается незначительный эндоэффект с максимумом 707 °C, при котором потеря массы составила 8,7%.

Исходя из полученных результатов термического анализа определение зольности (А %), т.е. содержание неорганической части сапропелей проводили при нагревании образцов до 500 °C, вместо положенных по ГОСТУ 800 °C. При этом зольность сапропеля озера Кирек составила 85,8%, а озера Карасеовое – 69,3 %, что указывает на большее содержание органической составляющей в этом сапропеле (табл.2).

Таблица

Основные физические характеристики буровых растворов

Показатель	Состав раствора			
	Сапропель озера Кирёк и вода	Сапропель озера Карасёвое и вода	Сапропель озера Кирёк с раствором щёлочи	Сапропель озера Карасёвое с раствором щёлочи
Плотность, г/см ³	1,07	1,08	1,07	1,08
Условная вязкость, с	20	19	23	22
Объём фильтрата, мл	100	100	40	19
Толщина фильтр. корки, мм	>20	>20	2,5	1,8
СНС1	0	0	2	1
СНС2	1	1	2	2
600 об/мин	19	25	35	32
300 об/мин	10	15	19	18
Пластическая вязкость	9	10	16	14
Динамическое напряжение сдвига	1	5	3	4
Кажущаяся вязкость	9,5	12,5	17,5	16

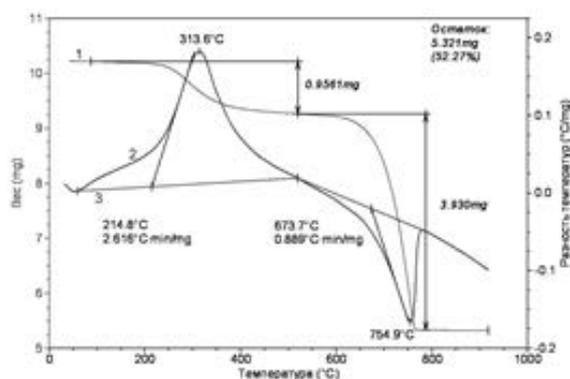


Рис. 1. Термограмма сапроделя с озера Кирёк

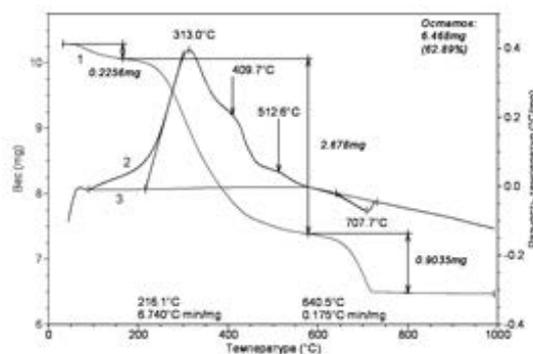


Рис. 2. Термограмма сапроделя озера Карасёвое

Результаты рентгенофлуоресцентного анализа подтвердили ранее полученные результаты (табл. 3). Весовое содержание кальция в сапропеле озера Кирек составило 40 %, что позволяет отнести этот сапропель к известковому типу, в то время как в сапропеле озера Карасеовое весовое содержание кальция в 4 раза меньше и составило 9,9 %. В тоже время в сапропеле озера Карасеовое отмечается большее содержание железа и калия.

Результаты рентгенофазового анализа (рис. 3,4) показали, что основными оставляющими сапроделя озера Кирёк являются кальцит и кварц, что говорит о неорганическом составе образца. В то же время анализ показывает, что сапропель озера Карасёовое, в отличие от сапроделя с озера Кирёк, в своём составе помимо кальцита и кварца содержит алюмосиликаты.

Последним этапом работы было изучение возможности получения буровых растворов на основе высушенного сапроделя. 300 г. сапроделя каждого вида были высушены при комнатной температуре до постоянной массы. Содержание влаги в сапропеле озера Кирек составило 61%, а в сапропеле озера Карасеовое – 66%. Высушенные сапродели смешивали с 600 мл 1% раствора щелочи, предварительно нагретого до 70°C с последующим интенсивным механическим перемешиванием в течении 30 минут. Полученные суспензии обладали хорошей агрегативной устойчивостью.

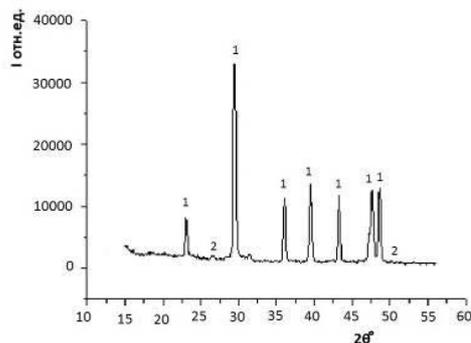


Рис. 3. Дифрактограмма сапропеля озера Кирёк (1 – кальцит CaCO_3 , 2 – кварц SiO_2)
(1 – кальцит CaCO_3 , 2 – кварц SiO_2)

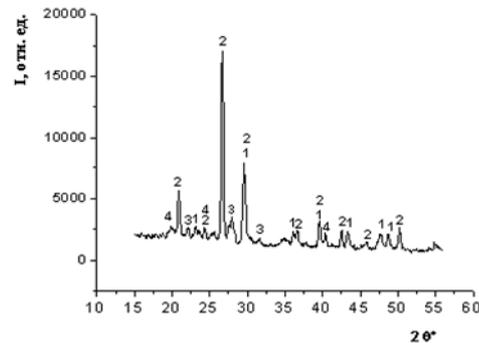


Рис. 4. Дифрактограмма сапропеля озера Карасёвое (1 – кальцит CaCO_3 , 2 – кварц SiO_2 ,
3 – альбит $(\text{Na}, \text{Ca}) \text{Al} (\text{Si}, \text{Al})_3 \text{O}_8$,
4 – силикат $\text{Na}_2\text{O}-\text{Al}_2\text{O}_3-\text{TiO}_2-\text{SiO}_2$)

Выводы:

1. Установлено, что оба вида исследуемых сапропелей могут быть использованы для приготовления буровых растворов. Для ускорения процесса диспергирования необходимо вводить щелочь, для улучшения структурообразования бурового раствора.
2. В соответствии с проведенными исследованиями лучшие технологические параметры получены для бурового раствора на основе сапропеля озера Карасевое.
3. Сапропель озера Карасевое обладает меньшей зольностью, но большим количеством компонентов неорганической части и содержание органического вещества в нем в пересчете на углерод в 2 раза выше, чем в сапропеле озера Кирек.
4. Установлено, что гидротермомеханическая обработка высушенных сапропелей в присутствии щелочи позволяет получить устойчивые суспензии, которые могут найти применение в качестве основы для приготовления буровых растворов для бурения нефтяных и газовых скважин.

Литература

1. Евтушенко Г.С., Косаревич И.В., Мавлюшов М.Р. Буровые и тампонажные растворы на основе торфа и сапропелей. Обзор/ ВНИИ экономики минерального сырья и геологоразведочных работ (ВИЭМС). М., 1988. 66 с.
2. Косаревич И.В. Битюков Н.Н., Шмавонянц В.Ш. Сапропелевые буровые растворы / Под ред. И.И. Лиштвина. Минск, 1987. 191 с.
3. Кудашев И.Г. Сапропели Томской области: геология, генезис, ресурсы и перспективы их использования: Автореферат. дис. канд. геолого-минералогических наук. - Томск, 2004.-22с.

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ И РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

К. С. Купавых, А. А. Петров

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург

При эксплуатации любого месторождения углеводородов благоприятные условия и высокие коэффициенты нефтеотдачи обусловлены продуктивностью пласта. Традиционные методы вызова притока, основанные на принципе снижения давления в скважине за счет уменьшения плотности жидкости или ее уровня, не всегда дают возможность получения необходимой величины депрессии. Для притока пластового флюида используют такие методы освоения скважин в осложненных условиях, как кислотная обработка, свабирование, гидроразрыв пласта, а также торпедирование, плазменно-импульсное воздействие и т. д.

Доля энергетической составляющей в себестоимости проведения технологической операции может достигать 60 %. Поэтому при выборе способа обработки призабойной зоны пласта необходимо особое внимание уделять энергетической и экономической эффективности применяемого метода.

Технология гидродинамического воздействия на пласт выгодно отличается от альтернативных подходов именно в плане энергетических затрат. Применение методики не требует высокопроизводительного оборудования и дорогостоящей техники. Первоначальное воздействие возможно увеличить в 4–5 раз при обработке требуемого участка пласта, что значительно сокращает потребности в мощности приводящего агрегата. Альтернатива вышеперечисленным методам, имеющим как положительные, так и отрицательные качества, предлагается применение комплексного воздействия на продуктивный пласт, которое заключается в комбинировании гидродинамического воздействия на пласт с его кислотной обработкой.

Построена математическая модель для исследования взаимосвязи перепада давления на забое от количества рабочей жидкости и ее динамической вязкости. Передача давления к пласту осуществляется импульсами, создаваемыми на свободной поверхности жидкости в насосно-компрессорных трубах (НКТ) путем

кратковременного открытия задвижки на устье скважины. При такой передаче мощности интенсивность воздействия на пласт определяется не только амплитудой, но и частотой изменения давления во времени, а также формой импульса, т.е. законом изменения давления по времени [4,7].

Исходя из известных уравнений неразрывности Сен-Венана [1] и решения предельной задачи Коши [6], была получена зависимость перепада давления на забое от начального давления и количества ударов на устье. Если ударные волны посылают от устья скважины и чередовать их с проходящими и отраженными, то происходит сложение прямых и отраженных волн, перемещающихся по скважине и образование волн повышенного давления. Сложение двух волн способствует увеличению перепада давления с 60 до 180 атм (в 3 раза), а трех позволяет увеличить перепад давления до 320 атм (в 5,3 раза).

Комплексная технология гидродинамического воздействия на ПЗП подразумевает использование двух жидкостей – кислотный состав в нижней части ствола скважины и техническую воду в верхней. В этой связи необходимо оценить влияние вязкости указанных технологических жидкостей на перепад давления на забое, поскольку этот показатель у кислоты почти в 1,7 раза больше, чем у воды.

Исходя из модели течения вязкой жидкости (модель Максвелла) [5] была получена зависимость изменения скорости движения при достижении ударной волной забоя скважины от количества рабочей жидкости находящейся в скважине и ее динамической вязкости. С увеличением начального давления на устье, давление на забое увеличивается по степенной зависимости, причем с увеличением вязкости рабочей жидкости перепад давления также возрастает. Кроме того, анализ полученных зависимостей показывает, что увеличение объема рабочей жидкости на забое приводит к увеличению давления. Таким образом, при увеличении столба рабочей жидкости на забое, необходимо повышать ее вязкость.

Разработан экспериментальный стенд (рис.1) для исследования колебательных процессов при продвижении фронта ударной волны от устья модели скважины в модель породы - коллектора за счет кратковременных открытий пневмозадвижки способствующих возникновению гидродинамического фронта волны в призабойной зоне продуктивного пласта, которая по протяженности и амплитуде зависит от величины начального давления на устье, глубины скважины, а также частоты создаваемых импульсов.

При проектировании модели экспериментального стенда, в качестве критерия подобия принималось геометрическое подобие Ньютона. Геометрические размеры капилляров, имитирующих карбонатный трещиноватый коллектор скважины, принимались исходя из того, что величина раскрытия трещин в таких породах составляет 10-20 мкм [2]. Тогда, исходя из средней величины раскрытия трещины 15 мкм и диапазона изменения поверхностной плотности трещин 0,45-4,5 см/см², размер капилляров, имитирующих проницаемый коллектор, составил от 2 до 6 мм.

Эксперименты на модели проводились при давлении на устье 5, 10 и 20 атм и изменении диаметра капилляра 2,4 и 6 мм. В результате были получены зависимости давления по мере удаления точек замера от забоя модели скважины. По мере удаления от ствола скважины давление возрастает, причем с уменьшением диаметра капилляра наблюдается сдвиг экстремума в сторону удаления от забоя и увеличение абсолютного пикового значения давления с последующим его затуханием. Аналогичный характер распределения величины гидравлического импульса по длине капилляра наблюдались при начальных давлениях 5 и 10 атм.

Анализ полученных экспериментальных зависимостей показывает, что по мере удаления точек замера давления от забоя модели скважины наблюдается прямолинейный характер его роста с постепенным переходом в экспоненциальный, независимо от начального давления на устье, при этом максимум перепада давления составляет 92 атм в точке удаленной от забоя на 4 метра при начальном давлении 20 атм и размере модели скважины 1 метр. Кроме того при уменьшении ствола модели скважины в 2 раза значение давления в точках замера изменяются незначительно, что позволяет прогнозировать эффективность применения предлагаемой технологии и в неглубоких скважинах.

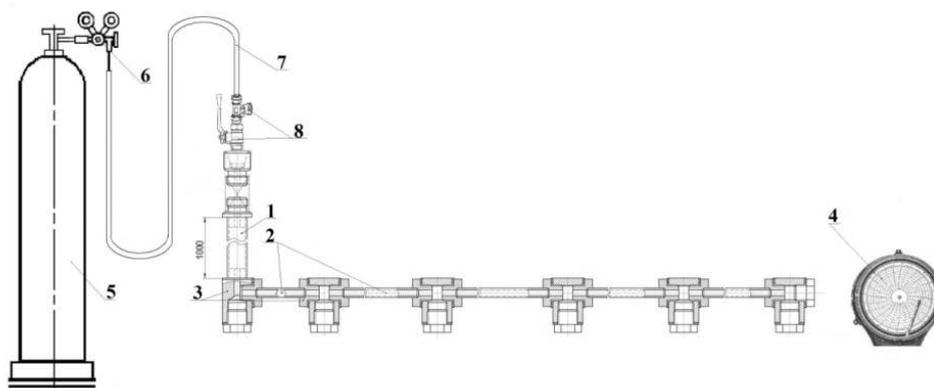


Рис.1. Схема физической модели гидродинамического воздействия.

1. Трубки диаметром 16 мм, имитирующие скважину. 2. Трубки малого диаметра (внутренний диаметр 2,4 и 6 мм) с длиной секции 1 м, имитирующие капилляры продуктивного пласта. 3. Соединительные тройники, устанавливаются на искусственном забое и между каждыми секциями труб малого диаметра. 4. Скважинный манометр «M/D Totco». 5. Газовый баллон высокого давления с азотом. 6. Газовый редуктор. 7. Шланг высокого давления длиной 2 м. 8. Шаровые краны для подачи ударного импульса и стравливания давления.

При разработке кислотных составов учитывается, что применение ПАВ позволяет регулировать скорость реакции кислоты с породой, а так же существенно снизить поверхностное натяжение кислотного раствора на границе с углеводородной жидкостью, увеличить проникающую способность кислоты, способствует более полному удалению из пласта продуктов реакции, также ПАВ препятствует смыканию трещин.

Для оценки влияния ПАВ в качестве замедлителей тестировалось 4 состава, в которых основой является смесь соляной (9%) и плавиковой (5%) кислот. Методика проведения экспериментальных исследований заключалась в сравнении массы образцов карбонатной породы до и после обработки кислотным составом.

Для определения оптимальной концентрации состава необходимо было проводить опыты на породе с равномерной карбонатностью, для этого был выбран известняк. Образцы керна помещались в кислотный раствор с различным содержанием ПАВ на 20 мин, затем они извлекались и просушивались в течение суток, а после взвешивания рассчитывалась потеря массы образцов (%).

При увеличении концентрации ПАВ в растворе до 1% наблюдается резкое замедление растворимости, при 5% у ЛАБС натрия наблюдается максимальный эффект. В этой связи увеличение концентрации ПАВ в кислотном составе более 5% не целесообразно [3].

Дальнейшие исследования были направлены на оценку влияния времени обработки образцов. В начальный период времени (до 10 минут) катамин АБ и ЛАБС натрия незначительно (по сравнению с другими ПАВ) замедляет действие кислоты, что вызывает значительную потерю массы, при этом в дальнейшем они практически нейтрализуют действие кислоты, что может негативно сказаться на глубине проникновения кислотного состава в пласт. Додецилсульфат натрия, напротив, в начале обработки отрицательно сказывается на растворяющей способности кислотного состава, но затем график выравнивается и становится практически линейным, а Синтанол АЛМ-10 показывает наиболее стабильные результаты [3].

Опытно-производственная и технико-экономическая оценка свидетельствует об эффективности предлагаемой технологии гидродинамического воздействия на пласт с использованием кислотного состава, а именно, после проведения обработки дебит скважины увеличился с 1,41-1,63 до 4,5-5,49 т/сут, что соответствует увеличению в 3 раза и показывает, что ежегодная прибыль при объемах обработок порядка 17 скважин в месяц может достигать 14 млн. руб [3].

Литература

1. Барашков В.Н. Основы теории упругости: учебное пособие / В.Н. Барашков, И.Ю. Смолина, Л.Е. Путеева, Д.Н. Песцов. – Томск: Изд-во Том. гос. архит.-строит. ун-та, 2012. – 184 с.
2. Гмид Л.П. Атлас карбонатных пород-коллекторов / Л.П. Гмид, С.Ш. Леви. – Труды всесоюз. Нефт. Н.-и. Геол.-развед. Ин-та тс. - Вып. №313. -Ленинград: Недра, 1972. – 150 с.
3. Купавых К.С. Результаты исследований и эффективность применения комплексной технологии химической обработки призабойной зоны пласта / Н.И. Николаев, А.В. Шипулин, К.С. Купавых // Территория Нефтегаз. – 2015. – №4. – с.100-104.
4. Леонов М.Я. Развитие мельчайших трещин в твердом теле / М.Я. Леонов, В.В. Панасюк // Прикладная математика и механика. - 1959. - №5. - с.391-401.
5. Максвелл Дж. К. Материя и движение / Дж. К. Максвелл. — М.—Ижевск: РХД, 2001. – 178 с.
6. Огун Дж. О. О преобразовании пространства начальных данных для задачи Коши с особенностями решения типа взрыва / Дж. О. Огун, Ю.Н. Орлов, В.Ж. Сакбаев // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. - 2012. - № 87. –31 с.
7. Duval G.E. Shock waves in the study of solids / G.E. Duval // Applied Mechanics Review. - 1962. - №4. - 16 p.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАБУХАНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПОД ДЕЙСТВИЕМ СОЛЕЙ И ПОЛИМЕРОВ

И. В. Масалида

Научный руководитель, доцент К. М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение нефтяных и газовых скважин проходит через осадочные слои, доля глинистых пород в которых составляет 70-75% [1]. Проходка глинистых толщ обычно сопровождается нарушением устойчивости ствола скважины, осыпанием и обвалованием горных пород, слагающих стенку скважины. При бурении в неустойчивых глинистых породах на борьбу с осложнениями затрачивается до 30% времени строительства скважины [2]. Во многих случаях эти осложнения могут приводить к прихватам бурильного инструмента и геофизических приборов, увеличивая риск аварийной ликвидации скважины, т.е. и невыполнению скважиной своего прямого назначения.

Глинистые породы наиболее склонны к осложнениям деформационного характера, возникающим в результате их набухания. Происходит это, в первую очередь, из-за физико-химического взаимодействия раствора с глинистой породой. Уменьшить влияние этого взаимодействия может правильный выбор типа, состава и свойств ингибированного бурового раствора, что сократит затраты времени на ликвидацию осложнений, которые замедляют или могут полностью прекратить углубление скважины. На сегодняшний день проведено множество исследований, касающихся рецептуры промывочных агентов, в частности, подбора наиболее эффективного ингибитора набухания глинистых пород. Под набуханием понимается способность глины увеличивать свой размер в процессе взаимодействия с буровым раствором. Проведенные исследования показали, что лучшими

ингибирующими свойствами обладают ряд неорганических и органических солей [5], а также полимеры [6], значительно снизив расширение сланцевых образцов.

Целью настоящей работы является изучение влияния модельных растворов солей и полимеров на степень набухания глинистых пород на примере бентонитового глинопопорошка.

Бентонит – это глинистый порошок, в частицах которого преобладает монтмориллонит. Особенность кристаллической решетки монтмориллонита состоит в том, что она представлена тремя слоями: два тетраэдра и один октаэдр. Часть атомов алюминия в октаэдрическом слое замещена атомами магния или железа. В результате замещения кристаллические решетки преобразуют отрицательный электрический заряд, который нейтрализуется поглощенными катионами Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} . В водной среде между атомами кислорода и воды действуют водородные связи. На поверхности глины адсорбируется слой молекул воды. В результате действия водородных связей между атомом кислорода и воды, а также между её диполями и последующими слоями, на поверхности глины образуется несколько слоев молекул воды, образуя гидратную оболочку. Вода, формирующая гидратную оболочку на поверхности глинистой частицы, является физически связанной. Каждая глинистая частица имеет свой полный комплект поглощенных катионов. При этом существуют две тенденции:

1. Вода стремится растворить глину, оторвать от глинистой частицы поглощенные ею катионы. Катионы стремятся равномерно распределиться в дисперсионной среде.

2. Силы электростатического притяжения удерживают катионы у поверхности частицы, так что концентрация их в единице объема постепенно убывает по мере удаления от поверхности.

Изучение ингибирующего эффекта проводили с использованием спрессованных образцов глинопорошка ПБМБ (ООО «Бентонит Хакасии»). Глинистые образцы цилиндрической формы (рисунок 1-а) получали в результате прессования модифицированного бентонита в компакторе ОТПТЕ.

В качестве емкостей для проведения эксперимента использовались мерные стаканы. В каждый из трех мерных стаканов помещались бентонитовые образцы, заполненные соответствующими ингибированными жидкостями. Для измерения увеличения пород применялась линейка и графический редактор MS Paint (рисунок 1-б).



а)



б)

а) Глинистый образец в мерном стакане; б) Образцы бентонита, погруженные в ингибированные жидкости
Рисунок 1 – Отображение экспериментальных результатов

Фиксация результатов набухания глины производилась при помощи камеры, установленной на штативе, каждые 30 минут.

В качестве ингибиторов использовались соли:

- KCl ,
- CaCl_2 ,
- а также полимеры:
 - Полиакриламид (Праестол 2500),
 - Поливиниламин (опытный образец компании ООО «СХТ»),
 - Полигликоль (смесь гликолей разной молекулярной массы).

Согласно литературным данным [2], специфичность действия ионов калия K^+ обусловлена соотношением геометрических размеров гидратированного и негидратированного иона, межплоскостными расстояниями и размером гексагональных колец, образуемых кремнекислородными тетраэдрами элементарных пластин бентонита. Размер иона K^+ в негидратированном состоянии равен 0,266 нм, а в гидратированном - 0,76 нм. Размер гексагонального кольца монтмориллонита составляет 0,28 нм, межплоскостное расстояние соответствует 0,96 нм. Это позволяет иону K^+ свободно проникать в межплоскостное пространство и встраиваться в гексагональные кольца, связывая частицы между собой, уменьшая гидратацию и диспергирование. Однако в ходе эксперимента было отмечено, что соли, вступая во взаимодействие с бентонитом, наоборот проявляют каталитический эффект, увеличивая образец даже больше, чем вода (рисунок 2-а). Данный эффект может быть вызван особенностями состава исследуемой глины.

На основании проведенных исследований установлено, что отсутствует синергетический эффект от совместного применения полимеров и солей, что противоречит, например [1], где утверждается обратное, в частности, что полимеры сами по себе не способствуют уменьшению набухания глинистых пород, проявляя себя только в паре с солью. Электролиты предотвращают набухание глин, но не сохраняют их устойчивость. В то же время в присутствии многих полимеров тенденция к разрушению образцов отсутствует. Результаты, представленные на рисунке 2 б показывают, что в растворе 7% KCl и изучаемых полимеров ингибирующий эффект фактически отсутствует, что противоречит литературным данным. Для объяснения данного эффекта требуется проведение дополнительных исследований, в том числе с использованием других глинистых материалов.

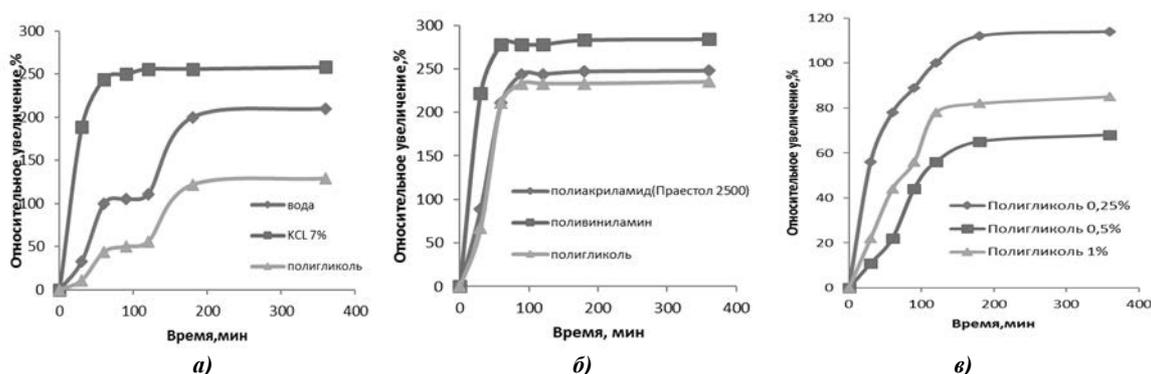


Рисунок 2 – Зависимость относительного увеличения глинистых пород от времени нахождения в растворах солей и полимеров

Так как раствор смеси полигликолей проявил лучшие из исследуемых полимеров ингибирующие свойства, было проведено изучение влияния концентрации полигликоля на набухание глинистого материала, результаты представлены на рисунке 2 в.

Радикалы полигликоля адсорбируются на поверхности глинистых частиц и нейтрализуют отрицательные заряды глинистых пакетов, уменьшая взаимодействие бентонита с водой. Кроме того, ингибиторы с аминными группами действуют как поливалентные ионы в процессе ингибирования, тесно связывая и усиливая связи между поверхностями в глинистых молекулах. Поэтому, даже если водные молекулы проникают в межпакетное пространство и увлажняют глинистые молекулы, расстояние между пакетами не увеличивается, тем самым ограничивается расширение глин.

Выводы:

- Соли при взаимодействии с бентонитом проявили каталитические свойства, увеличив образец на 284%. Вода – на 210%.
- Наилучшим из исследуемых ингибиторов является полигликоль. Относительное увеличение при его использовании с концентрацией 0,5% составило 68%.
- Не обнаружено синергетического эффекта от совместного применения полимеров и солей.

Литература

1. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: ОАО «Издательство “Недра”, 2000. – 270с.
2. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. «Бурение нефтяных и газовых скважин». –М. «Недра» 1974. – 455 с.
3. Диссертация Егоровой Е.В. «Разработка ингибирующего бурового раствора для бурения в глинистых отложениях». – Астрахань 2010. – 194с.
4. Борисенко Л.В. «Выбор промывочной жидкости для бурения скважины». -М. 1991.- 157 с.
5. Rosangela de Carvalho Balaban, Emanuella Layne Ferreira Vidal, Maurncio Rodrigues Borges «Design of experiments to evaluate clay swelling inhibition by different combinations of organic compounds and inorganic salts for application in water base drilling fluids» Applied Clay Science 105–106 (2015) 124–130
6. Hanyi Zhong, Zhengsong Qiu, Dong Sun, Daoming Zhang, Weian Huang «Inhibitive properties comparison of different polyetheramines in water-based drilling fluid» Journal of Natural Gas Science and Engineering 26 (2015) 99-107

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЗИНЫ ЭЛАСТОМЕРОВ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

В. В. Мельников, А. В. Епихин

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Начиная с середины XX века широкое распространение получил способ бурения нефтяных и газовых скважин с применением винтовых забойных двигателей (ВЗД). Это связано с развитием бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также бурения боковых стволов. Кроме того, с применением винтовых забойных двигателей осуществляется большая часть буровых работ в капитальном и подземном ремонте скважин[1].

Длительная эксплуатация в различных горно-геологических условиях обнаружила у ВЗД недостаток в виде низкого срока службы эластомера (резиновой обкладки статора). Это подтверждается статистикой аварийности ВЗД в процессе бурения у ряда подрядчиков. За год у подрядчика в среднем возникает до 12 простоев, работы по ликвидации которых приводят к увеличению затрат времени на строительство скважины порядка до 5-10 %. Для условий Западной Сибири, такой простой может трансформироваться в суммарные издержки до 3 млн. рублей на скважину.

В общих указаниях к эксплуатации винтовых забойных двигателей сказано: повышение температуры в призабойной зоне влияет на прочность эластомера статора и понижает ресурс двигателя. Буровой раствор, содержащий реагенты на углеводородной основе приводит к набуханию резиновой обкладки (эластомера) статора и преждевременному выходу из строя двигателя. Дифференциальное давление, превышающее рекомендуемое максимальное рабочее значение на приводе объемного двигателя, сокращает срок работы статора [2].

В связи с вышесказанным было решено провести экспериментальные исследования по оценке устойчивости образцов резины ИРП-1226, из которой изготавливаются обкладки статора ВЗД, к воздействию дизельного топлива, как дисперсионной среды растворов на углеводородной основе и выявить зависимость изменения геометрических размеров от температуры.

Резина ИРП-1226 представляет собой маслостойкую резиновую смесь повышенной износостойкости, с температурным интервалом работоспособности от - 20 до + 100 °С. Ее условная прочность составляет 9,8 МПа, относительное удлинение при разрыве 125%, твердость 65-95 ед. Шор А.

Образцы изготавливались в форме цилиндров диаметром до 43 мм и толщиной до 11,5 мм и выдерживались в пластиковых контейнерах с полным погружением в дизельное топливо при атмосферном давлении. Отметим, что в ранее проведенных работах исследователей наиболее часто упоминают неустойчивость эластомеров по отношению к агрессивным средам в виде набухания или уменьшения габаритных размеров [1, 4-5]. Поэтому оценка результатов эксперимента проводилась по изменению геометрических размеров резинового образца.

В ходе исследования было проведено 4 эксперимента при различных температурах. Первая серия образцов выдерживалась в дизельном топливе при температуре 25 °С (комнатная температура), а три последующих серии образцов находились полностью погруженные в жидкую среду в сушильном шкафу при температуре 50 °С, 75 °С, 90 °С. Время эксперимента составило 480 часов – это обусловлено тем, что время работы винтового двигателя составляет от 200 до 600 часов. Показания изменения диаметра образцов снимались ежесуточно с применением электронного штангенциркуля.

При обработке полученных данных подтвердились ранее озвученные гипотезы о том, что неустойчивость эластомеров по отношению к агрессивным средам проявляется в виде набухания или уменьшения габаритных размеров. Поэтому результаты эксперимента были разделены на две категории по неустойчивости эластомера: 1 – уменьшение габаритных размеров (рис. 1-2); 2 – набухание образцов (рис. 3-4).

В обоих случаях происходило уменьшение размеров резинового образца. Кроме того, было отмечено, что при температуре 25 °С диаметр образца уменьшился на 1,41 мм за 480 часов, при 50 °С уменьшение образца составило - 1,59 мм. При температуре 50 °С в период 0-48 часов уменьшение габаритных размеров образца происходит более интенсивно, чем при комнатной температуре. А в период 100-480 часов при комнатной температуре уменьшение объема образцов идет более интенсивно, чем при температуре 50 °С. Это, вероятно, связано с высокой испаряемостью дизельного топлива при увеличении температуры.

В ходе исследования по истечении 24 часов стало наблюдаться расслаивание образцов, находившихся в дизельном топливе в обоих случаях (рис. 2). При температуре 50 °С жидкость незначительно потемнела. Это косвенно подтверждает возможность влияние среды бурового раствора на износ эластомеров даже при отсутствии динамического нагружения.

В испытаниях образцов эластомера при температурах 75 и 90 °С также наблюдалось интенсивное изменение параметров образца, но в данном случае оно выражалось в набухании. Были выделены следующие закономерности: при температуре 75 °С диаметр образца увеличился на 1,42 мм, а при температуре 90 °С набухание образца составило 1,3 мм за 480 часов эксперимента.

При температуре 90 °С в период 0-72 часов набухание образца происходит более интенсивно, чем при 75 °С. При этом в период 144-480 часов набухание идет, наоборот, более интенсивно при температуре 75 °С, чем при 90 °С.

При исследовании диапазона температур 75-90 °С уже в первые дни эксперимента стало заметно увеличение образцов, что носит противоположный характер по сравнению с результатами экспериментов в диапазоне 25-50 °С. Расслаивание образцов происходило менее интенсивно, но имело место, в основном, при 75 °С (рис. 4). Цвет дизельного топлива быстро (в течение 24 часов) потемнел, а при 90 °С он стал близок к черному цвету.

Оценивая результаты исследований, можно утверждать, что подтверждено влияние дизельного топлива, как дисперсионной среды, на параметры образцов эластомеров. При всех изученных температурных интервалах наблюдалось активная деформация и расслаивание образцов. В дальнейших исследованиях необходимо особое внимание уделить диапазону 50-75 °С, поскольку, судя по полученным данным, именно в его рамках наблюдается резкое изменение динамики деформационного процесса эластомера.

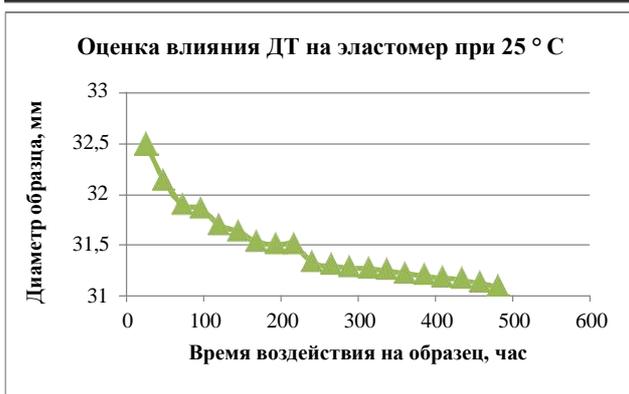


Рисунок 1 – Оценка влияния ДТ на образцы при 25 и 50 °С

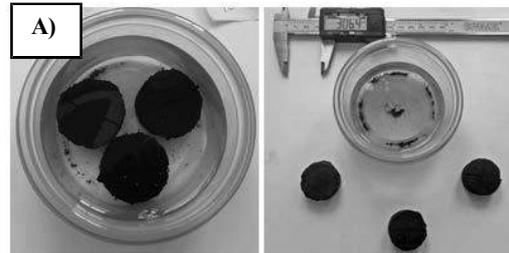


Рисунок 2 – Внешний вид образцов и жидкой среды по истечении 24 часов (слева) и 480 часов (справа): А – при 25 °С, Б – при 50 °С

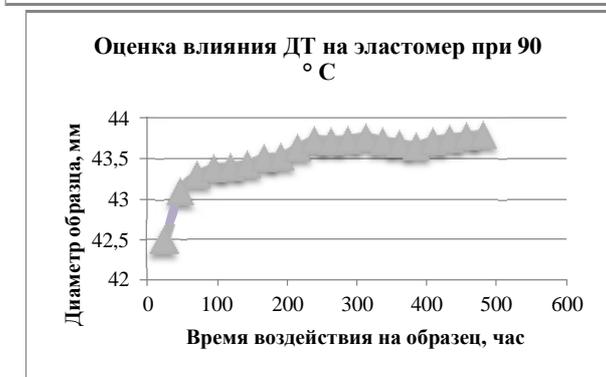
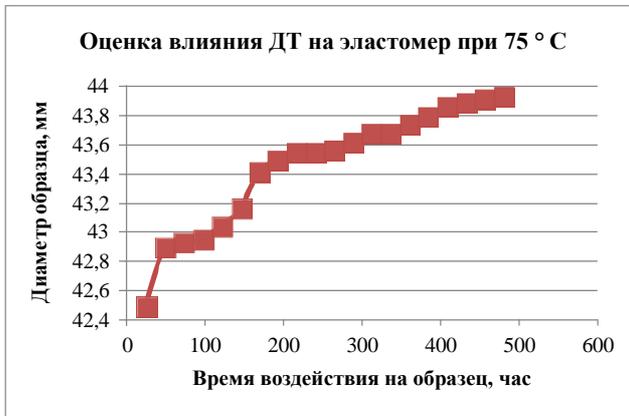


Рисунок 3 – Оценка влияния ДТ на образцы при 75 и 90 °С



Рисунок 4 – Внешний вид образцов и жидкой среды по истечении 24 часов (слева) и 480 часов (справа): А – при 75 °С, Б – при 90 °С

Литература

1. Кортаев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: диссертация. ... доктора технических наук : 05.02.08 / Кортаев Юрий Арсеньевич. – Пермь, 2003. – 386 с.
2. Устройство и работа винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // GazPB.ru. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tehniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovyx-zabojnyx-dvigatlej.html>
3. Буровые растворы на углеводородной основе [Электронный ресурс] // Консист – А. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove>
4. Балденко Д.Ф., Кортаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] // Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1>
5. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. 470 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ УЧАСТКАМИ С ЦЕЛЬЮ УЛУЧШЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРЕНИЯ

Ф. Х. Мухаметов, Д. Р. Ризванов

Научный руководитель, профессор Л. М. Левинсон

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

В последние годы возрастает количество скважин с большими отходами и горизонтальными участками. При этом возникают проблемы передачи нагрузки на долото и очистки скважины от шлама. Опыт бурения подобных скважин показывает, что сложности по нагрузке на долото и очистку начинаются при зенитных углах примерно с $50-55^{\circ}$. При бурении горизонтальных участков, когда стальная бурильная колонна лежит на нижней стенке скважины, а замки препятствуют прохождению шлама и скребут стенку, сложно создать необходимую нагрузку на долото.

Очистка скважины от бурового шлама, наряду с передачей нагрузки на долото, также является одной из главных проблем при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Интервалы скважин с зенитным углом более 40° являются местами оседания бурового шлама и возникновения шламовых пробок, что может привести к прихватам и дополнительному времени на их устранение. Качественная очистка позволяет снизить высоту остаточного шламового стакана и сократить риск скопления выбуренной породы, тем самым исключить осложнения при бурении и спускоподъемных операциях. [1] Также немаловажным является то, что сечение горизонтального участка ствола имеет овальную, а не круглую форму (рис.1). Это обуславливает увеличение объема шлама на 15-25%. [2]

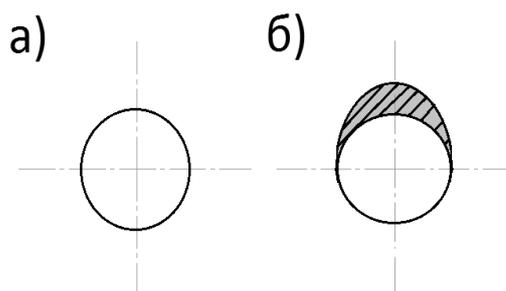


Рис. 1. Конфигурация сечения ствола:
а) вертикальный участок ствола скважины;
б) горизонтальный участок ствола скважины.

Учитывая все вышеизложенное, предлагается внести изменения в компоновку бурильных колонн на горизонтальных участках (или на его части).

Во-первых, стальные бурильные трубы заменить на более легкие алюминиевые трубы, что связано со специфическими физико-механическими свойствами алюминиевых сплавов. К таким свойствам относятся небольшой удельный вес, высокая плавучесть в буровом растворе, гибкость, облегчающая вписываемость труб в сильно искривленные участки ствола и т.д. Можно заменить, например, на трубы из сплава Д16Т или более прочные 1953Т1 (предел прочности 540 МПа, плотность $2,78 \text{ г/см}^3$).

Во-вторых, вместо стальных замков предлагается применение разработанной нами конструкции ЗЦТ (Замок-центратор-турбулизатор) (рис.2). Конструкция представляет собой замок, состоящий из полузамка муфты 1 и полузамка ниппеля 2, соединяющихся между собой замковым соединением 3. На противоположных концах имеется трубное резьбовое соединение 4. Имеются участки цилиндрической формы для свинчивания-

развинчивания при включении его в бурильную колонну 5, и участки с нарезанными под углом к оси замка каналами, предназначенными для прохода промывочной жидкости и закручивания потока с целью турбулизации и подъема шлама в область более высоких скоростей потока. Также имеется заплечик под элеватор 6.

Помимо повышения степени очистки ствола скважины упрощает скольжение бурильной колонны, улучшает передачу нагрузки на долото и защищает ствол скважины от повреждений, также снижается вероятность прихвата колонны и снижается износ обсадных труб. Для увеличения износостойкости поверхность спирально-ребренного участка можно армировать твердым сплавом. [3]

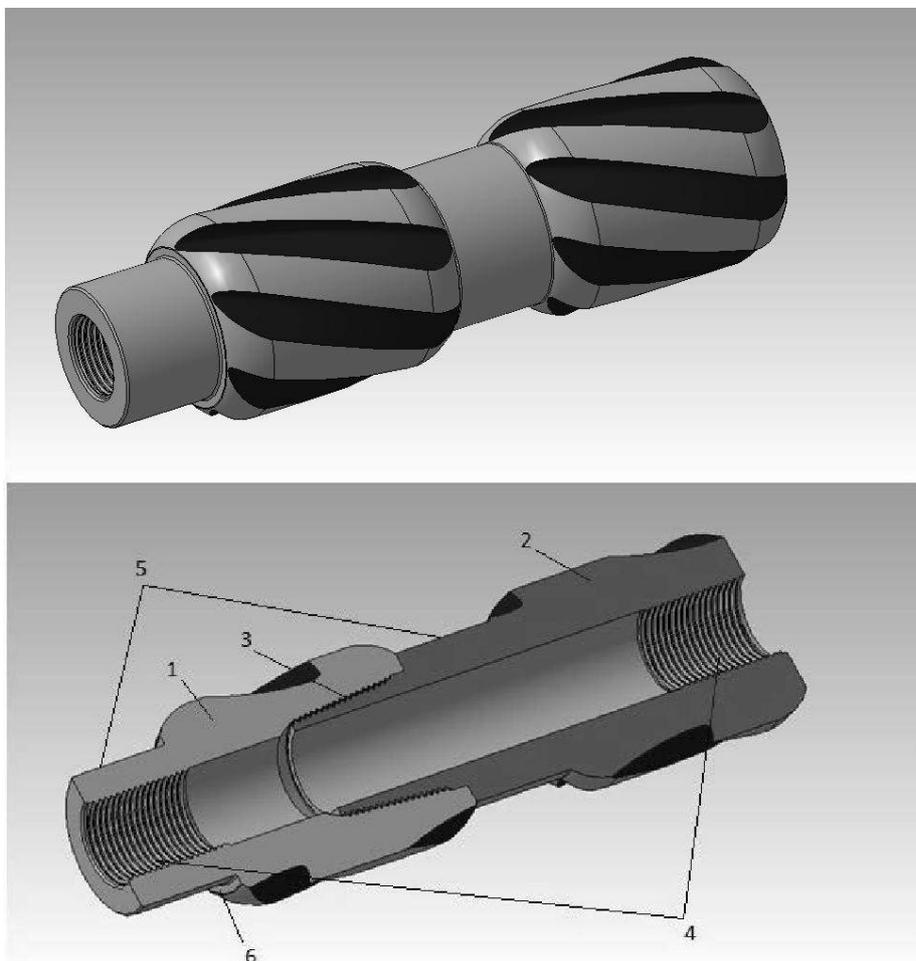


Рис.2. Замок-центратор-турбулизатор (ЗЦТ)

Преимущества данной технологии:

- Улучшение передачи нагрузки на долото;
- Повышение степени очистки ствола скважины, следовательно, снижение непроизводительного времени;
- Центрирование бурильной колонны в стволе скважины во время бурения;
- Защита ствола скважины и уменьшение износа обсадных труб в процессе бурения и во время спускоподъемных работ благодаря округлой форме наружной поверхности ЗЦТ;
- Предупреждение и исключение осложнений при бурении (прихватоопасности) и спускоподъемных операциях (затяжек и посадок).

Литература

1. Левинсон Л.М., Т.О. Акбулатов . // Управление искривлением скважин // Учебное пособие. Уфа.: Издательство «Монография», 2007. – с. 71-72.
2. Мухаметов Ф. Х., Левинсон Л. М. // Особенности очистки горизонтальных участков ствола скважины // Уфа – 2013 г.
3. Хабибуллин И.А. // Совершенствование процессов транспортирования выбуренной породы при бурении горизонтальных скважин // Диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук.- УГНТУ, Уфа – 2008 г.- с. 15-17

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ**Нго Тхань Тхао****Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Ковалев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Принято считать, что температура бурового раствора оказывает непосредственное влияние на поведение пород на стенке скважины. Среди других эффектов главным является развитие термических напряжений. Теоретическое приложение термических напряжений к изучению устойчивости ствола скважины показало, что в определенных условиях этот эффект может стать определяющим.

В настоящее время показатели эффективности бурения достигаются благодаря регулированию нескольких параметров бурового раствора:

- плотности, которая определяет забойное давление в скважине;
- вязкости, обеспечивающей качественную очистку забоя скважины;
- показателя фильтрации и химического состава, которые способствуют стабильности бурового раствора и снижают загрязнение пласта.

Кроме вышеуказанных параметров, температура бурового раствора может оказывать непосредственное влияние на поведение ствола скважины. Другими словами, температуру бурового раствора можно рассматривать как параметр первого порядка, оказывающий влияние на процесс бурения.

Влияние изменения температуры на поведение пород на стенке ствола скважины можно объяснить несколькими факторами:

1. Изменение температуры вызывает изменение свойств породы жесткости, прочности, ударной вязкости. Под воздействием градиента температуры вокруг ствола скважины происходит осесимметричное изменение жесткости породы. В результате происходит изменение распределения напряжений в прискважинной зоне пласта, что ведет к ограничению зависящей от напряжения жесткости породы. Охлаждение последней может привести к формированию зоны повышенной жесткости у стенки ствола, где в результате концентрации напряжения порода становится более напряженной. Тем не менее, в результате охлаждения прочность материала повышается [2].

2. Циклические вариации температуры во время бурения способствуют изменению свойств горной породы.

3. Неравномерное распределение температуры вокруг ствола повышает термические напряжения.

4. Изменение температуры и связанное с ним изменение объема скелета пористой среды и насыщающих её флюидов влияют на поровое давление. Этот совместный эффект, зависящий от типа породы, не так уж мал, и пренебрегать им нельзя.

5. Характер набухания глинистых пород, как установлено, зависит от температуры. Чем больше нагрета порода, тем выше этот эффект.

6. Во время эксплуатации скважины температура пласта может изменяться, например, в результате закачки воды. Эти изменения могут быть значительными и способствуют развитию термических напряжений в масштабе всего коллектора. Это в свою очередь изменяет поведение стенок скважины.

Наряду с эффектом изменения жесткости пластовой породы, который не очень важен в диапазоне вариаций температуры в ходе нормальных буровых операций, все другие эффекты проявляют одинаковую тенденцию, охлаждение породы способствует снижению уровня напряжений на стенке скважины. В зависимости от первоначального напряженного состояния породы, а также от степени изменения результирующий эффект на устойчивость ствола может быть или положительным, или отрицательным. Это положение обсуждается через термомеханический эффект при упрощающих допущениях, что изменение температуры не влияет ни на свойства породы, ни на поровое давление.

Так как с увеличением глубины скважины температура пластов возрастает, то безусловно будет возрастать и температура промывочной жидкости, движущейся вниз. Выйдя из отверстия долота и поднимаясь в кольцевом пространстве, промывочная жидкость первое время будет продолжать нагреваться. Одновременно определенное количество тепла она будет отдавать жидкости, движущейся вниз внутри колонны бурительных труб [1, 2].

На протяжении своего движения восходящий поток раствора (в кольцевом пространстве) отдает тепло нисходящему потоку, а начиная с некоторой глубины - и стенкам скважины; до этой глубины (на которой температура бурового раствора равна температуре стенок скважины) восходящий поток получает тепло от стенок скважины. Таким образом, циркулирующий раствор при движении от забоя до указанной глубины нагревается, а при движении от указанной глубины до устья скважины охлаждается.

Совершенно очевидно, что в случае прекращения циркуляции, находящаяся в скважине промывочная жидкость начнет постепенно нагреваться, в конце концов, может принять температуру пластов. В этом случае температура в скважине будет изменяться с глубиной уже по тем зависимостям, которые были справедливы для простаивающих скважин. С возобновлением процесса циркуляции температура в скважине снова начнет падать.

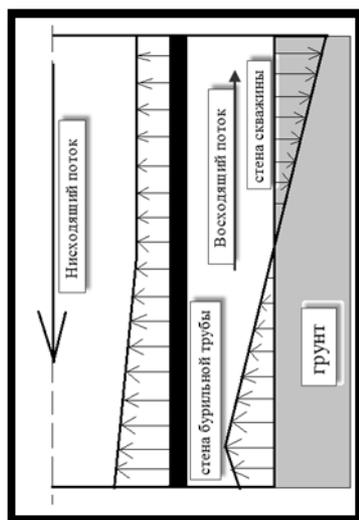


Рис. 1 – Схема теплообмена между буровым раствором и стенками скважины

Расчет распределения температуры бурового раствора и стенок скважины во время бурения достаточно сложен. Этот вопрос послужил предметом многочисленных работ с использованием числовых расчетов. Однако их практическое применение чаще проблематично.

Температура на забое скважины после нескольких циклов циркуляции [3]:

$$T_{забой} = 0,33 \cdot T_0 + 0,67 \cdot T_{пл} \quad (1)$$

где T_0 – температура нейтрального слоя Земли [$^{\circ}\text{C}$],

$T_{пл}$ – известная температура на глубине $H_{пл}$ [$^{\circ}\text{C}$].

Температура выходящего из скважины потока [3]:

$$T_{выход} = 0,67 \cdot T_0 + 0,33 \cdot T_{пл} \quad (2)$$

Температура бурового раствора, закачиваемого в бурительную колонну (температура нисходящего потока на входе в бурительную колонну):

$$T_{вход} = T_{выход} + \Delta T_{выход} \quad (3)$$

$\Delta T_{выход}$ – уменьшение температуры раствора в наземной циркуляционной системе, зависящее от температуры атмосферы и конструкции этой системы и равно 7°C .

Средняя температура в скважине [3]:

$$T_{ср.с} = 0,53 \cdot T_{пл} + 0,45 \cdot T_0 \quad (4)$$

Очевидно, что температура бурового раствора зависит от многих факторов: глубины, диаметров скважины, обсадных и бурительных труб, геотермического градиента, расхода бурового раствора, типа породоразрушающего инструмента, и также различных теплофизических свойств. Для расчёта температуры бурового раствора в процессе промывки забоя большинство исследователей употребляют следующие методы: графический, аналитический и эмпирический.

Распределение напряжений на стенке скважины в результате изменения температуры может выразиться в следующей формуле [3]:

$$\Delta\sigma_{\theta} = \Delta\sigma_z = \frac{\alpha \cdot \Delta T \cdot E}{1-\nu} \quad \Delta\sigma_r = 0 \quad (5)$$

где α – коэффициент линейного теплового расширения [$^{\circ}\text{C}^{-1}$];

ΔT – перепад температуры между стенкой ствола скважины и отдаленной областью пласта;

E и ν – коэффициенты упругости материала.

Для известняка были определены следующие характеристики упругости:

$$E = 35 \text{ (ГПа)} \quad \nu = 0,2 \quad \alpha = 8 \cdot 10^{-6} \text{ (}^{\circ}\text{C}^{-1}\text{)} \quad (6)$$

Оцененное охлаждение ствола на 20°C дает снижение тангенциального напряжения на 7 МПа.

Роль тепловых эффектов в обеспечении устойчивости ствола существенна во всех скважинах. Тепловые эффекты, следовательно, необходимо учитывать при анализе осложнений в пробуренных скважинах, исходя из чего, должна выработываться стратегия последующего бурения [1].

Тепловые эффекты особенно важно учитывать в таких случаях, как:

- интервалы бурения на небольшой глубине, когда сравнительно важным может оказаться нагрев;
- отсутствие глинистой корки, небольшой угол трения и высокие значения модуля Юнга, которые характерны для глинистых пород;
- бурение многолетнемерзлых горных пород.

Наряду с признанием факта существования этого явления интересно рассмотреть температуру в качестве регулируемого параметра. На температуру бурового раствора могут влиять его тип, расход и потери давления, однако наиболее эффективным способом её снижения является охлаждение бурового раствора на поверхности. Выход из скважины бурового раствора на поверхность может привести к снижению эффекта нагрева верхней части ствола, уменьшению температуры на забое во время бурения и даже способствовать большей продолжительности периода отсутствия циркуляции бурового раствора без полного восстановления температуры в скважине.

Литература

1. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: изд-ство «Летопись», 2005г. – 664с.
2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Учебное пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во Экспресс, 2008. – 309с.
3. Есьман Б.И., Дедусенко Г.Я., Яишникова Е.А. Влияние температуры на процесс бурения глубоких скважины – Москва: Изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 153с.

ВЛИЯНИЕ РАСТВОРОВ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ НА ГИДРАТАЦИЮ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ НА ПРИМЕРЕ ГЛИН ТАГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**А. А. Неверов****Научный руководитель, профессор В. В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия**

Бурение геологоразведочных скважин в сложных горно-геологических условиях с применением комплексов со съёмными керноприёмниками (ССК) невозможно без применения современных буровых технологических жидкостей [5].

При вскрытии глинистых горных пород (глинистый сланец, алевролит, аргиллит, хлорит) горизонтальные напряжения на стенке скважины снимаются, и обезвоженные глинистые породы начинают адсорбировать воду из бурового раствора. Если развивающееся при этом давление набухания вызывает увеличение центробежного растягивающего напряжения до уровня, превышающего предел текучести, ствол скважины дестабилизируется. В работе [2] описывается дестабилизация глинистых горных пород, состоящих преимущественно из монтмориллонита вступающих в контакт с пресными и соевыми буровыми растворами. При бурении поливалентных глин с применением солевых и ингибированных растворов происходит разрушение стенок скважины посредством осыпания твердых обломков, в результате чего диаметр ствола увеличивается, а тяжелая фракция оседает на дно скважины. При использовании чистых рассолов увеличение диаметра ствола скважины принимает характер кавернообразования, поскольку чистая жидкость не создает достаточного давления на стенку скважины.

Гидратация пород на стенке скважины во многих случаях является главной причиной неустойчивости ствола или одним из способствующих ей факторов. Анализ публикаций [1,6–8] и производственный опыт бурения скважин различного назначения комплексами ССК (в т. ч. глубоких на Талнахском рудном узле) показали, что применение солевых растворов не всегда обеспечивает устойчивость стенок скважин.

Настоящая работа посвящена исследованиям влияния неорганических солей, наиболее часто применяемых [1] в качестве ингибирующих и противоморозных добавок для буровых растворов при бурении по глинистым породам. На наш взгляд, гидратацию глинистых горных пород необходимо исследовать с учетом научных знаний и достижений в физической химии и минералогии глин [3,10]. Именно такой подход позволяет поэтапно разработать буровой раствор с необходимыми свойствами, который будет способен снижать гидратацию глинистых горных пород.

Целью данной работы является изучение влияния растворов неорганических солей (KCl , $NaCl$, $CaCl_2$) с различной концентрацией (от 0,01 М/л и до насыщения) на гидратацию глинистых минералов на примере глин Таганского месторождения. [11].

Теоретические основы

Классический подход к гидратации ионов [9] описывает явление с точки зрения кулоновских электростатических сил: полярные молекулы воды притягиваются своими полюсами к противоположно заряженному иону, к их внешним полюсам притягиваются другие молекулы и так далее. Таким образом, вокруг иона образуется «оболочка» из молекул воды. Размер иона обратно пропорционален способности к гидратации. Гидратация вкупе с тепловым движением являются движущей силой электролитической диссоциации.

Существует другой подход, описанный Берналом и Фаулером и развитый в работах Я. И. Френкеля и О. Я. Самойлова. Основная идея заключается в том, что структура растворов может быть понята только в связи с изучением закономерностей теплового движения их частиц. Гидратация ионов, т. е. взаимодействие ионов с водой, должна рассматриваться в тесной связи с тепловым движением окружающих молекул воды и самих ионов.

Гидратацию ионов целесообразно подразделять на ближнюю и дальнюю. Дальняя гидратация – это эффекты, обусловленные поляризацией молекул воды, не входящих в координационную сферу вокруг иона, иными словами, не являющихся ближайшими соседями, под действием ионов. Ближняя гидратация, согласно О. Я. Самойлову, – это влияние ионов на тепловое, и прежде всего трансляционное, движение молекул воды, находящихся в непосредственном соседстве с ионом. При таком подходе ближняя гидратация может быть количественно охарактеризована величинами τ_i/τ . Здесь τ обозначает среднее время пребывания в положении равновесия молекулы воды, окруженной только молекулами воды, а τ_i – среднее время пребывания молекулы воды в ближайшем к иону положении равновесия в структуре раствора. Отношение $\tau_i/\tau = e^{\Delta E/RT}$, где ΔE – изменение под действием ионов потенциальных барьеров, разделяющих соседние положения равновесия молекул воды. Ближняя гидратация тесно связана, прежде всего, с кинетическими свойствами растворов: диффузией и самодиффузией, вязкостью, теплопроводностью, электропроводностью.

Рассматривая ближнюю гидратацию и ее связь с кинетическими и термодинамическими свойствами растворов, О. Я. Самойлов приходит к выводу о существовании положительной и отрицательной гидратации. В первом случае ионы ослабляют трансляционное движение ближайших молекул воды, вследствие чего отношение $\tau_i/\tau > 1$, а изменение потенциального барьера молекул воды $\Delta E > 0$, это характерно для многозарядных и относительно небольших однозарядных ионов (Mg^{2+} , Ca^{2+} , Li^+). Во втором случае, наоборот, трансляционное движение ближайших молекул воды усиливается, поэтому $\tau_i/\tau < 1$ и $\Delta E < 0$; такое действие оказывают относительно большие однозарядные ионы (K^+ , Cs^+ , Cl^-).

Методика исследований и результаты

Для проведения лабораторных работ по исследованию гидратации глинистых горных пород изготавливали таблетки из монтмориллонитовой глины Таганского месторождения [9]. Таблетки прессовали при давлении 41,37 МПа в течение 30 минут, что позволяло получать непроницаемый материал по классификации Г. И. Теодоровича (проницаемость 0,066 мД). Исследования проводили на тестере линейного набухания фирмы OFITE. Таблетки закладывали в испытательные ячейки и заливали растворами неорганических солей с различными концентрациями. Концентрацию солей варьировали от 0,01 М/л до насыщения. Параллельно на этом же приборе в одну ячейку заливали дистиллированную воду. Программное обеспечение позволяет исследовать процесс гидратации в автоматическом режиме в течение длительного времени.

На рис.1 (а, б) представлены результаты набухания таблеток из монтмориллонитовой глины, спрессованных из глины Таганского месторождения, в растворах неорганических солей с концентрациями 0,7 М/л и 2 М/л. В рамках данного сообщения не представляется возможным представить весь экспериментальный материал.

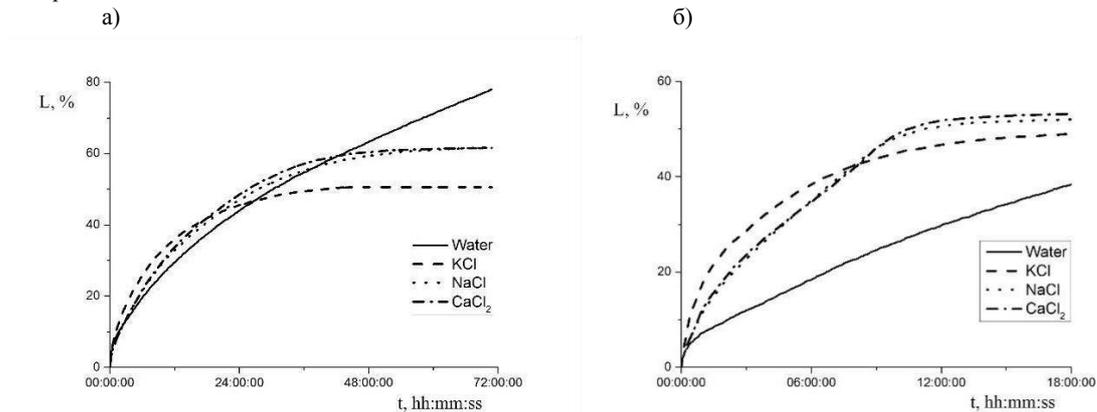


Рисунок 1 – Кривые степени набухания таблеток, спрессованных из монтмориллонитовой глины, в растворах солей при концентрации: а) 0,7 М/л; б) 2 М/л

Выводы

1. Скорость гидратации образцов в растворах неорганических солей выше, чем в дистиллированной воде, что хорошо согласуется с работами [1,6–8].

2. Наиболее высокая скорость гидратации наблюдалась в растворах хлористого калия, что вполне согласуется с теорией О. Я. Самойлова.

3. В достаточно сильно концентрированных растворах трансляционное движение молекул воды остается более интенсивным по сравнению с чистой водой, что приводит к дестабилизации глинистого минерала на первой стадии и стабилизации на второй за счет обменных реакций, что достаточно хорошо согласуется с представлениями О. Я. Самойлова о ближней и дальней гидратации ионов. Кроме этого в работе [4] показано, что для растворов хлористого калия и натрия коэффициенты диффузии солей увеличиваются с ростом концентрации до насыщения.

4. Увеличение плотности раствора за счет насыщения солями не приводит к замедлению скорости гидратации, а наоборот приводит к росту скорости поглощения молекул воды.

Анализ результатов, представленных, в данной работе показал, что необходимо продолжить исследования с применением полиэлектролитов с анионным и катионным типом заряда. Кроме этого планируется провести исследования по влиянию молекулярной массы полимеров на гидратацию глинистых минералов.

Литература

1. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1984. – 229с.
2. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509с.
3. Грим Р.Е. Минералогия глин. – М.: Недра, 1959. – 454 с.
4. Зелинская Е.В., Воронина Е.Ю. Теоретические аспекты использования гидроминерального сырья. – М.: Издательство РАЕ, 2009. – 118 с.
5. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин. / Под ред. Е.А. Козловского. – М.: Недра, 1984. – 437 с.
6. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 269 с.

7. Неверов А.Л., Рожков В.П., Каратаев Д.Д., Неверов А.А. Исследование влияния растворов солей на гидратацию глинистых минералов при бурении скважин на примере Талнахского рудного узла отложениях // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 2. – С. 103–116.
8. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: Недра, 2000. – 269 с.
9. Писаренко А.П., Поспелова К.А., Яковлев Г.А. Курс коллоидной химии. – М.: ВШ, 1969. – 242 с.
10. Самойлов О.Я. Структура водных растворов электролитов и гидратация ионов. – М.: Изд-во АН СССР, 1957. – 182 с.
12. Сапаргалиев Е.М. Формирование, закономерности размещения и разработка новых технологий использования бентонитовых глин Восточного Казахстана: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Усть-Каменогорск, 2010. – 50 с.

МОДЕРНИЗИРОВАННЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ

Д. А. Нечаев, Д. Г. Дубинский, А. Р. Вагапов

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях возрастания объема бурения в твердых горных породах стоит острый вопрос по созданию эффективных конструктивных решений для породоразрушающего инструмента. Одним из наиболее перспективных является шароструйный способ, реализуемый с помощью шароструйно-эжекторных буровых снарядов (ШЭБС), осуществляющих непрерывную циркуляцию шаров в призабойной зоне. На кафедре бурения скважин Томского политехнического университета, исследования данного способа проводятся с 2012 года. Для проведения экспериментов был создан лабораторный стенд [1], включающий центробежный насос CR1-27 (номинальная подача 30 л/мин; номинальный напор 1,28 МПа), механизм подачи долота на основе фрикционной ременной передачи и стакан для размещения горной породы. В 2015 году произведена модернизация стенда. Ключевым отличием является то, что стенд разработан базе бурового станка СКБ 4. Схема стенда представлена на рис. 1.

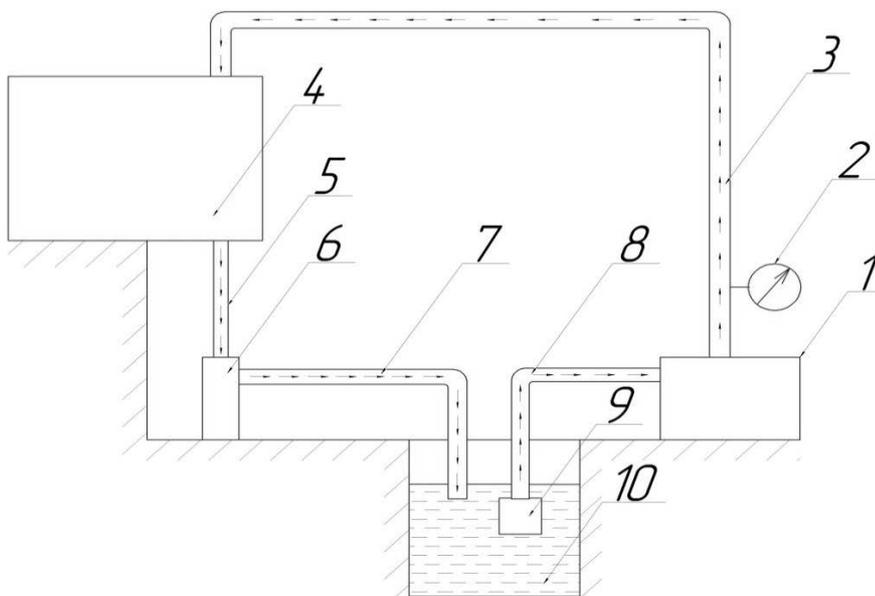


Рис. 1. Схема стенда для исследования технологических процессов шароструйного бурения:

1 – насос; 2 – манометр; 3 – нагнетательная магистраль; 4 – буровой станок СКБ 4; 5 – буровая труба; 6 – стакан; 7 – сливная магистраль; 8 – всасывающая магистраль; 9 – фильтр; 10 – сливная емкость (зумпф)

Разработанный стенд имеет замкнутую систему циркуляции промывочной жидкости. Насос 1 (подача 120 л/мин; максимальное давление 4 МПа) подаёт рабочую жидкость по нагнетательной магистрали 3 к шароструйно-эжекторному снаряду 6, который удерживается и перемещается с помощью бурового станка 4. Для измерения перепада давления в напорной магистрали после насоса установлен манометр 2. Отраженная от забоя жидкость с продуктами разрушения поднимается по стакану 6, который имитирует скважину и позволяет наблюдать непосредственно за процессом циркуляции шаров. После выхода из стакана жидкость со шламом удаляется по сливной магистрали 7 в сливную емкость 10, откуда в дальнейшем через всасывающую магистраль 8 вновь закачивается насосом.

На рис. 2 представлен стакан для размещения образца разрушаемого материала и визуального наблюдения за движением шаров. Образец горной породы 14 помещается в нижний цилиндр стакана 3 и при

помощи фланца 2 и опорного диска 1 посредством стяжных болтов закрепляется в стакане. Также для более крупных по размеру горных пород используют дополнительные цилиндры, которые в свою очередь позволяют производить бурение скважины большей глубины. Во время установки образца с обеих сторон помещаются резиновые подкладки 11, которые устраняют нежелательные механические колебания образца и эффективно герметизируют данную конструкцию. Для наблюдения за процессом циркуляции шаров в среднем цилиндре 5 стакана имеется смотровое окно, а во внутреннюю часть устанавливается прозрачная труба 4, поджимаемая верхним цилиндром 7 стакана. Так же в верхнем цилиндре выполнен отвод 6, к которому подсоединяется сливная магистраль для удаления жидкости со шламом. Бурильная труба 9, снабженная центраторами 12, соединяется с шароструйно-эжекторным буровым снарядом 13. Описанная компоновка низа бурильной колонны опускается в стакан, в который предварительно засыпается необходимая порция шаров. После выдержки требуемого расстояния между снарядом и забоем скважины сальник 10 поджимается верхним нажимным цилиндром 8. Проведя все вышеперечисленные операции, начинается процесс бурения. Через определенное время бурения снаряд опускается до упора в забой, затем поднимается на необходимое расстояние.

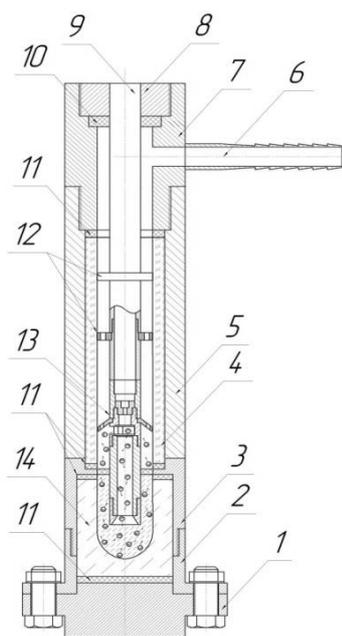


Рис. 2. Стакан для размещения образца горной породы:

1 – опорный диск; 2 – фланец; 3 – нижний цилиндр стакана; 4 – прозрачная труба; 5 – средний цилиндр стакана; 6 – отвод; 7 – верхний цилиндр стакана; 8 – нажимная гайка; 9 – бурильная труба; 10 – сальник; 11 – резиновые подкладки; 12 – центраторы; 13 – шароструйно-эжекторный буровой снаряд; 14 – образец горной породы

По окончании бурения насос отключается, отсоединяется верхний нажимной цилиндр и производится подъем бурильных труб. Извлекаются шары и образец горной породы. Далее проводятся замеры пробуренной скважины, снимаются центраторы и снаряд, производится сушка оборудования. Для определения формы поверхности забоя в скважину задавливается пластилин, принимающий форму скважины.

Таким образом, модернизированный лабораторный стенд позволяет проводить экспериментальные исследования в условиях, максимально приближенных к реальным. Так же стоит отметить, что использование данной конструкции стакана в совокупности с буровым станком СКБ 4 дает возможность проводить бурение в образцах большей высоты, а также бурение на блоках горных пород. Данные экспериментальные исследования позволят оценить степень износа бурового снаряда, шаров и интенсивность искривления скважины.

К числу наиболее актуальных дальнейших работ по дальнейшей модернизации стенда следует отнести:

1. Включение в конструкцию стакана датчиков по определению гидродинамических параметров двухфазного потока.
2. Поиск эффективных способов поддержания расстояния между снарядом и забоем скважины.

Таким образом, модернизированный стенд для исследования шароструйного бурения позволяет производить более емкие эксперименты и дает положительные предпосылки его использования в скором времени.

Литература

1. Ковалев А.В., Алиев Ф.Р., Горбенко В.М., Якушев Д.А. Лабораторный стенд для исследования процессов абразивного разрушения горных пород // Проблемы геологии и освоения недр: труды Семнадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова. – Томск: Изд. ТГУ. 2013. – С. 263–266.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

М. В. Нуцкова

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург

Опыт бурения скважин на территории, например, Волго-Уральской нефтегазовой провинции показывает, что значительную долю осложнений составляют поглощения бурового раствора [1], причем за последние годы наблюдается рост их числа. Это, в первую очередь, связано со снижением пластовых давлений по мере разработки и эксплуатации месторождений, подобная картина наблюдается не только в России, но и в мире. Так, например, на месторождениях Азербайджана (Балаханы, Сураханы, Аташкях и др.) выявлено

снижение начальных пластовых давлений в 7-10 раз [2]. При снижении пластовых давлений ниже гидростатических возникают искусственные зоны аномально низких пластовых давлений (АНПД), бурение скважин в которых целесообразно вести с промывкой газожидкостными смесями (ГЖС), что эффективно может быть осуществлено при использовании герметизированной системы циркуляции и контроле давления [3, 4].

Применение герметизированной системы циркуляции газожидкостной промывочной смеси в условиях АНПД позволяет осуществить бурение с отрицательным дифференциальным давлением (технология бурения в условиях депрессии). Обеспечения поддержания заданного забойного давления при использовании ГЖС можно добиться регулированием расхода пенообразующей жидкости и газа, оптимальные сочетания которых предлагается рассчитать при помощи программы «Liquid-Gas 1.3» [5]. Разработанная программа, позволяет подобрать такие расход жидкости и газа, которые для заданных пластовых условий (глубина, температура, давление), при известных конструкции скважины, колонне бурильных труб, плотности пенообразующей жидкости, среднем размере частиц шлама, обеспечивают допустимую депрессию на пласт. Программа основана на методе численного интегрирования Рунге-Кутты, адаптированной для газожидкостных смесей исследователями G. Okrobiri и C. Ikoку [6], у которых уравнение движения газожидкостной смеси представлено в следующем виде:

$$\frac{dP}{dx} = \pm g\rho + \frac{\lambda v^2 \rho}{2D_{\Sigma}}$$

где P – давление в потоке пены, Па; x – текущая координата, м; ρ – плотность газожидкостной смеси, кг/м³; λ – коэффициент гидравлического сопротивления при движении газожидкостной промывочной смеси; v – скорость движения газожидкостной смеси, м/с; D_{Σ} – эквивалентный диаметр канала потока, м (знак «+» используется при расчете давления в кольцевом пространстве, знак «-» – внутри бурильной колонны).

В алгоритме гидродинамического расчета промывки скважин газожидкостными смесями задается начальное условное значение расхода жидкости $Q_{ПОЖ}$, а также производится подбор необходимого значения $Q_{ПОЖ}$ путем увеличения его на некоторую величину $\Delta Q_{ПОЖ}$ до момента соблюдения условия $Q_g = Q_z$, где Q_g – расход, обеспечивающий вынос шлама на дневную поверхность, Q_z – расход ГЖС, обеспечивающий поддержание заданного забойного давления. В программе также учтена возможность применения различных инертных газов для аэрации, а не только для воздуха, как рассматривается в более ранних методиках.

Для оценки глубины проникновения фильтра газожидкостных промывочных смесей в пласт при превышении забойного давления выше пластового разработана методика проведения стендовых исследований. Для проведения стендовых исследований с целью получения максимально приближенной к реальным условиям характеристики потока используются различные критерии подобия, в основном – геометрическое и кинематическое. На гидродинамику промывки скважины газожидкостной смесью в большей степени влияет газосодержание, зависящее от расходов фаз. Расход фаз – кинематический фактор, который учитывается при использовании критерия Фруда (Fr), характеризующий отношение сил инерции системы к силе тяжести. У ряда исследователей он представлен разными зависимостями [7, 8], для разработанной программы наиболее близким будет уравнение, полученное В.А. Петровым, Е.Г. Леоновым и Б.С. Филатовым, поскольку учитывает скорость потока ГЖС:

$$Fr = \frac{(Q_z + Q_{ПОЖ})^2}{g \cdot D \cdot F^2}, \quad (1)$$

где Q_z – расход газа; D и F – диаметр и площадь канала фильтрации.

При расчете объемного газосодержания в программе «Liquid-Gas 1.3» забойное давление является разницей между пластовым давлением и половиной допустимого значения депрессии на пласт $P_{заб} = P_{пл} - 0,5 \cdot \Delta P$. При использовании безразмерного эквивалента давления

$$k_p = \frac{P_{заб}}{P_{ГСТ}} = \frac{P_{заб}}{g \cdot \rho_{ГЖС} \cdot H_{скв}} = \frac{P_{заб}/H_{скв}}{g \cdot \rho_{ГЖС}}$$

выражение

где $H_{скв}$ – глубина скважины, примет вид $\beta = 1 - k_p$. Поскольку

$$Q_z = \frac{\beta \cdot Q_{ПОЖ}}{1 - \beta},$$

тогда

$$Q_z = \frac{(1 - k_p) \cdot Q_{ПОЖ}}{k_p}. \quad (2)$$

Подставив (2) в (1) получим:

$$Fr = \frac{Q_{ПОЖ}^2}{g \cdot D \cdot F^2 \cdot k_p^2}.$$

Были проведены стендовые исследования промывки скважин газожидкостной смесью [9, 10]. В ходе эксперимента в первой части насосами нагнеталась газожидкостная смесь при расчетных значениях расходов фаз. Начальное давление закачки постепенно увеличивалось до критического значения, при котором имел место «прорыв» (начиналось прокачивание жидкости через образец породы), характеризующийся, через некоторое время резким ростом давления на выходе. Во второй части эксперимента клапан сброса настраивался таким образом, чтобы давление закачки не доходило на 10-15% до своего критического значения. При достижении давлением закачки значения, при котором срабатывает предохранительный клапан, через который жидкость направляется на линию сброса, имитируя движение с забоя на поверхность, после чего давление закачки стабилизируется и выходит на постоянный уровень, характеризующий расчетное забойное давление. На выходе из образца фильтрация жидкости не наблюдается.

Для оценки эффективности применения газожидкостных смесей в промысловых условиях были проведены производственные исследования на одном из месторождений Саратовской области по вскрытию продуктивного пласта с пониженными давлениями при промывке газожидкостной смесью на основе полимерного раствора, азириванного азотом. Для проведения операции был проведен расчет параметров промывки по разработанной программе. Цель работы – вскрытие продуктивного нефтяного пласта на глубине 1995 м. Осложнения, встречающиеся по разрезу скважины: поглощения промывочной жидкости в пластах, представленных песчаниками (1800–1940 м), низкие пластовые давления (1940–1995 м). При бурении скважины в интервале 1855-1940 м наблюдалось поглощение бурового раствора (до 50 м³/час). После замены раствора на газожидкостную смесь поглощение прекратилось, улучшился вынос шлама, увеличилась скорость проработки ствола скважины и последующего бурения. Продуктивный горизонт был вскрыт на депрессии с получением притока нефти [9].

Полученные результаты показывают, что разработанная программа позволяет осуществить выбор таких расходов пенообразующей жидкости и газа, которые обеспечивают поддержание допустимой депрессии на пласт, с целью сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. А при использовании герметизированной системы циркуляции газожидкостной промывочной смеси, без которой невозможно обеспечить поддержание заданных забойных давлений при использовании ГЖС, реализуется принцип сохранения окружающей среды.

Литература

1. Турицына М.В. Обоснование применения газожидкостных смесей для профилактики поглощений промывочной жидкости при проходке скважин // Научные исследования и инновации. – 2011. Т. 5. № 2. С. 61-63.
2. Дадашов И.А., Аббасов И.Ч., Меликова С.А. Пути повышения эффективности буровых работ в условиях аномально низких пластовых давлений // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2012. № 2. С. 14-19.
3. Тагиров, К. М. Бурение и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии / К. М. Тагиров, В. И. Нифантов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 160с.
4. Тагиров, К. М. Герметизированная система циркуляции для вскрытия продуктивных пластов с АВПД и АНПД на разведочных площадях с регулированием дифференциального давления в системе скважина-пласт / К. М. Тагиров // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 11. – С. 15-19.
5. Турицына М.В., Блинов П.А., Яковлев А.А. Программа Liquid-Gas 1.03 Гидравлический расчет промывки скважин газожидкостной смесью. Авторское свидетельство 2014613166 РФ; заявл. 04.12.2013; опубл. 19.03.2014.
6. Okpobiri, G. Volumetric requirements for foam and mist drilling operations / G. Okpobiri, C. Ikoku // SPE Drill. Eng. – 1986. – v. 1, – PP. 71-88.
7. Винников С.Д. Анализ критериальных зависимостей Рейнольдса и Фруда применительно к автомобильной области турбулентного потока / С.Д. Винников, Е.А. Доля, Е.В. Давыденко // Ученые записки Российского государственного гидрометеорологического университета. – 2011. – № 21. – С. 11-19.
8. Мураев Ю. Д. Газожидкостные системы в буровых работах / Ю. Д. Мураев. – СПб.: СПГИ (ТУ), 2004. – 123с.; Чилап А.Я. К согласованию критериев подобия / А.Я. Чилап // Георесурсы. – 2007. – № 4. – С. 7.
9. Турицына М.В. Гидродинамическое обоснование применения газожидкостных смесей для вскрытия пластов с аномально низкими давлениями: дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Турицына Мария Владимировна. – СПб., 2013. – 142с.
10. Петраков Д.Г., Яковлев А.А., Турицына М.В. Моделирование стендовых исследований процесса вскрытия продуктивного горизонта газожидкостными смесями // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 11. С. 30–33.

ПОДБОР ГЕОТЕРМИЧЕСКОЙ ТЕПЛОВОЙ ПМПЫ

¹А. А. Павлова, ²Хансен

Научный руководитель, доктор Х. Обермейер

¹Технологический институт, г. Карлсруэ, Германия

²Общество разведки и локализации, г. Карлсруэ, Германия

Изложенный проект включает в себя подбор геотермической тепловой помпы для дома по адресу Моцартштрасе 6, 76133, Карлсруэ, Германия. В отличие от обычных источников тепла в технологии тепловых помп не используется сжигание горючих веществ. Используется лишь бесплатная энергия из окружающей среды (воды, воздуха или недр), а тепло низкой температуры переводится в тепло с высокой температурой.

На сегодняшний день это самая эффективная и экономичная альтернатива традиционным системам жизнеобеспечения. Эта энергия принадлежит к возобновляемым источникам энергии, которые неисчерпаемы по человеческим масштабам. Уже при низких температурах грунта в близких к земле слоях (близкая к поверхностям геотермика) - это геотермическая энергия может использоваться для отопления зданий. Кроме улучшения экологического состояния для частного использования геотермики говорят много других преимуществ: экономия места, доступность, экономичная альтернатива традиционным системам жизнеобеспечения.

В основу геотермальных систем положен физический процесс передачи тепла от окружающей среды к хладагенту, подобный тому, что происходит в обыкновенном холодильнике. Около 80 % всей тепловой энергии, выделяемой геотермальной системой - не что иное, как энергия окружающей среды, поставляемая и накапливаемая внутри помещений. Она способна самовосстанавливаться, не нанося урон энергетическому и экологическому балансу планеты, а это позволяет судить о геотермальных системах как об абсолютно безопасных для природы.

Современные технологии рефрижераторных установок и применение надежных компрессоров позволили разработать уникальные методы преобразования «низкокачественного» подземного тепла в «высококачественное», годное для отопления любых помещений. Благодаря этим методам стало возможным промышленное производство тепловых насосов — главного элемента всех систем геотермального отопления.

Существует множество видов тепловых насосов, в данной работе рассмотрены два наиболее подходящих для дома типа: «вода-вода» и геотермические зонды. Подбор тепловой помпы был проведен для дома по адресу ул. Моцартштрассе, г. Карлсруэ, Германия.

Первым шагом при этом было определение отопительной мощности дома. Данный дом состоит из трех этажей, включая чердак, которые в будущем должны отапливаться. В подвале дома не предполагается отопление. Высота потолков на первом этаже составляет 3,07 м, на втором — 3 м, на чердаке — 2,5 м. Общая отапливаемая площадь составляет 418 м², объем - 1210 м³. Требуемая отопительная мощность была высчитана с помощью EU-Norm DIN EN 12831 (германский промышленный стандарт) и составила 23.983 В.

Другое значение отопительной мощности было высчитано с помощью значения требуемого для обогреть топлива и составило 34.914 В. Подбор тепловой помпы был проведен для двух значений.

Тепловая помпа «вода-вода» использует грунтовые воды как источник тепла. Это один из самых эффективных источников тепла, так как грунтовые воды сохраняют высокие температуры на протяжении года. В данном случае средняя температура грунтовых вод составляет 13,9 °С. Так как постройка и использование тепловых насосов «вода-вода» запрещено в некоторых районах города, необходимо было определить, лежит ли участок земли в области защиты грунтовых вод. Дом находится в западной части города, вне области защиты грунтовых вод. Очень важное условие для использования помпы - подходящий химический состав грунтовых вод. В воде не должны содержаться осадочные вещества, а концентрация железа, марганца и некоторых других химических элементов не должна превышать норму. По данным, взятым из источников в Карлсруэ, концентрация некоторых элементов находится вне нормы, однако отклонения не критичны.

Обеспечение питьевой водой имеет наибольший приоритет при использовании грунтовых вод, поэтому гидрогеологическая ситуация всегда очень важна для подбора тепловой помпы. Непроблематично обычно использование верхнего горизонта грунтовых вод со свободной поверхностью. В случае выбранного дома расстояние от поверхности до зеркала грунтовых вод составляет примерно 5 м (Рис. 1). Мощность верхнего горизонта под участком составляет примерно 30 м. После 35 м начинается непроницаемый слой между верхним и средним горизонтами грунтовых вод. Чтобы не задеть второй водный горизонт, необходимо бурить максимум до 35 м в глубину.

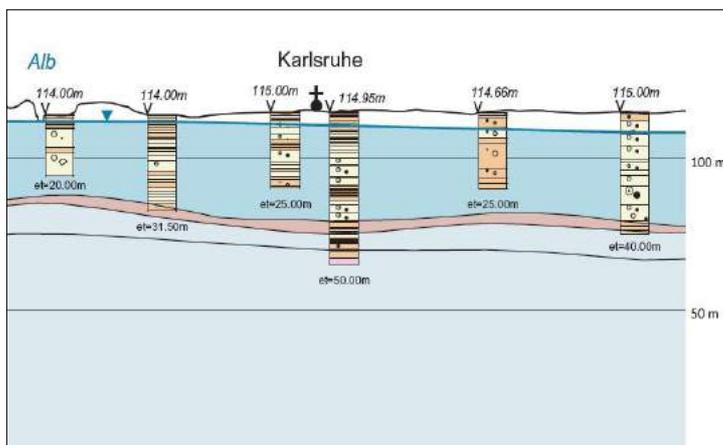


Рис. 1: Геологический разрез ниже Карлсруэ

Для двух различных значений отопительной мощности был произведен подбор двух тепловых насосов. Для 23.983 В была принята помпа Heliotherm HP28S40W-WEB с мощностью 38.050 В, для 34.914 В - Heliotherm HP32S45W-WEB с мощностью 42.560 В. Номинальный поток для требуемых мощностей составляет 5-6 м³/час. В зависимости от номинального потока были высчитаны мощность и емкость источника: 11,93 м³/час. Минимальная глубина бурения при этом составляет 10 м (5 м до зеркала грунтовых вод и минимум 3 м длины фильтра).

При этом инъекционная скважина должна быть пробурена глубже реинъекционной. Расстояние между скважинами должно составлять минимум 15 м. На данном участке, возможно, пробурить скважины на максимальном расстоянии 40 м. Скважины были пробурены перпендикулярно потоку грунтовых вод. Примерное расположение скважин представлено на рисунке 2.

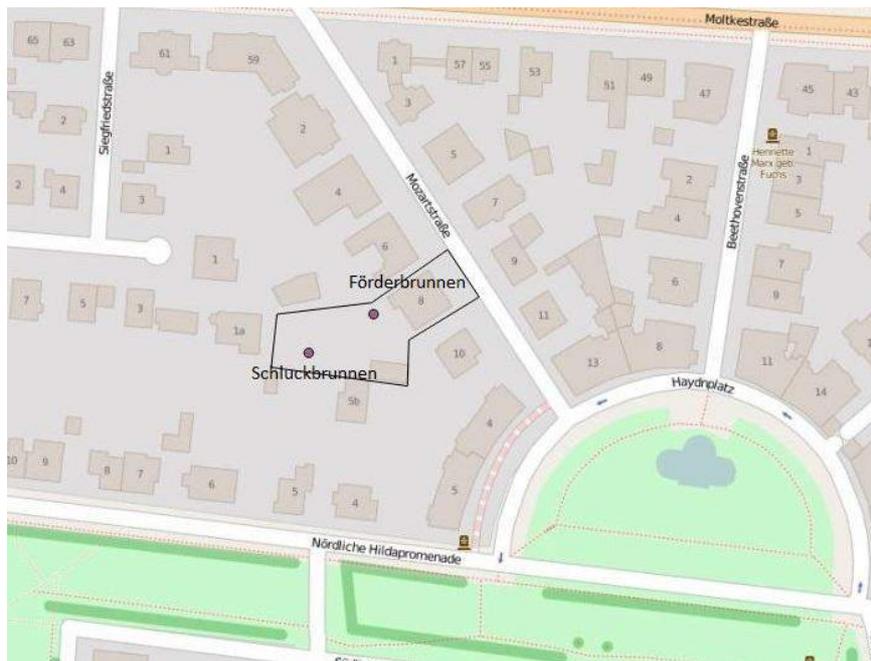


Рис. 2 Расположение скважин

Следующий тип тепловой помпы использует тепло из недр земли при помощи геотермических зондов. Как и при подборе помпы типа «вода-вода» были рассмотрены два различных случая отопительной мощности. Для мощности в 23.980 В была выбрана помпа geoTherm VWS 300 / 3 с мощностью 30.000 В, для 34.914,4 В — помпа geoTherm VWS 460/3 мощностью в 45.700 В.

Для двух типов помп были высчитаны эффективные мощности: 23333,3 В и 35544,4 В. Бурение зондов длиной от 50 до 100 м было произведено через три слоя: верхний песочно-галечный водный горизонт, разделяющий горизонт из глины и ила и второй водоносный горизонт из песка и гальки. Общая длина зондов была высчитана для двух случаев — максимальной и минимальной проводимости слоев. Также высчитаны эффективные мощности. Для минимальной мощности общая длина зондов составила 428,1-534,9 м. Максимальное число зондов в этом случае 16, минимальное — 7.

Произведенные вычисления показали, что минимальное количество зондов для данного дома составляет примерно 428 м, максимальное — 815 м. Учитывая стоимость бурения, стоимость установки геотермических зондов, такое решение экономически не выгодно, поэтому было принято решение произвести установку помпы "вода-вода".

Литература

1. Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Grundwasserwärmepumpen, Umweltministerium Baden-Württemberg, Auflage, April 2009.
2. Wärmepumpen für Heizen und Warmwasserbereitung, Projektierungs- und Installationsbuch, Dimplex, 2014
3. Planungsunterlage Luft-Wasser und Sole-Wasser Wärmepumpe, Wolf
4. Wärmepumpenanlagen, Das kleine Helferlein für Einsteiger, Johannes Wegesin, 1. Auflage, 2011
5. DIN EN 2831, 2003
6. VDI 4640, 2011

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ СПОСОБОВ ПОДВЕСКИ ХВОСТОВИКА С. Э. Плетнев

Научный руководитель, ассистент А. В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия в мировой практике бурения выросло число наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Это определило разработку специальных технологий и специального оборудования для строительства скважин, а также существенную модернизацию технологий заканчивания скважин. Целью данной работы является обзор и анализ современных способов подвески хвостовика и устройств, необходимых для их осуществления.

Существуют три принципиально различающихся между собой способа глубинной подвески хвостовиков и секций обсадных колонн при креплении скважин: а) на цементном камне; б) на клиньях; в) на

опорной поверхности [1]. Также большинство подвесок можно распределить по группам в соответствии с механизмом их установки, который бывает либо механическим, либо гидравлическим. Кроме этого, подвески могут быть классифицированы по числу конусов и возможности вращаться после того, как подвеска была установлена.

Цементируемые хвостовики подвешивают как в обсаженном (рисунок 1, а), так и в необсаженном стволе скважины (рисунок 1, б) непосредственно в процессе их цементирования. При этом подвеска производится в следующей последовательности: 1) подъем тампонажного раствора на всю длину обсадной колонны, удерживаемой на весу бурильными трубами; 2) удаление тампонажного раствора, поднятого над хвостовиком; 3) отсоединение бурильных труб от хвостовика только после образования за обсадными трубами цементного камня. Обсадные трубы остаются зацементированными в растянутом состоянии. Для подвески хвостовиков, верхняя часть которых находится в ранее обсаженном стволе скважины, применяют схожие устройства, различающиеся незначительными конструктивными особенностями.

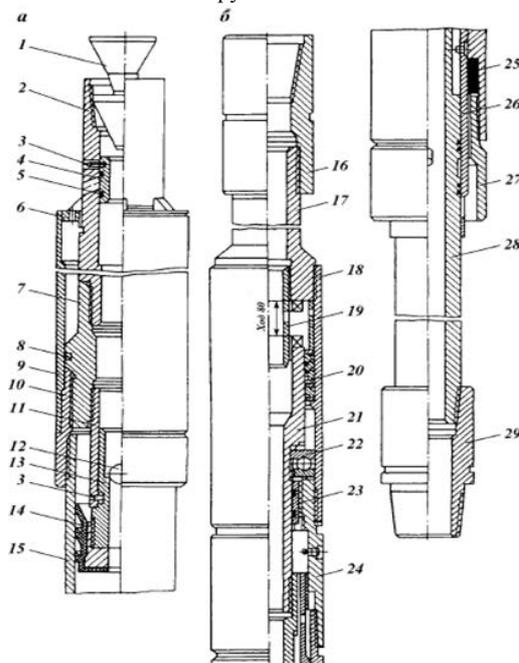


Рис.1 Подвеска хвостовика на цементном камне в обсаженном (а) и необсаженном стволе (б):

1 – управляемая пробка; 2 – удлинитель; 3 – срезной штифт; 4 – запорная втулка; 5 – уплотнительное кольцо; 6 – крышка; 7 – nipple разъединителя; 8 – манжета; 9 – раструбная часть разъединителя; 10 – муфта разъединителя; 11 – несущий патрубок; 12 – шар; 13 – седло; 14 – подвесная разделительная цементировочная пробка; 15 – обсадная труба; 16 – замковая муфта; 17 – переводник корпуса; 18, 24, 25 – верхняя, средняя и нижняя части корпуса; 19 – патрубок; 20 – манжетные уплотнители; 21, 28 – верхняя и нижняя секции шпинделя; 22 – упорный подшипник качения; 23 – радиальный подшипник скольжения; 26 – золотник; 27 – нажимная гайка; 29 – замковый nipple.

Хвостовики, устанавливаемые на клиньях, подвешивают только в обсаженной части скважины. Основной принцип этого способа установки заключается в том, что верхнюю часть хвостовика заклинивают в предыдущей колонне с помощью клиновидных плашек, выдвигаемых в кольцевой межколонный зазор. Для установки хвостовика при таком способе используют «механические», «гидравлические» или «гидромеханические» подвески.

«Механические» подвески хвостовика (рисунок 2) срабатывают за счет механического воздействия на бурильные трубы (вращение, создание осевой нагрузки).

«Гидравлические» подвески хвостовика (рисунок 3) устанавливаются за счет воздействия нагнетаемого давления на элемент подвески, который способствует выдвиганию клиньев.

Подвесные устройства, устанавливаемые на опорной поверхности, обеспечивают подвеску хвостовиков на различных участках предыдущей обсадной колонны, где расположен специальный упор. Упорами, на которых устанавливают хвостовики, могут служить внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину; верхняя часть ранее спущенного хвостовика; зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной предыдущей обсадной колонны. Каждому из указанных трех видов опорной поверхности соответствует подвесное устройство, которым оборудуют спускаемый хвостовик.

Анализируя вышеперечисленные способы установки хвостовика, можно выявить преимущества и недостатки каждого из них. К недостаткам цементируемых хвостовиков можно отнести большие материальные затраты на процесс цементирования и дополнительные усилия на его продавку, а также высокую степень загрязнения продуктивного пласта. Главным недостатком клиновых подвесных устройств является высокая вероятность преждевременного срабатывания. А группа устройств, устанавливаемых на опорной поверхности,

может быть, использована только при условии спуска хвостовика до заданной глубины. Т.е. при нарушении этого условия, в случае недоспуска хвостовика, устройство не дойдет до упора и не работает.

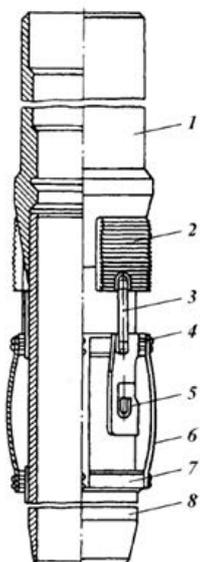


Рис.2 Механическая клиновая подвеска:
1 – конусообразная муфта; 2 – клиновые плашки; 3 – соединительная пластина; 4,7 – верхнее и нижнее кольца центратора; 5 – штифт; 6 – пружинный центратор; 8 – корпус

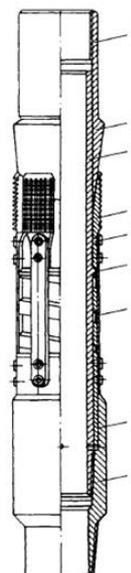


Рис.3 Гидравлическая клиновая подвеска:
1 – обсадная труба; 2 – конусообразная муфта; 3 – корпус; 4,7 – верхнее и нижнее кольца центратора; 5 – штифт; 6 – пружинная планка центратора; 8 – поршень; 9 – соединительная муфта

Выбор способов подвески хвостовиков в конкретных геолого-технических условиях осуществляется, исходя из следующих основных факторов: глубина установки хвостовика; параметры кривизны скважины; типоразмер и вес бурильных труб; скважинные условия, воздействию которых может подвергаться подвеска хвостовика.

В данной работе проведен обзор и анализ подвесных устройств хвостовиков. Следует сказать, что к числу актуальных направлений дальнейших исследований следует отнести оптимизацию технологии установки хвостовиков.

Литература

1. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин / Под ред. А.И. Булатова – М.: Недра, 2003. – 1007 с.
2. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / Под ред. А.М. Гусмана – Научное издание, 2002. – 592 с.
3. Выбор подвески хвостовика // URL: <http://alshaheenweatherford.com>

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ БУРЕНИИ ОДНОСЛОЙНОЙ АЛМАЗНОЙ КОРОНКОЙ С СИНТЕТИЧЕСКИМИ МОНОКРИСТАЛЛАМИ

М. С. Попова, С. Н. Парфенюк

Научный руководитель, доцент А. А. Каракозов

Донецкий национальный технический университет, Донецк, Украина

Наиболее перспективным способом разведки месторождений полезных ископаемых является алмазное бурение. Успехи Института сверхтвёрдых материалов (ИСМ) им. В.Н. Бакуля НАН Украины в области синтеза алмазных монокристаллов с повышенной термостойкостью обеспечили сырьевую базу для создания новых однослойных коронок для бурения геологоразведочных скважин в породах VII-IX категории по буримости [4].

В настоящее время использование компьютерного моделирования позволяет более детально проанализировать работу коронки на забое скважины по сравнению с использованием аналитических зависимостей. Для коронок с радиальной раскладкой, считающихся наиболее эффективными, был разработан ряд компьютерных моделей, основанных на рассмотрении системы «коронка – забой скважины». При этом осуществлялось комплексное исследование сопряженных гидравлических и термодинамических процессов, протекающих на забое при работе коронки [1].

Учитывая различную толщину снимаемого слоя породы и окружную скорость для каждого алмаза, можно определить распределение забойной мощности на отдельном алмазе, которая будет различна для алмазов

даже одного радиального ряда [2, 3]. Как следствие, алмазы и торец коронки будут неравномерно нагреваться в процессе бурения. Кроме того, на распределение температуры будет существенно влиять циркуляция жидкости в промывочной системе коронки. Результаты моделирования тепловых и гидравлических процессов, протекающих при бурении на забое скважины (рис. 1), показали, что алмазы первых радиальных рядов многорядных секторов сильнее омываются промывочной жидкостью, которая поступает в промывочный канал, и, следовательно, охлаждаются лучше, чем более отдаленные от промывочного канала алмазы вторых радиальных рядов. Поэтому алмазы второго радиального ряда каждого сектора подвергаются наибольшему нагреву и износу, и при прочих равных условиях они первыми будут выходить из строя.

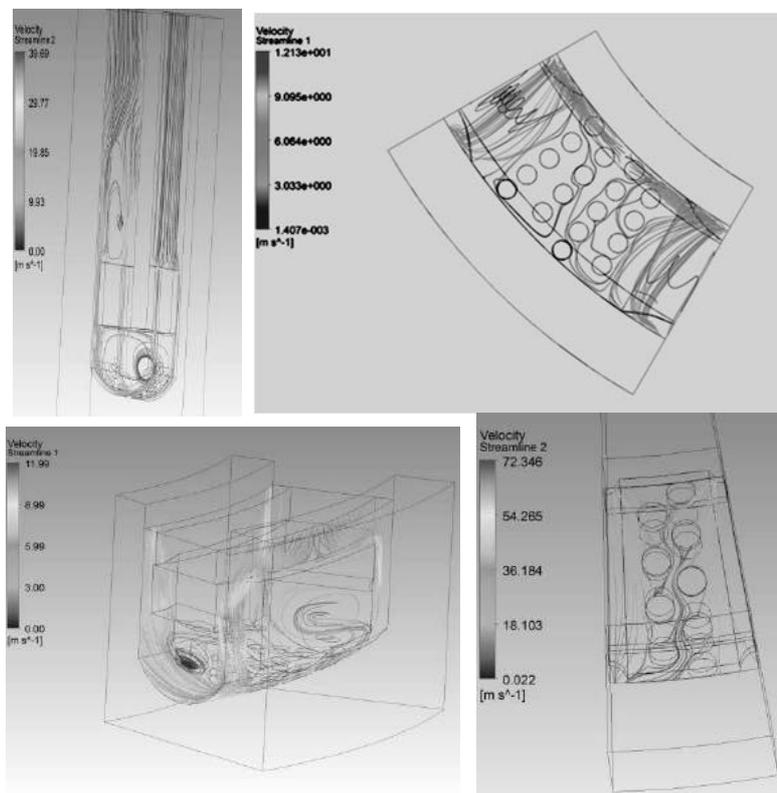


Рисунок 1 – Пример результатов определения характера движения жидкости в циркуляционной системе коронки.

Для конструкций коронок с двумя радиальными рядами в секторе алмазы более равномерно омываются и охлаждаются промывочной жидкостью, что является одним из преимуществ данной конструкции коронки.

Результаты моделирования теплового режима показывают, что при одном и том же распределении углубки за оборот на каждый алмаз сектора, температура нагрева алмазов с двумя радиальными рядами в секторе в 1,3–3 раза меньше чем у коронки с четырьмя радиальными рядами (табл. 1), однако эта разница резко уменьшается с увеличением частоты вращения, практически исчезая при частотах свыше 800 об/мин.

Отличительной особенностью распределения температур в коронке с двумя радиальными рядами в секторе является более выраженный нагрев периферийных алмазов, обусловленный более высокими окружными скоростями резания. В связи с этим, в реальных конструкциях коронок на периферийных линиях резания рекомендуется устанавливать более термостойкие алмазы.

Учитывая возможную перспективность двухрядных коронок для внедрения в практику буровых работ, был проведен анализ их эффективности в зависимости от следующих конструктивных параметров: расстояния между рядами алмазов (L_p), длины сектора (L_c), длины окна промывочного канала (L_k). В результате проведенных расчетов были определены следующие рациональные соотношения между конструктивными параметрами коронки [5]:

- Длина окна промывочного канала равна расстоянию между рядами алмазов ($L_k = L_p$);
- Длина сектора равна трем длинам окна промывочного канала ($L_c = 3 L_k$);
- Сумма длин сектора и окна промывочного канала находится в пределах 5-5,5 диаметров объемных алмазов ($L_c + L_k = 5 \div 5,5 d_a$).

Таблица 1. Максимальная температура (°С) по результатам моделирования нагрева алмазов для различных конструкций коронки и частот вращения (при осевой нагрузке 20 кН)

Количество радиальных рядов в секторе	Количество секторов	Подача жидкости, л/мин	Частота вращения, об/мин		
			200	600	1000
7	10	70	35	59	81
		40	37	64	86
		19	39	69	91
4	12	70	37	69	94
		40	41	73	97
		19	43	72	102
3	28	70	27	40	54
		40	28	45	62
		19	31	53	75
2	38	70	24	31	38
		40	25	34	42
		19	26	38	51

В конструкции коронки с четырьмя радиальными рядами в секторе рекомендуется использовать в одном секторе алмазы различных групп прочности. В первом рабочем ряду сектора всегда нужно использовать более прочные алмазы, а для последующих рядов возможно использование алмазов партий меньшей прочности. Причем прочность алмазов первых двух радиальных рядов (P_1) и алмазов других радиальных рядов должны быть связаны отношением $P_1 = P_2 \cdot l_k / l_a$, где l_k и l_a – расстояние в линии резания, соответственно, между первыми алмазами сектора и последними алмазами предыдущего сектора и между соседними алмазами сектора.

Таким образом совместное рассмотрение гидравлических и термодинамических процессов на забое скважины при бурении алмазной однослойной коронкой позволило разработать рекомендации к проектированию однослойных алмазных коронок для бурения в породах VII-IX категории по буримости. На основе полученных рекомендаций была разработана конструкция однослойной коронки БСО-1 диаметром 93 мм, оснащенной термостойкими монокристаллическими алмазами с размером зерна 1,6/1,25 мм.

Литература

1. Каракозов, А. А. О процессе взаимодействия алмазов с забоем скважины при работе однослойных коронок / А. А. Каракозов, М. С. Попова, Р. К. Богданов, А. П. Загора // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – Вып. 14. – К.: ИСМ им. В. Н. Бакуля, НАН Украины, 2011. – С. 78–85.
2. Каракозов, А. А. Определение максимальной углубки алмазных резцов однослойных коронок с радиальной раскладкой / А. А. Каракозов, М. С. Попова, С. Н. Парфенюк, Р. К. Богданов, А. П. Загора // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения / Сб. науч. тр. – Вып. 15. – Киев: ИСМ им. В. Н. Бакуля, НАН Украины, 2012. – С. 203–206.
3. Каракозов, А. А. Разработка алмазного породоразрушающего инструмента для колонкового бурения скважин на основе синтетических монокристаллов с повышенной термостойкостью / А. А. Каракозов, М. С. Попова, С. Н. Парфенюк, Р. К. Богданов, А. П. Загора // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: «Грично-геологічна». – Вып. 1(20). – Донецьк, ДонНТУ, 2014. – С. 132–137.
4. Zanevskii, O. A. Production of coarse-grained high-strength microgrits to be used in drilling tools / O. A. Zanevskii, S. A. Ivakhnenko, G. D. Il'nitskaya, A. P. Zakora, R. K. Bogdanov, A. A. Karakozov, M. S. Popova // Journal of Superhard Materials. – Vol. 37. – No. 2. – Elsevier B.V., 2015. – С. 85–96.
5. Патент на корисну модель 91720 UA, МПК E21B 7/00. Алмазна одношарова бурова коронка [Текст] / Каракозов А.А., Попова М.С., Богданов Р.К., Загора А.П.; заявник і патентовласник Донецький національний технічний університет. – № u201402067; заявл. 28.02.14; опуб. 10.07.14, Бюл. № 13. – 3 с. : ил.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СОЛЕЙ ПОЛИВАЛЕНТНЫХ МЕТАЛЛОВ НА СВОЙСТВА РАСТВОРОВ ПОЛИСАХАРИДНЫХ РЕАГЕНТОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛЬНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А. С. Савинов

Научный руководитель, доцент К. М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день, установлено отрицательное воздействие микроорганизмов на процессы нефтедобычи, начиная от бурения скважин и заканчивая транспортировкой товарной нефти. При бурении жизнедеятельность целлюлозоразлагающих и других видов бактерий приводит к быстрому ухудшению технологических свойств бурового раствора, которое выражается, в частности, в изменении реологических свойств и в повышении показателя фильтрации. Сооружение скважин в сложных геологических условиях с применением комплексов ССК (снарядов со съёмными керноприемниками) невозможно без применения современных буровых технологических жидкостей.

Различные формы неустойчивости ствола, возникающие в результате взаимодействия между буровым раствором и глинистыми формациями, обязательно связаны с явлениями гидратации. Возможны два механизма адсорбции воды на глинистых частицах: адсорбция мономолекулярных слоев воды на плоских поверхностях кристаллических решеток частиц (которая обычно называется кристаллическим набуханием или поверхностной гидратацией) и осмотическое набухание, происходящее вследствие высокой концентрации ионов, удерживаемых электростатическими силами вблизи поверхности глинистых частиц. Лабораторные исследования показали, что одного защитного действия полимеров недостаточно для предотвращения набухания и для уменьшения отталкивающих сил между поверхностями глинистых частиц. В водной фазе должны присутствовать растворимые соли, добавление которых оказывает определенное влияние на реологические свойства растворов, от которых зависит в первую очередь интенсивность удаления бурового шлама. Неудовлетворительные реологические свойства могут привести к таким серьезным осложнениям, как образование пробок в стволе скважины, забивание шламом призабойной зоны, снижение механической скорости бурения, прихват бурильной колонны, размыв стенок скважины и столбиков керна, поглощение бурового раствора.

В своей работе провёл исследование реологических и технологических свойств модельных буровых растворов после введения в них солей. Буровые растворы готовили роспуском бентонитовой глины (ПБМА) в дистиллированной воде, в глинистую суспензию вводил 0,25% исследуемого полимерного реагента: ПАЦ НВ, полицелл, КМЦ. После добавления реагентов, вводил соль в соотношении 1 мл. раствора солей на 100 мл. испытуемого раствора. Провёл опыты с солями магния, кальция, железа. Постоянно контролировал pH раствора. Поддерживал число pH раствора после введения солей. Изучение реологических свойств проводил на роторном вискозиметре OFITE 800. Фильтрационные характеристики буровых растворов определял с использованием Фильтр-пресса OFITE.

Расчёты по показаниям вискозиметра OFITE 800:

Кажущаяся вязкость (AV), сП = показания при 600 об/мин/2.

Определение показателя фильтрации:

Камеру берут вверх дном, и заполняют её, свежеперемешанным буровым раствором не доходя до верхнего края j дюйма (0,6см).

Затем накрывают сухим бумажным фильтром и закрывают крышкой.

Переворачивают собранный прибор вертикально и укрепляют в держателе.

Помещают чистый сухой градуированный цилиндр под выходное отверстие и открывают впускной клапан.

Создают в фильтрационной камере давление 100 фунтов/дюйм² (0,7 Мпа) и фильтруют в течение 30 минут.

Через 30 минут сбрасывают давление, закрывают впускной клапан и измеряют объем, собранного фильтрата в см³. По стандарту API при использовании мини фильтра-пресса собранного фильтрата умножается на 2.

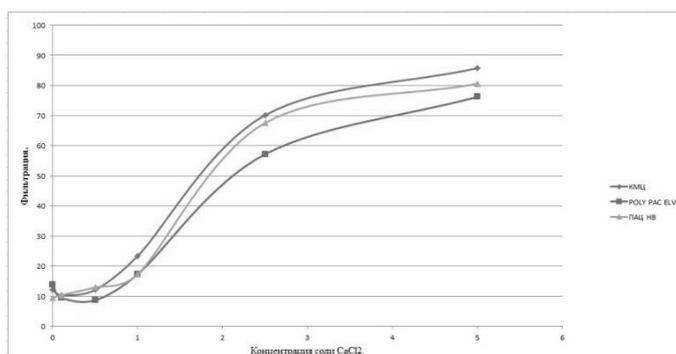


Рис 1. Зависимость фильтрации от концентрации соли CaCl2.

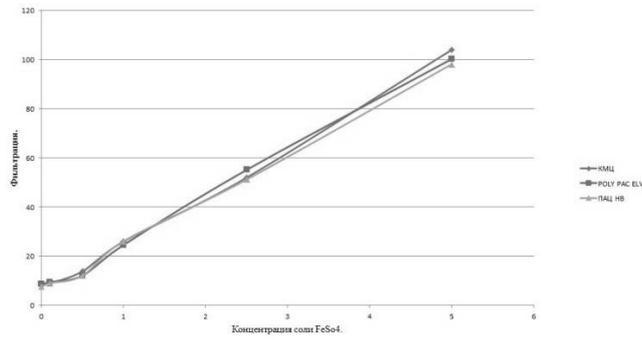


Рис 2. Зависимость фильтрации от концентрации соли FeSo4.

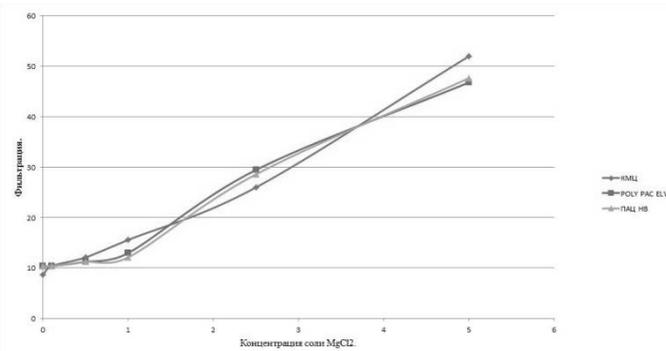


Рис 3. Зависимость фильтрации от концентрации соли MgCl2.

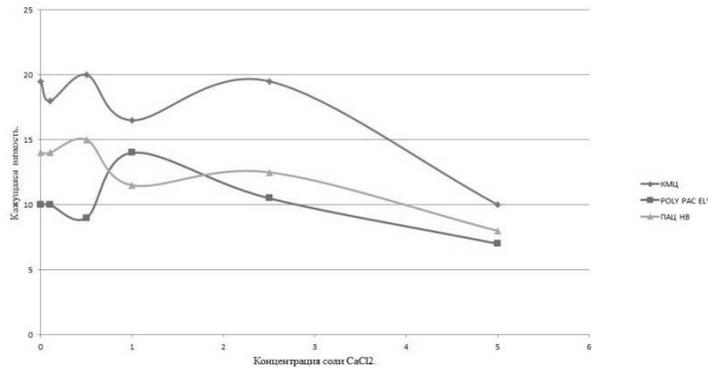


Рис 4. Зависимость Кажущейся Вязкости от концентрации соли CaCl2.

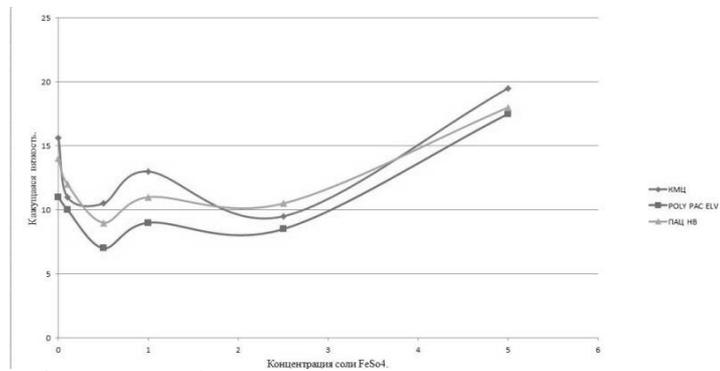


Рис 5. Зависимость Кажущейся Вязкости от концентрации соли FeSo4.

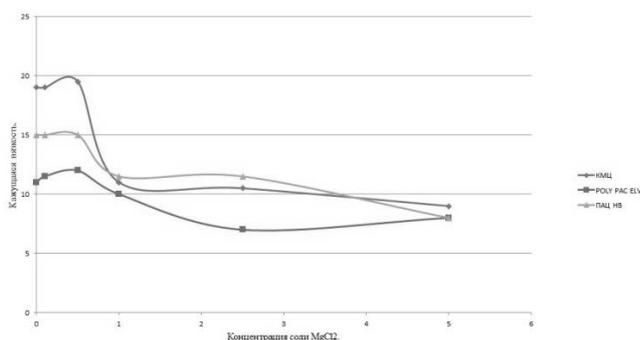


Рис 6. Зависимость Кажущейся Вязкости от концентрации соли MgCl2.

Из выше представленных графиков можно сделать вывод, что с повышением фильтрации солей : MgCl₂, AlCl₃ и FeSO₄ фильтрация увеличивается, следовательно ухудшаются реологические свойства буровых растворов. Исключение : Соль FeSO₄, реологические свойства раствора при концентрации соли 5% стали улучшаться.

Литература:

1. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: издательство «Летопись».
2. В.И. Осипов. Микроструктура глинистых пород. – М.: Недра, 1989.

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ КАТАСТРОФИЧЕСКИХ ПОГЛОЩЕНИЙ

М. А. Сенченко

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При бурении нефтяных и газовых скважин одним из главных и наиболее часто встречающихся видов осложнений является поглощение буровых растворов. Из них наиболее сложными являются катастрофические поглощения с интенсивностью, достигающей значений свыше сотни кубических метров в час.

Известные методы ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений условно можно разделить на три основные группы [5]:

- намыв наполнителей;
- установка перекрывающих труб (профильных перекрывателей и «хвостовиков»);
- закачивание тампонажных смесей.

Способ намыва наполнителей заключается в закупоривании поровых каналов и трещин материалами, доставляемыми в зону поглощения различными жидкостями-носителями, например, буровыми растворами, инвертными эмульсиями и др. Эти материалы могут быть различны по виду и фракционному составу. В зависимости от размера трещин и каверн подбирают соответствующие размеры наполнителей.

Технология установки перекрывающих труб предусматривает изоляцию зоны поглощения специальными профильными обсадными трубами. Профильные перекрыватели выпускаются двух типов: ОЛКС-216у - для установки в стволе скважины диаметром 215,9 мм с последующим переходом на бурение ствола скважины диаметром 190,5 мм и ОЛКС-216 - для установки в стволе скважины диаметром 215,9 мм с предварительным расширением ствола в интервале его установки. В последнем случае диаметр ствола скважины остается прежним - 215,9 мм.

Основной недостаток профильного перекрывателя ОЛКС-216у связан с последующей потерей диаметра ствола скважины с диаметра 215,9 мм до 190,5 мм. Перекрыватель ОЛКС-216 - лишен этого недостатка, однако, появляется трудоёмкий и ненадёжный процесс расширения участка ствола скважины в условиях поглощения. Перекрытие зоны полного (катастрофического) поглощения «хвостовиком» считается достаточно традиционным и надёжным методом [4].

Способ закачивания тампонажных смесей заключается в изоляции поглощающих каналов загустевшими или твердеющими тампонажными смесями. В большинстве случаев тампонажные смеси приготавливают на поверхности и закачивают по буровым трубам или по стволу скважины. Если устье скважины оборудовано превентором или на конце буровых труб установлен пакер, то смесь задавливается в поглощающий пласт. В случае необходимости, перед задавливанием в пласт, тампонажную смесь выдерживают в стволе скважины. Одновременно на поверхности контролируется пластическая прочность пробы смеси. Успех операции при изоляции зоны поглощения зависит от свойств применяемой тампонажной смеси и от технологии доставки ее в зону.

Но особенно остро стоит проблема при возникновении внезапного поглощения при бурении поисково-разведочных скважин, а для его оперативной ликвидации на буровой нет заранее подготовленных технических средств и эффективных тампонажных материалов, а также технологий их применения.

В этой связи эффективно применение тампонажных смесей на основе глинистых растворов, которыми вскрыт осложнённый интервал, с последующим их переводом в вязко-упругие расширяющиеся системы. Эта система актуальна для оперативной ликвидации указанных осложнений, что в ряде случаев позволяет сократить время строительства скважины на 20 – 25% [2].

В качестве примера придания тампонажной смеси необходимых свойств с использованием реагента, рассмотрим суперабсорбент «Петросорб» изготовленного на основе акрилового полимера. Указанный реагент представляет собой водонабухающий сополимер карбоновых кислот акрилового ряда, их эфиров и солей, имеет вид белого или слабоокрашенного порошка с дисперсностью ≤ 3 мкм. При взаимодействии с водой интенсивно поглощает её (до 225 г/г в водопроводной воде), превращаясь в плотную гелеобразную массу с образованием отдельных гранул сечением 5 - 8 мм и более. Активная фаза набухания приходится на первые 10 минут взаимодействия со средой. Минерализация сказывается негативно на увеличении размеров частиц, при показателе кислотности равном четырём конечный диаметр в 2 – 2,5 раза меньше, чем при набухании за тот же промежуток времени в нейтральной среде [3].

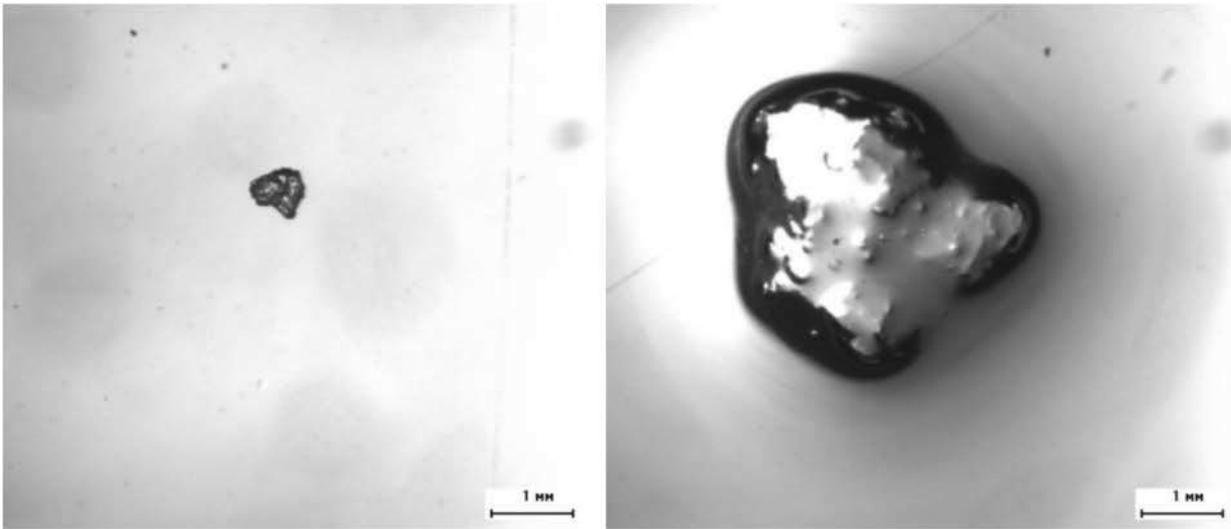


Рисунок 1 - Фотографии частиц «Петросорба»: а) до контакта с водой; б) после 30 минут контакта с водой.

При исследовании структурно-реологических свойств тампонажных смесей на основе глинистых растворов с добавлением «Петросорба», при этом наблюдается рост пластической вязкости и динамического напряжения сдвига в 1,5 – 2,5 раза по сравнению с первоначальными значениями [1].

На графике 1 представлена динамика изменения проницаемости пористой среды в зависимости от концентрации полимера в исходном глинистом растворе.

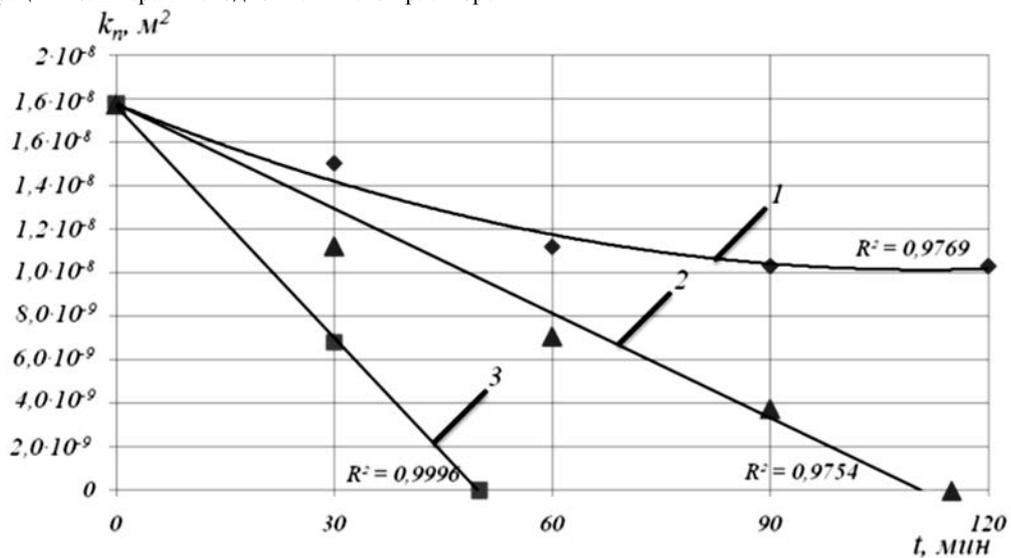


График 1 - Результаты исследования закупоривающей способности тампонажной смеси на основе малоглинистого раствора плотностью 1050 кг/м³.

1 – глинистый раствор + «Петросорб» 1%; 2 – глинистый раствор + «Петросорб» 2%; 3 – глинистый раствор + «Петросорб» 3%.

Из графика 1 видно, что коэффициент проницаемости значительно снижается с течением времени. Так при плотности раствора 1050 кг/м³ и содержании «Петросорб» 1% проницаемость снижается на 40% в течение первых 90 минут, а при увеличении до 3% проницаемость снижается до нуля в течение 50 минут.

Также исследования показали, что плотность исходного бурового раствора значительным образом влияет на закупоривающую способность тампонажной суспензии: при значении 1150 кг/м³ полная закупорка каналов происходит в 1,5 – 2 раза быстрее, чем показано на графике 1, а при увеличении этого значения до 1500 кг/м³ в 3 – 4 раза [3].

Таким образом, изменяя плотность исходного бурового раствора и содержание суперабсорбента в пределах 1 – 3%, полная закупорка фильтрационных каналов происходит в течение 10 – 120 минут.

При использовании акрилового полимера «Петросорб» в качестве добавки в рабочий глинистый раствор при тампонировании скважин возможны три технологических схемы:

- первая технологическая схема может применяться при незначительных глубинах бурящейся скважины от 400 до 500 м. Она предусматривает введение абсорбента в рабочий глинистый раствор сразу после возникновения его поглощения;
- при возникновении поглощения на глубинах более 500 метров целесообразно использовать бесконтейнерную доставку набухающего полимера по схеме параллельной закачки. Тампонажный материал также закачивается по КБТ, но в гидрофобизирующей среде. Одновременно производится закачка пресной воды по затрубному пространству, соединяясь с которой в поглощающем интервале тампонажная система создаёт противофильтрационную завесу;
- при возникновении поглощения на глубинах свыше 1000 метров затраты компонентов тампонажной смеси могут быть очень велики, причём буровая бригада не всегда может быть обеспечена ими в нужном количестве. Для решения этой проблемы предложена третья схема с использованием устройства для ликвидации поглощений на больших глубинах. Разработанное тампонажное устройство для ликвидации поглощений на больших глубинах изображено на рисунке 2 [4].

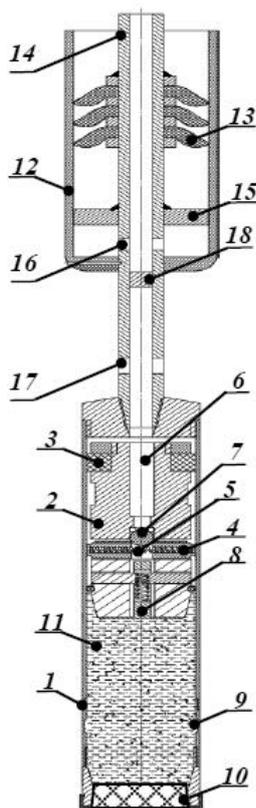


Рисунок 2 - Тампонажное устройство для ликвидации поглощений на больших глубинах:
 1 – контейнер; 2 – поршень; 3 – уплотнительная манжета; 4 – пальцы-фиксаторы; 5 – пружина; 6 – осевой проходной канал; 7 – шаровой клапан; 8 – нижний тарельчатый клапан; 9 – проточка; 10 – пробка; 11 – гранулы водонабухающего полимера; 12 – цилиндрический корпус; 13 – пакер; 14 – буровые трубы; 15 – перегородка; 16 – радиальные выпускные отверстия; 17 – впускные радиальные отверстия; 18 – заглушка.

Устройство работает следующим образом: при достижении устройством осложненного интервала включаются буровые насосы, начинается нагнетание промывки в полость буровых труб 14, через радиальные выпускные отверстия 16 промывка попадает в полость между дном цилиндрического корпуса 12 и перегородкой 15. Под воздействием избыточного корпус 12 движется вниз, освобождая уплотнительные элементы пакера 13. Края уплотнительных элементов пакера 13 прижимаются к стенке скважины за счет создания избыточного

давления под пакерующим узлом, герметизируя поглощающий интервал. При достижении корпусом 12 нижнего положения, создается канал для движения промывочной жидкости из радиальных выпускных отверстий 16 к радиальным впускным отверстиям 17. Затем через колонну бурильных труб 17 в контейнер закачивается вода или рабочий буровой раствор, под давлением которой поршень 2 перемещается вниз, выдавливая из контейнера пробку 10 и тампонажный водонабухающий полимер 11.

Гранулы тампонажного водонабухающего полимера 11, соединяясь со скважинной водой, образуют в поглощающем интервале вязкопластичную тампонажную структуру. Буровыми насосами создается избыточное давление и гранулы тампонажного водонабухающего полимера задавливаются в поры и трещины околоскважинного пространства.

По окончании набухания полимера и образования в трещинах и порах тампонажной завесы устройство извлекается из скважины, после чего возобновляется процесс её бурения [4].

Опробование суперабсорбента «Петросорб» в составе тампонажной смеси на ОАО «Тюменбургаз» при ликвидации поглощения в скважине 31.1 на Южно-Юбилейном месторождении показало положительный результат. Анализ результатов применения соляро-бентонитовой смеси с «Петросорбом» показал, что данная технология по сравнению с традиционной позволяет сократить время на проведение изоляционных работ в 2 раза.

В заключении выводы:

1. При добавлении в глинистый раствор «Петросорба» существенно повышается его тампонирующая способность.
2. Активность реагента «Петросорб» снижается с повышением минерализации дисперсионной среды тампонажного раствора, причём наиболее активная фаза его набухания приходится на первые 10 минут взаимодействия с водой.
3. Оптимальная концентрация абсорбента в смеси глинистого раствора и «Петросорба» составляет 1,0ч3,0 %, в зависимости от плотности исходного раствора.
4. Разработанная конструкция тампонажного снаряда, спускаемого в скважину на бурильных трубах, в состав которого входит пакерующий элемент, позволяет разобщать поглощающий интервал и остальной ствол скважины, что способствует сокращению затрат тампонажного материала на проведение изоляционных работ.
5. Апробация реагента «Петросорб» при ликвидации поглощения большой интенсивности в условиях реальной скважины показала его высокую эффективность, позволяющую снизить затраты времени на тампонирувание осложнённого интервала в 2 раза.

Новый отечественный водонабухающий полимер «Петросорб» является суперабсорбентом, имеющим высокую величину относительного набухания, что указывает на его потенциальную эффективность при использовании в составе вязко-упругих расширяющихся тампонажных материалов.

Для дальнейшего развития бурения глубоких разведочных скважин необходимо продолжить исследования по созданию композиций вязко-упругих тампонажных расширяющихся смесей, совершенствовать конструкции тампонажных устройств для проведения оперативных работ по ликвидации возникающих поглощений промывочной жидкости высокой интенсивности вплоть до катастрофических.

Литература

1. Иванов А. И. Тампонажные материалы и технологические приемы проведения изоляционных работ при бурении скважин на нефть и газ / *Wiertnictwo Nafta Gas. Pylrocznik Akademii Gymniczo-Hutniczej im. Stanislaw Staszica. Krakow*: 2008. – том 25 (2). – s. 311 – 316.
2. Иванов А.И. Обоснование и разработка технологии и техники ликвидации катастрофических поглощений при бурении разведочных скважин / Диссертация, Санкт-Петербург, 2009, 126с
3. Николаев Н. И. Результаты аналитических и экспериментальных исследований закупоривающей способности полимерглинистых тампонажных составов при бурении нефтяных и газовых скважин / Николаев Н. И., Иванов А. И. // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – №5. – С. 8 – 11.
4. Николаев Н. И. Технология ликвидации поглощений бурового раствора при строительстве нефтяных и газовых скважин / Николаев Н. И., Николаева Т. Н., Иванов А. И. // *Инженер-нефтяник. Научно-технический журнал*. Москва: ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз», 2009. – №1. – С. 5 – 8.
5. Николаев Н. И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложнённых условиях / Николаев Н. И., Иванов А. И. // *Записки Горного института*. С-Пб: СПбГГИ, 2009. – №183. – С. 67 – 71.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАБИЛЬНОСТИ И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЕННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

М. А. Сухарев

Научный руководитель, доцент К. М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях низких пластовых давлений, свойственных истощенным газовым месторождениям, процессы ремонта и освоения скважин крайне затруднены из-за сильных поглощений технологических жидкостей продуктивным пластом. Аналогичные условия свойственны подземным хранилищам газа, созданным

на базе истощенных нефтегазовых месторождений. Одним из основных требований к используемому агенту - сохранение естественной проницаемости коллектора в прискважинной зоне, возможность проводить разработку при низких пластовых давлениях, а также хорошая стабильность и высокая выносящая способность. Результаты исследований, а также отечественный и зарубежный опыт работы показывает перспективность применения в данных случаях пенных систем [2].

Пены – это ячеисто-пленочные дисперсные системы, образованные множеством пузырьков газа, разделенных тонкими пленками жидкости. Обычно газ рассматривается как дисперсная фаза, а жидкость - как дисперсионная среда. При малой вязкости пены относятся к короткоживущим дисперсным системам. Вследствие большой разности плотностей газа и жидкости они быстро расслаиваются на чистую дисперсионную среду и более концентрированную пену, которая в зависимости от условий и концентрации поверхностно-активного вещества (ПАВ) либо быстро разрушается, либо превращается в полиэдрическую пену. Введение ПАВ в жидкость существенно изменяет свойства газовых дисперсий и жидких пленок: снижается поверхностное натяжение на поверхностях раздела жидкость-газ, облегчается диспергирование газа и уменьшается размер пузырьков, изменяется режим и скорость их всплывания [3].

Параметрами, определяющими качество и возможность использования пен, являются плотность, кратность, реологические свойства и устойчивость [5]. В данной работе проводили исследования стабильности и реологических свойств пенных систем. В качестве пенообразователя использовали алкилбензолсульфоокислоту (АБСК). Концентрация АБСК влияет не только на количество инклюдированного воздуха, но и на дисперсность пены. С увеличением содержания ПАВ снижается поверхностное натяжение и легче зарождаются пузырьки пены [1]. В качестве стабилизаторов использовали флотореагент марки Т-66, в пропорциях 1:1, 2:1 и 3:1 к АБСК, и сивушное масло в пропорции 1:1 к АБСК. Требуемое количество исследуемой смеси пенообразователя добавляли к определенному количеству воды, после чего в мешалке при частоте 10 000 об/мин готовили пену в течении 2 минут [4]. Устойчивость пены измеряли с помощью мерного цилиндра, фиксировали время отслоения 25, 50 и 75% воды. Полученные результаты говорят о том, что применение стабилизатора Т-66 повышает устойчивость пены. (рис.1) В целом все графики имеют низкие значения устойчивости при малых концентрациях пенообразователя и четкий пик при определенной концентрации пенообразователя. Опыты показали, что наиболее высокий показатель стабильности достигается при концентрации алкилбензолсульфоокислоты 0,25 г на 150 г воды. Разбавление флотореагентом и сивушным маслом смещало максимальную точку в сторону увеличения концентрации. При этом, значительно расширяется область концентраций, в которых достигается высокая устойчивость пен.

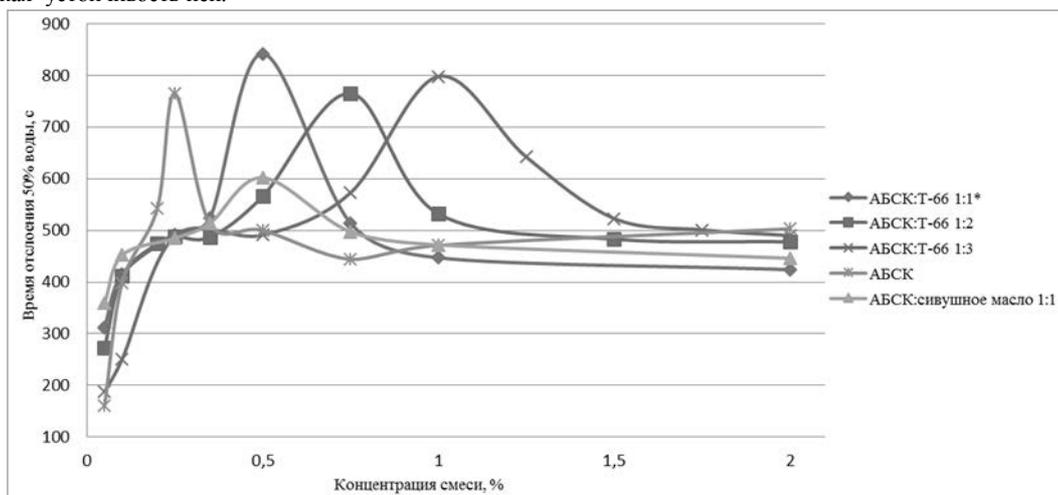


Рис.1 Зависимость стабильности исследуемых составов от концентрации смеси

Измерения реологических параметров проводили при рабочей концентрации 0,75 г исследуемой смеси на 150 г воды. Полученный раствор помещали в мешалку и при 10 000 об/мин. готовили пену, затем снимали показания на вискозиметре OFITE 800. По графикам эффективной вязкости можно судить о том, что стабилизаторы ненамного снижают реологические свойства системы – наиболее высокий результат получен при использовании алкилбензолсульфоокислоты без добавок (рис.2). В целом все составы показали хорошую стабильность в течение 14 минут непрерывной циркуляции, исключая состав АБСК-Т:66 1:3, расслоившийся после 6 минут.

График динамического напряжения сдвига дал следующий результат–алкилбензолсульфоокислота без добавок обеспечивает максимальные показатели при данной концентрации, однако показывает падение свойств с 10 минуты (рис.3). Наиболее стабильно по времени себя показывает состав с сивушным маслом 1:1. Расслаивание состава с Т-66 1:3 после 6 минуты и с Т-66 1:2 после 12 минуты говорит о том, что флотореагент ухудшает стабильность пен.

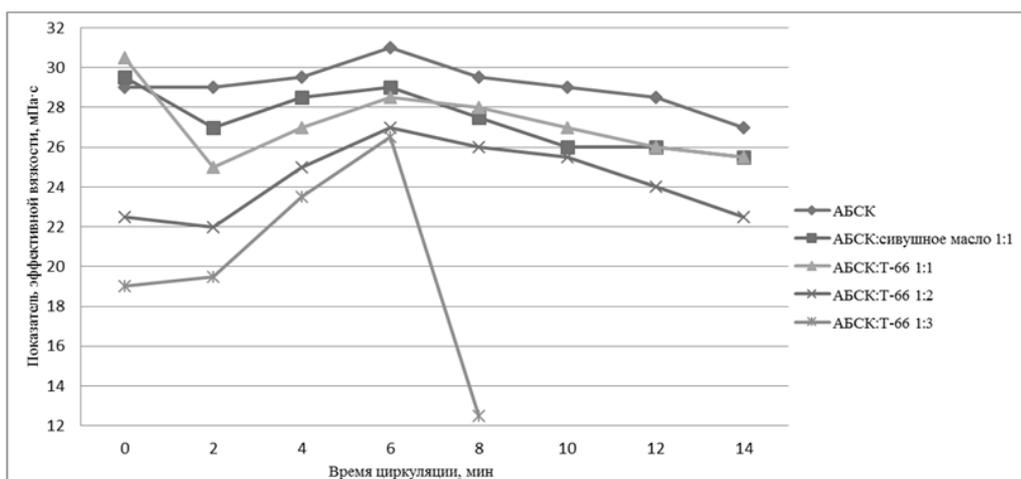


Рис.2 Зависимость эффективной вязкости исследуемых составов от времени циркуляции (скорость вращения ротора 300 об/мин)

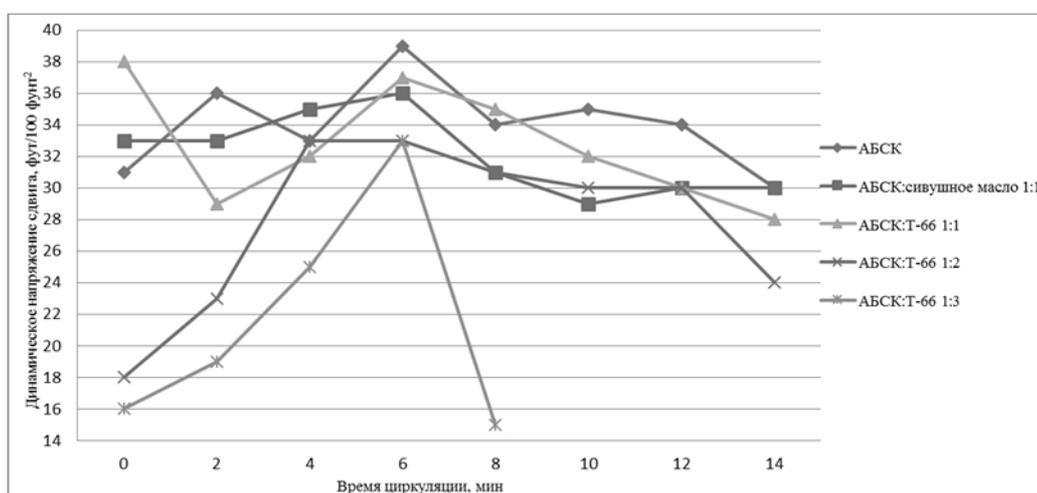


Рис.3 Зависимость динамического напряжения сдвига исследуемых составов от времени циркуляции

В целом можно отметить, что стабильность образцов АБСК:сивушное масло и АБСК:Т-66 1:1 достаточная для эксплуатации смеси. Это подтверждено полевыми испытаниями: в реальных условиях лучше всего стабилизирует сивушное масло, улучшая проходку и вынос шлама. Плюс ко всему расширена область концентраций, в которой достигается высокая устойчивость, что позволяет подбирать наиболее эффективный и экономически выгодный состав в производстве. Далее следует провести более подробное исследование наиболее эффективно показавших смесей, и привести результаты лабораторных испытаний в соответствие результатам полевым; затем на основании полученных данных делать выводы о целесообразности практического применения смесей.

Литература

1. Абдрахманова Л.А., Мубаракшина Л.Ф., Хозин В.Г. Химическое наполнение карбамидных пенопластов. – Казань: КГАСУ, 2009. – 96 с.
2. Долгов С.В. Разработка методов проведения ремонтных работ и освоения скважин с использованием пен и газообразных агентов: Автореферат. Дис. канд. технических наук. – Ставрополь, 2002г. – 242 с.
3. Кругляков П.М., Ексерова Д.Р. Пена и пенные пленки. – М.: Химия, 1990. – 432 с.
4. Розенфельд Л.М. Физико-химия стойких воздушно-механических пен, применяемых в пожаротушении. - Под редакцией и предисловием проф. Ребиндера П. А. – М.: Л.: Изд-во Наркомхоза РСФСР, 1941. – 76 с.
5. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: издательство «Летопись», 2005 г. – 664 с.

**ПРОЦЕСС ИСПАРЕНИЯ ЖИДКОЙ ФАЗЫ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ НА
УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ****Д. В. Тирон**

Научный руководитель, профессор Н. М. Уляшева

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В настоящее время, строительство сверхглубоких горизонтальных скважин с большими отходами по вертикали, невозможно без применения буровых растворов на углеводородной основе. Благодаря таким преимуществам, как низкий коэффициент трения, устойчивость к различным видам агрессии (CO₂, H₂S), низкий показатель фильтрации, инертность к разбурываемым породам, возможность повторного многократного использования, данный тип буровых растворов повсеместно используется во всех нефтегазодобывающих регионах страны.

В отрасли сложилось мнение, что по своим свойствам, растворы на углеводородной основе являются идеальными промывочными жидкостями. Однако и они обладают рядом недостатков, среди которых: термобарическая зависимость реологических характеристик, высокая себестоимость компонентов, испарение жидкой фазы при повышенных забойных температурах. Проблема снижения реологических параметров (пластическая вязкость, динамическое и статическое напряжение сдвига) широко исследовалась в работах В. И. Токунова, И. Б. Хейфеца [1], С. В. Меденцева [2], А. Я. Соловьева [3] и прочих. В данной статье хотелось бы уделить больший акцент проблеме испарения компонентов бурового раствора на углеводородной основе.

Опыт применения промывочных жидкостей на углеводородной основе, где в качестве дисперсионной среды выступает минеральное масло, показал высокий уровень потерь, вызванный испарением. Данное обстоятельство влечет за собой повышенный расход химических реагентов и дорогостоящей основы раствора – минерального масла.

Испарению подвержены практически все жидкости. Обычно под испарением понимают парообразование, происходящее на свободной поверхности жидкости при температуре, меньшей температуры кипения. Если давление насыщенного пара становится равным внешнему давлению или превышает его, то испарение переходит в кипение. Учитывая данное определение можно с уверенностью заметить, что склонность к испарению у таких многокомпонентных жидкостей как нефтепродукты, возрастает с увеличением содержания в них легких углеводородов.

По расположенности к испарению и по снижению качества из-за испарения нефтепродукты составляют в убывающем ряду:

- бензин;
- реактивные топлива;
- дизельные топлива;
- газотурбинные топлива;
- котельные топлива;
- масла для реактивных двигателей;
- автомобильные масла;
- мазуты.

Большинство исследований в области испарения нефтепродуктов направлены на определение объема потерь нефтепродуктов при хранении и транспортировке, так как данный вид потерь приводит к ухудшению качества нефтепродуктов. Результатом таких исследований было определено, что потери на испарение нефтепродуктов происходят:

- при транспортировке - 3.7%;
- при наливе, сливе - 3.0%;
- при хранении – 40%.

Таким образом, порядка 40% потерь нефтепродуктов происходят из-за неправильного хранения. Безусловно, данные исследования сложно коррелировать с процессами испарения, происходящими в буровых растворах на углеводородной основе, однако понимание способности той или иной основы, входящей в состав бурового раствора к испарению дает представление о возможных объемах потерь при работе с данными типами промывочной жидкости.

На сегодняшний день неоднократно производились попытки оценить степень испарения промывочных жидкостей, используемых при строительстве скважин, однако ни один метод не позволяет сделать однозначный вывод по количеству испарения в тех или иных условиях бурения, так как объем испарения зависит от многих факторов, в числе которых:

- тип углеводородной основы;
- степень открытости емкостей хранения и площадь поверхности испарения;
- температурный режим и скважинные условия;
- наличие перемешивания, вентиляции, искусственного подогрева.

Исследования по испарению растворов на углеводородной основе показывают, что в процессе испарения из раствора удаляется жидкая фаза, состоящая из водной фазы и углеводородной. Для растворных систем на основе минеральных масел, доля испаренного масла из раствора составляет 10% от общего объема испарившейся жидкости. Так, для раствора на основе минерального масла (соотношение углеводородной и водной фазы 70/30) в диапазоне температур 40-50°C (фактические температуры выходящего бурового раствора

на устье скважины при бурении на Самбургском и Уренгойском месторождениях) испарение жидкости составляет от 0.8 до 1.5 м³ в сутки. При этом масла испаряется от 0.08 до 0.15 м³ в сутки.

В случае с применением дизельного топлива процент содержания углеводородной фазы в испаряющейся жидкости выше, и может изменяться от 10 до 80%. Объем испарения зависит от следующих факторов:

- типа дизельного топлива (зимнее, летнее) и содержания в нем легких углеводородов;
- соотношения дизельной и водной фазы;
- объема добавляемого дизельного топлива в раствор при поглощениях, осложнениях, требующих повышения содержания углеводородной жидкости (высокое давление и эквивалентная циркуляционная плотность).

Таким образом, при использовании дизельного топлива при строительстве скважин на Самбургском и Уренгойском месторождениях, согласно расчетам, для температур циркуляции 40-50°C, при условии, что общий объем испаряющейся жидкости не меняется, диапазон испарения составляет от 0.08 до 1.21 м³ в сутки.

Данный расчет не совсем совпадает с фактическими замерами испарения, проведенными в процессе бурения. Рассмотрим несколько примеров.

Пример 1. Скважина № 1206 Самбургского месторождения. Была отобрана проба раствора на углеводородной основе в объеме 10 л, и поставлена в емкостном блоке на сутки. По истечению 24 ч, объем уменьшился на 0.2 л, уменьшение объема за счет испарения составило 2%. При наличии в циркуляции порядка 160 м³, за сутки на испарение уходит около 3.2 м³ бурового раствора, дизельного топлива до 2.56 м³/сутки. Естественно, что в данном примере определение объема очень грубое.

Пример 2. Статистические данные потерь бурового раствора на испарение при бурении скважин на Яро-Яхинском и Самбургском месторождениях.

Таблица 1

Потери бурового раствора на испарение

Месторождение	Интервал бурения, м	Проходка, м	Дней бурения, сутки	Объем испарения, м ³	Интенсивность испарения, м ³ /сутки
Яро-Яхинское, скважина № 305	1652-4398	2746	35	78.7	2.25
Самбургское, скважина № 1205	1665-4580	2915	57	139	2.44
Самбургское, скважина № 1206	1648-3621	1973	20	54.2	2.44

Как показывают статистические данные, интенсивность испарения по пробуренным скважинам изменяется от 2.25 до 2.44 м³/сутки.

Выводы:

- При бурении на растворах на углеводородной основе происходит испарение промывочной жидкости;
- жидкость испарения состоит из 2-х фаз: водной и неводной;
- по опыту зарубежных коллег в растворах на основе минерального масла, испаряется 10% масла и 90% воды;
- испаряемость дизельного топлива в несколько раз выше, чем у темных нефтепродуктов, какими являются дизельные и минеральные масла;
- объем испарения дизельного топлива может составлять от 10 до 80% от общего объема испаряющейся жидкости, зависит от типа дизельного топлива и содержания легких углеводородов, интенсивности ввода свежего раствора, площади и открытости хранения, температурного режима;
- расчет объема испарения для растворов на основе минерального масла показывает, что в диапазоне температур циркуляции от 40-50°C возможны потери бурового раствора на испарение от 0.8 до 1.5 м³, потери масла составляют 10% от общих потерь;
- данные фактического замера и статистические данные показывают потери объема на испарение от 3.2 м³/сутки до 2.44 м³/сутки соответственно;
- фактические замеры не лишены погрешности и субъективности оценки, так как сложно достаточно точно определить, какой объем раствора ушел на испарение, а какой объем был потерян по другим причинам;
- средний объем дизельного топлива на испарение, на основе фактических и расчетных данных, составляет 2.44 м³/сутки.

Литература

1. Меденцев С. В. Стабилизация реологического профиля буровых растворов на углеводородной основе // Бурение и нефть. – Москва, 2007. - №3. - С. 28 - 32.
2. Соловьев А. Я. Совершенствование качества буровых эмульсионных растворов применением реагентов комплексного действия: Автореферат. Дис. канд. техн. наук. – Уфа, 2003г. – 135 с.
3. Гидрофобно - эмульсионные буровые растворы / Под ред. В.И. Токунов, И.Б. Хейфец. - М.: Недра, 1982. - 268 с.

КОЛОНКОВЫЙ ГИДРОУДАРНЫЙ БУРОВОЙ СНАРЯД ДЛЯ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ СО СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ СУДОВ

Н. И. Титенок

Научный руководитель, доцент А. А. Каракозов
Донецкий национальный технический университет, Донецк

Освоение шельфа Черного и Азовского морей – одна из ключевых задач, которые ставит перед собой ГУП РК «Черноморнефтегаз». Увеличение объемов добычи газа и нефти на шельфе за счет сооружения новых морских добывающих объектов. Для этого необходимо выполнение больших объемов инженерно-геологических исследований, в том числе – бурение скважин глубиной до 100 метров со специализированных буровых судов и самоподъемных буровых платформ. Выполнение таких работ требует совершенствования существующих технологий и технических средств отбора проб грунтов при бурении подобных скважин.

В Донецком национальном техническом университете в последние годы создан ряд технических средств и технологий гидроударного бурения инженерно-геологических скважин, которые позволяют значительно повысить технико-экономические показатели буровых работ. На основании ранее проведенных исследований при участии автора проведена разработка колонкового гидроударного бурового снаряда [1] для отбора проб грунтов в нескальных донных отложениях (рис. 1).

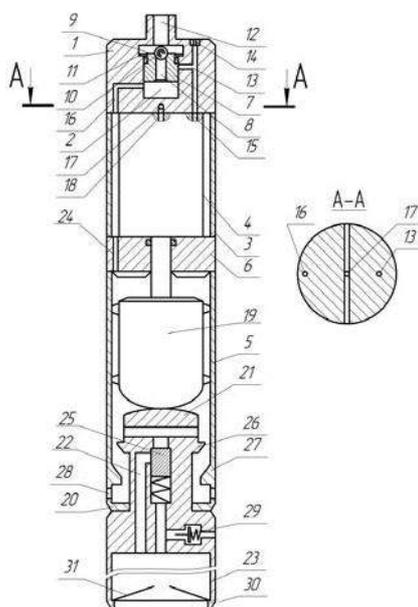


Рис.1. Конструкция гидроударного бурового снаряда:

1 – переходник; 2 – распределительная камера; 3 – кожух; 4 – корпус гидроударника; 5 – корпус ударного узла; 6 – верхняя наковальня; 7 – золотниковая втулка; 8 – осевой канал; 9 – седло для пускового клапана; 10 – пусковой клапан; 11 – штифты; 12, 13, 16, 17, 22, 24 – каналы; 14 – дроссельная втулка; 15 – входная полость гидроударника; 18 – выпускная полость гидроударника; 19 – боек; 20 – переходник; 21 – наковальня; 23 – колонковая труба; 25 – подпружиненный поршень; 26 – кольцевой клапан; 27 – седло кольцевого клапана; 28 – отверстие; 29 – подпружиненный обратный клапан; 30 – башмак; 31 – кернорватель.

Буровой снаряд работает следующим образом. Он спускается в скважину на колонне бурильных труб, к которой присоединяется переходником 1. При контакте башмака 30 и забоя скважины спуск заканчивается. Перед началом отбора пробы для очистки забоя скважины от осыпавшейся породы в бурильную колонну подается жидкость (рис. 2а). По каналам 12 и 8 она поступает в распределительную камеру 2. Далее жидкость (по каналу 16, кольцевому зазору между кожухом 3 и корпусом 4, каналу 24 в верхней наковальне 6) попадает в полость корпуса 5 ударного узла, откуда по зазору между клапаном 26 и седлом 27, а также через отверстия 28 в переходнике 20 она подается в скважину.

При подъеме снаряда над забоем (рис. 2б) кольцевой клапан 26 опускается в седло 27, в результате чего возрастает давление над поршнем 25, который, сжимая пружину, открывает канал 22 для прохода жидкости в колонковую трубу 23. Жидкость через кернорватель 31 и башмак 30 поступает на забой скважины, размывая осыпавшуюся породу.

Для отбора пробы (рис. 2в) снаряд опускают на забой скважины. В колонну бурильных труб сбрасывается пусковой клапан 10 (шарик), который садится в седло 9 и перекрывает осевой канал 8 золотниковой втулки 7. Давление в распределительной камере 2 переходника 1 повышается, штифты 11 срезаются, золотниковая втулка 7 перемещается в крайнее нижнее положение.

При этом канал 16 перекрывается боковой поверхностью золотниковой втулки 7, а канал 13 открывается. Таким образом, полость корпуса 5 отделяется от источника давления, и жидкость поступает во входную полость 15 гидроударника.

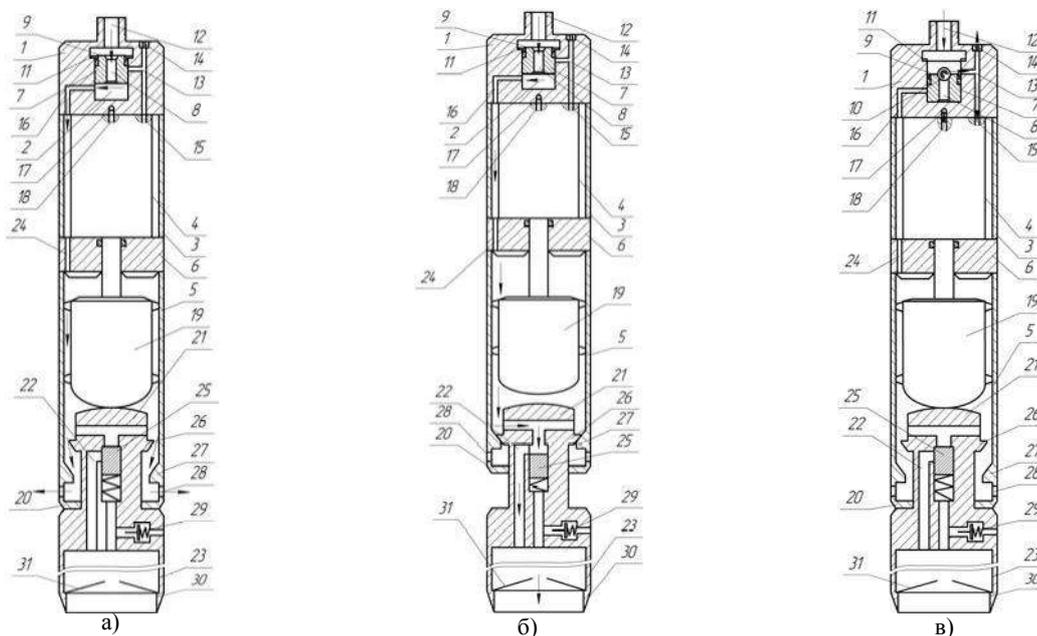


Рис. 2. Гидроударный буровой снаряд в рабочем положении:
а) при установке на забой скважины; б) при размые забоя скважины; в) при работе гидроударника.

В процессе работы гидроударника боёк 19 совершает возвратно-поступательное движение, нанося удары по наковальне 21 и верхней наковальне 6, а жидкость из выпускной полости 18 гидроударника выходит в скважину через канал 17.

Под действием ударов по наковальне 21 колонковая труба 23 углубляется в грунт, который поступает в её полость, отжимая в стороны лепестки кернорвателя 31. Жидкость из колонковой трубы 23 вытесняется в скважину через обратный клапан 29. При ударе вверх по верхней наковальне колонковая труба не воспринимает ударных нагрузок. Поэтому даже при подъеме гидроударника над забоем колонковая труба не теряет контакта с забоем, что положительно влияет на качество керна. За счет того, что удары вниз воспринимает только колонковая труба с наковальней, а не весь колонковый снаряд, также повышается углубка за один удар и как следствие – механическая скорость бурения.

После окончания рейса подачу жидкости в колонковый снаряд прекращают. Бурильную колонну поднимают, извлекая колонковую трубу 23 с башмаком 30. При этом кернорватель 31 удерживает в колонковой трубе 23 отобранную пробу.

Для предложенной конструкции снаряда с колонковым набором, подвижным относительно корпуса гидроударника, проведена оценка механической скорости бурения для его различных компоновок с бурильной колонной, свидетельствующая о целесообразности предложенной модернизации гидроударного бурового снаряда для бурения глубоких геотехнологических и инженерно-геологических скважин. С учётом предложенной схемы устройства разработаны дополнительные узлы, позволяющие реализовать описанную выше конструкцию на базе ранее разработанных гидроударных буровых снарядов ПБС-110 [2].

Литература

1. Колонковый снаряд. Патент на изобретение № 105101UA МПК(2013.01) E21B 21/00 25/00 / Каракозов А.А., Рязанов А.Н., Парфенко С.Н., Титенок Н.И., Опубли. 10.04.2014, Бюл. №7.
2. Калиниченко, О.И. Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе / О. И. Калиниченко, П. В. Зыбинский, А. А. Каракозов. – Донецк : «Вебер» (Донецкое отделение), 2007. – 270 с.

АНАЛИЗ НАГРУЗОК ДЕЙСТВУЮЩИХ НА БУРИЛЬНУЮ КОЛОННУ В НАПРАВЛЕННОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

А. С. Тихонов

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Множество аварий в бурении скважин связаны с разрушением колонны бурильных труб, на которую действует большой спектр нагрузок. В связи с этим, проблема исследования и контроля нагрузок, действующих на колонну бурильных труб в процессе бурения, является актуальной. На первом этапе исследования стоит задача анализа нагрузок, действующих на типовую колонну бурильных труб, и выбор наиболее опасных из них.

В целом нагрузки, действующие на колонну бурильных труб при турбинном бурении, можно разделить на осевые (статические и динамические) и изгибающие. При роторном способе бурения добавляются еще нагрузки на скручивание колонны.

Статические осевые нагрузки являются наибольшими и создаются собственным весом бурильной колонны. К числу других нагрузок, приводящих к растягивающим напряжениям, относятся силы трения труб о породу при подъеме колонны, перепад давления в турбобуре и долоте, усилие, обусловленное прихватом и затяжкой колонны. В отличие от вертикальной скважины на наклонных участках бурильные трубы своим весом давят на стенки скважины, что приводит к возникновению сил трения. Поэтому для наклонной скважины наибольшие напряжения возникают при подъеме колонны [1].

На бурильную колонну в процессе спускоподъемных операций передаются динамические нагрузки, связанные с изменением скорости движения. Если скорость движения равномерная, то инерционные силы возникают в момент резкого торможения. Если движение ускоренное или замедленное, то инерционные силы возникают в процессе самого движения [1].

Изгибающие нагрузки возникают при турбинном бурении на изогнутых участках колонны и носят статический характер. Вращение колонны на изогнутых участках приводит к переменным нагрузкам. На вертикальных участках в процессе вращения появляются переменные нагрузки вследствие искривления колонны в результате потери устойчивости [1].

В таблице 1 приведена методика расчета всех типов рассматриваемых нагрузок. Для оценки величины напряжений, действующих на типовую бурильную колонну, производится расчёт для водозаборной скважины Казанского месторождения. Исходные данные для расчета приводятся в таблице 2, а результаты расчета по типам нагрузок представлены в виде гистограммы на рис. 1.

Таблица 1

Методика расчета нагрузок действующих на бурильную колонну в наклонном стволе скважины

Тип нагрузки	Методика
Статические нагрузки	<p style="text-align: center;">Осевые нагрузки</p> $\sigma^P = \frac{K \cdot \left(\frac{P_B}{F_{\Pi}} + P_H + P_{II} + P_T \right) \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right) + F_n \cdot (p_n + p_0)}{10^6 \cdot F}$ <p>где $K=1,1$ – коэффициент учитывающий влияние трения, сил инерции, сил сопротивления движению раствора; γ и $\gamma_{ж}$ – удельные веса материала трубы и жидкости Н/м^3; F_{Π} – площадь проходного канала трубы; p_n и p_0 – перепад давления в турбобуре и в долоте. l_i – число секций на вертикальном участке; m_i – масса секции. Q_i – масса i-го участка колонны; μ – коэффициент трения труб на i-м участке; α – угол наклона i-го участка; n – число наклонных участков. μ_n – коэффициент трения на участке на котором расположены утяжеленные трубы и забойный двигатель; α_n – угол наклона на участке на котором расположены утяжеленные трубы и забойный двигатель. $F_{\text{тр}}$ – сила трения на участке искривления; Q_0 – собственный вес колонны на участке искривления; R_i – радиус искривления участка; $\alpha_{ик}$, $\alpha_{ин}$ – зенитные углы в конце и начале участка; P_i – натяжение колонны в конце рассматриваемого участка; $\Delta \alpha_i = \alpha_{ик} - \alpha_{ин}$. Знак минус относится к участку набора угла, плюс – к участку спада.</p>
P_B – вес колонны на вертикальном участке, Н;	$P_B = g \cdot \sum_{i=1}^n m_i \cdot l_i$
P_H – усилие, действующее на прямолинейных участках, Н	$P_H = g \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot (\mu_i \sin \alpha_i + \cos \alpha_i)$

Р _И – усилие, действующее на участках набора и спада угла наклона скважины, Н;	$P_H = \sum_1^k \mu \left \pm 2 \cdot g \cdot m_i \cdot R_i \cdot (\cos \alpha_{ik} - \cos \alpha_{iH}) - \right.$ $\left. + \sum_1^k \left g \cdot m_i \cdot R_i \cdot \Delta \alpha_i \cdot \sin \alpha_{ik} \pm P_i \cdot \Delta \alpha_i \right \right.$
Р _Т – вес утяжеляющих труб, забойного двигателя и долота, Н;	$P_T = g \cdot (Q_T + G) \cdot (\mu_n \sin \alpha_n - \cos \alpha_n)$
Динамические нагрузки	$\sigma_d = \frac{E \cdot w \cdot l_1}{a^2} \left(1 + \frac{Q_T}{Q_B} \right) + \frac{v \cdot E}{a} \sqrt{\frac{Q_B + Q_T}{Q_B + Q_T} \left(\frac{F_1}{F_2} \right)^2}$ <p>где а – скорость звука в металле; w – ускорение колонны; v – скорость колонны; l₁ и l₂ – длины бурильных труб и УБТ соответственно; F₁ и F₂ – площади поперечных сечений труб и УБТ; Q_Б, Q_Т – массы бурильных труб и УБТ соответственно; E – модуль упругости материала трубы.</p>
Напряжения в изогнутом стволе при вращении колонны	$\sigma_{Двр} = \frac{E \cdot \rho}{R}$ <p>где α – угол поворота; ρ – расстояние от центра (0 ≤ ρ ≤ r); R – средний радиус искривления.</p>
Изгибающие нагрузки	
Изогнутый участок колонны	$\sigma_{Ииз} = \frac{E \cdot I}{R \cdot W}$ <p>где W – осевой момент сопротивления высаженного конца в основной плоскости резьбы или сечения трубы по стабилизирующему пояску либо по сварному шву.</p>
Вертикальный участок колонны	$\sigma_{Виз} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I \cdot f}{L^2 \cdot W}$ <p>где I – экваториальный момент инерции трубы; f – стрела прогиба; L – длина полуволны; W – осевой момент сопротивления трубы.</p>

Таблица 2

Параметры исходной скважины

Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Вес колонны, т
1450	1484	13,4	55,85

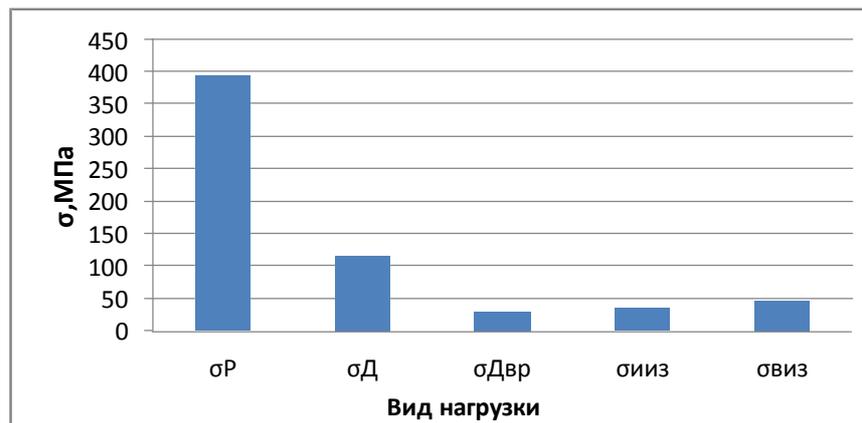


Рисунок 1 – Гистограмма нагрузок действующих на бурильную колонну в наклонно-направленном стволе скважины.

Результаты расчета, представленные на рис. 1 показывают, что наибольших значений достигают осевые статические нагрузки, которые по статистике являются основной причиной обрыва бурильных труб по телу и по резьбовому соединению. Их величина обусловлена тем, что они сочетают в себе совокупный вес колонны на всех интервалах бурения. Полученные данные позволили выделить направление для дальнейших исследований: оценка прироста нагрузок на бурильную колонну при увеличении глубины скважины с учетом изменения параметров кривизны.

Литература

1. Сароян А.Е., Теория и практика работы бурильной колонны. – М.: Недра, 1990.-263с.: ил.
2. Борисов К.И.; Методические основы расчета колонны бурильных труб: учебное пособие / К.И. Борисов, В.И. Рязанов; Томский политехнический университет. – 3-е изд. – Томск: Изд-ва Томского политехнического университета, 2013 – 76 с.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ЗАДЕРЖИВАЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УЛАВЛИВАЮЩЕ-ПОДПИТЫВАЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

В. В. Урниш, А. В. Ковалев, М. В. Горбенко, Л. А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На кафедре бурения скважин Томского политехнического университета активно ведется поиск способов повышения эффективности процесса шароструйного бурения, основанного на использовании энергии высокоскоростных шаров, непрерывно циркулирующих в призабойной зоне. Шары приводятся в действие специальным жидкостным инжекторным аппаратом [1]. Шароструйно-эжекторный буровой снаряд является ключевым звеном в технологической схеме шароструйного бурения [2].

На данный момент исследованы основные технологические и технические параметры и зависимости, а также разработана оптимальная конструкция шароструйно-эжекторного бурового снаряда с коническим задерживающим устройством, которое позволяет снять ограничения на расход промывочной жидкости, и направляет шары в камеру всасывания [3–5].

Эффективность использования конического задерживающего устройства (ЗУ) доказана экспериментально [6]. Так, например, было проведено бурение керамической плитки струйным аппаратом без ЗУ, с ЗУ цилиндрической и с ЗУ конусной формы. Анализ результатов показал, что наибольшая эффективность разрушения наблюдается при использовании задерживающего устройства конусной формы (в частности, прирост объема скважины по сравнению с компоновкой бурового снаряда без ЗУ составляет 16,4 %).

Одним из достоинств шароструйного бурения является высокая проходка на а долото в виду отсутствия его непосредственного механического контакта с забоем скважины. Однако износ шаров неизбежен. А так как они являются породоразрушающими элементами, это будет отражаться на эффективности процесса бурения.

В связи с проблемой износа шаров, выявленной в ходе исследований американских и казахских ученых [2,7], и вытекающей отсюда необходимостью замены изношенных шаров новыми, в работе [8] впервые была рассмотрена концепция улавливающего-подпитывающего устройства (УПУ) (рисунок 1), которое включает в себя забойный шаропитатель (ШП) [9] и шароуловитель (ШУ).

Технологический процесс подпитки включает следующие операции. На забой засыпается первая партия шаров, спускается буровой снаряд 1, включается промывка и начинается процесс бурения. В это время вторая партия шаров находится в специальном отсеке шаропитателя 3. В процессе бурения производится непрерывное наблюдение за основными технологическими параметрами (механическая скорость и т.д.). Значительное падение скорости проходки (при бурении в одних и тех же породах) означает, что шары на забое износились до критической степени, при которой их необходимо заменить новыми. В связи с этим изношенные шары поднимаются с забоя в ШУ 4, где остаются до конца рейса. А из ШП осуществляется подача новой партии шаров на забой. После чего бурение возобновляется. По истечении рабочего цикла второй партии шаров, они также направляются в ШУ. Далее поднимают колонну бурильных труб, извлекаются шары из ШУ, ШП заполняется новыми, при необходимости обновляется диффузор.

Из схемы и описания цикла работы ША видно, что ЗУ 2 во время процесса улавливания и подпитки шаров будет препятствовать перемещению последних по затрубному пространству. Поэтому разработка устройства и способа приведения ЗУ в рабочее и транспортное положение является важным аспектом в вопросе обеспечения работоспособности УПУ. Причем «рабочим» в данном случае считается положение, в котором устройство будет выполнять свою функцию по направлению шаров в камеру смешения, а «транспортным» – при котором возможно свободное перемещение шаров из ШП на забой скважины и их подъем до ШУ.

В ходе анализа ряда конструкций было установлено, что этого можно добиться несколькими способами, применением:

- ЗУ со складывающимися лепестками;
- ЗУ с отверстиями переменного проходного сечения;
- ЗУ с поворачивающимися лепестками;
- регулированием проходного сечения ЗУ за счёт вращения

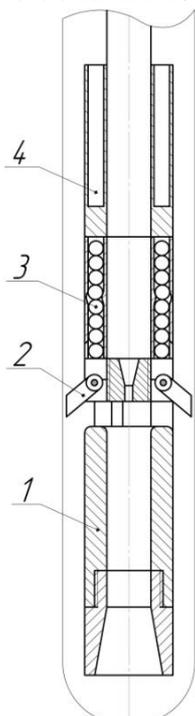


Рисунок 1. Схема компоновки низа бурильной колонны с УПУ:

- 1 – буровой снаряд;
- 2 – задерживающее устройство;
- 3 – забойный шаропитатель;
- 4 – забойный шароуловитель

перекрывающего устройства (ПУ).

Идея ЗУ со складывающимися лепестками является технически наиболее обоснованной, так как подобный принцип действия уже применяется в бурении, в частности, в раздвижных скважинных расширителях [10], в которых осуществлен принцип воздействия поступательно движущегося толкателя на шарнирные породоразрушающие органы. Толкатель при этом является продолжением подпружиненного поршня со штоком, который приводится в движение промывочной жидкостью.

На базе данной конструкции было разработано ЗУ следующего вида (Рисунок 2). В транспортном положении лепесток 6 находится в углублении корпуса ЗУ 3. На подпружиненный поршень 4 воздействует предварительно сброшенный запорный клапан, который перекрывает центральный канал. Поршень под действием давления промывочной жидкости перемещается в нижнее (рабочее) положение. При этом нижняя часть поршня 4 (толкатель) воздействует на подвижный лепесток 6 задерживающего устройства 3. Лепесток раскрывается и при совпадении фиксирующего средства с канавкой приводится в рабочее положение.

Однако данный тип устройства следующие недостатки:

- утоньшение стенки в месте паза для лепестка, что вследствие износа может привести к поломке;
- ненадежность и трудоемкость сборки лепестков такого типа;
- отсутствие способа снятия с фиксированного положения без повреждения фиксирующего средства;
- засор подвижных элементов и пазов корпуса шламом, в которых в транспортном положении располагаются лепестки.

Также видно, что в данном варианте при опускании поршня лепестки ЗУ раскрываются. Однако технологически более удобным было бы их складывание при воздействии поршня. Это обусловлено тем, что основное положение ЗУ "раскрытое", а закрываться лепестки должны только при необходимости удаления и подпитки шаров.

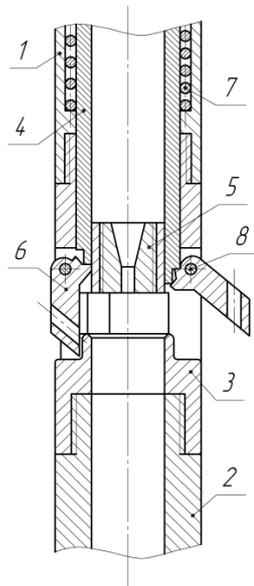


Рисунок 2 – ЗУ со складывающимися лепестками рычажного типа:

1 – корпус, 2 – корпус камеры смещения, 3 – корпус ЗУ, 4 – подпружиненный поршень, 5 – сопло, 6 – лепесток ЗУ, 7 – пружина, 8 – ось

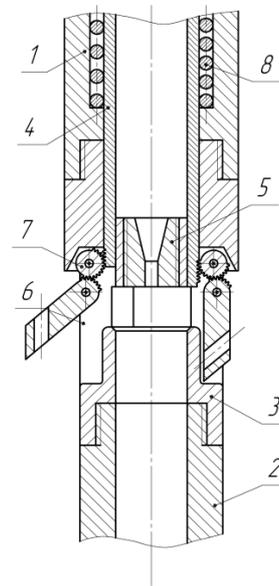


Рисунок 3 – ЗУ со складывающимися лепестками шестеренчатого типа:

1 – корпус, 2 – корпус камеры смещения, 3 – корпус ЗУ, 4 – подпружиненный поршень, 5 – сопло, 6 – лепесток ЗУ, 7 – промежуточное колесо, 8 – пружина, 9 – ось

В связи с этим было решено изменить направление движения лепестков при опускании поршня путем добавления промежуточных тел. На рисунке 3 приведено ЗУ шестеренчатого типа, механизм которого разработан по аналогии с многоступенчатым механическим расширителем [10]. Принцип действия данной конструкции интуитивно понятен, так как практически идентичен принципу действия первой конструкции, за исключением того, что шток здесь воздействует на промежуточное колесо, которое служит для изменения направления вращения лепестка. Теперь он, как и требовалось, закрывается при опускании штока.

Возможны варианты штока с зубчатыми рейками и с червяком. Причем червячная передача обладает эффектом самоторможения и является необратимой: если приложить момент к ведомому звену (червячному колесу), из-за сил трения передача работать не будет. Таким образом, обеспечивается надежная фиксация ЗУ в рабочем положении. В случае с зубчатыми рейками фиксация тоже осуществима, но с меньшей степенью надежности.

Достоинства шестеренчатого ЗУ

- Обеспечивает движение лепестков в нужном направлении;
- Фиксация штока в приведенном положении;
- Плавность работы (в червячном варианте).

Недостатки шестеренчатого ЗУ:

- Усложнение конструкции;

- Крайне нежелательное увеличение числа мелких подвижных частей;
- Большие потери на трение;
- Трудноосуществимое вращение червячного штока (в червячном варианте).

Исходя из вышеизложенного ясно, что необходимо найти решение, которое объединит достоинства предложенных конструкций, исключит недостатки и будет удовлетворять требованиям технологического процесса шароструйного бурения. Кроме того, ЗУ должно отвечать условиям хорошего выноса шлама и уменьшения гидравлических сопротивлений. Поэтому вопрос гидродинамики протекания процесса, влияния формы элементов на потери также подлежит исследованию.

В ходе работы были предложены устройство и способ приведения ЗУ в рабочее и транспортное положение, что дает возможность осуществлять подпитку при помощи ранее предложенного УПУ, которое в свою очередь обеспечит повышение рейсовой скорости.

В дальнейшем планируется:

- проработать альтернативные способы обеспечения подвижности ЗУ;
- согласовать способ приведения ЗУ в «рабочее» и «транспортное» положение со способом воздействия, осуществленном в конструкции шаропитателя;
- изучить гидродинамику процесса, влияние формы элементов ЗУ на потери давления.

Литература

1. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
2. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук – Алматы, 1995. – 18 с.
3. Kovalyov A.V. Designing the ejector pellet impact drilling bit for hard and tough rock drilling [Электронный ресурс] / A.V. Kovalyov, S.Ya. Ryabchikov, Ye.D. Isaev, F.R. Aliev, M.V. Gorbenko, A.B. Strelnikova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 24. – Режим доступа: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012016>.
4. Kovalyov A.V. Pellet impact drilling operational parameters: experimental research [Электронный ресурс] / A.V. Kovalyov, S.Ya. Ryabchikov, Ye.D. Isaev, F.R. Aliev, M.V. Gorbenko, A.V. Baranova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 24. – Режим доступа: <http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012015>.
5. Ковалев А.В., Симон А.А., Яцкив А.А., Исаев Е.Д. Исследование влияния геометрических параметров шароструйно-эжекторных буровых снарядов на эффективность их работы // Труды XVIII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – С. 408-411.
6. Ковалев А.В., Исаев Е.Д., Алиев Ф.Р., Яцкив А.А., Якушев Д.А. Методика проведения экспериментов на лабораторном стенде при исследовании процессов шароструйного бурения // Труды XVII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – С. 398-401.
7. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Dallas, 1956. – Vol. 207. – p. 15.
8. А.В. Ковалев, Е.Д. Исаев, В.В. Урниш Разработка улавливающе-подпитывающего устройства для повышения рейсовой скорости шароструйного бурения // Труды XIX Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд. ТПУ, 2015. – С. 397-399.
9. Патент №275918 E21B7/16 Забойный шаропитатель // Ковалев А.В. заявл. 01.07.2013; опубл. 27.21.2014
10. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин - М.: "Недра-Бизнесцентр", 2003 - 556 с.
11. Патент №2292438 E21B7/28. Скважинный расширитель / Башкатов А.Д., Керимов В.А. и др. заявл. 01.07.2005; опубл. 27.21.2007

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ УГЛЕВОДОРОДНОГО БУРОВОГО РАСТВОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭМУЛЬГАТОРА ЭМ-4

А. Д. Фензель

Научный руководитель, доцент К. М. Минаев

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

В строительстве нефтегазовых скважин, а также подводных переходов методом наклонно – направленного бурения в качестве буровых растворов используют суспензии, являющиеся дисперсными системами на водной основе. При вскрытии пласта таким раствором вода просачивается в пласт, тем самым повышая его водонасыщенность, таким образом, обводнение пласта отрицательно сказывается на нефтеотдаче. При разработке и эксплуатации нефтяных месторождений необходимо применять меры для предохранения нефтяных пластов и забоев скважин от преждевременного обводнения. При проникновении в породу фильтрата бурового раствора возрастает водонасыщенность в призабойной зоне пласта (ПЗП), что значительно уменьшает относительную проницаемость пород для нефти и, как следствие, уменьшается дебит скважины, усложняется и замедляется процесс освоения скважины. Водные фильтраты промывочных жидкостей имеют обычно гидрофильную природу, хорошо смачивают и прочно удерживаются породами пласта. Удаление их из ПЗП затруднено даже при повышенных депрессиях [1]. В целях сохранения коллекторских свойств пластов, и предупреждения осложнения при бурении в неустойчивых разрезах были разработаны и стали применяться в промышленных масштабах буровые растворы на углеводородной основе (РВО). Они предназначены для

вскрытия и освоения продуктивных пластов, а также бурения соляных отложения с пропластками калийно-магниевого солей [2].

Помимо воды и углеводородной части (чаще всего дизельного топлива (ДТ), незаменимой частью РУО является эмульгатор. Присутствие в эмульсии поверхностно-активного эмульгатора приводит к снижению межфазного натяжения на границе вода-нефть и тем самым обеспечивает образование стабильной микроэмульсии. На технологические свойства эмульсионного бурового раствора существенное влияние оказывает соотношение фаз, концентрация эмульгаторов и условия приготовления [4].

Данная работа посвящена сравнению свойств нефтяного бурового раствора при использовании нового эмульгатора ЭМ-4 (разработка ООО «СпецХимТехнология») с промышленным эмульгатором DDP.

Устойчивость РУО оценивали на основании экспериментальных данных по электростабильности эмульсий. Как комплексная характеристика, электростабильность позволяет оперативно оценить агрегативную стабильность эмульсионного бурового раствора, его устойчивость к фазовому обращению [3].

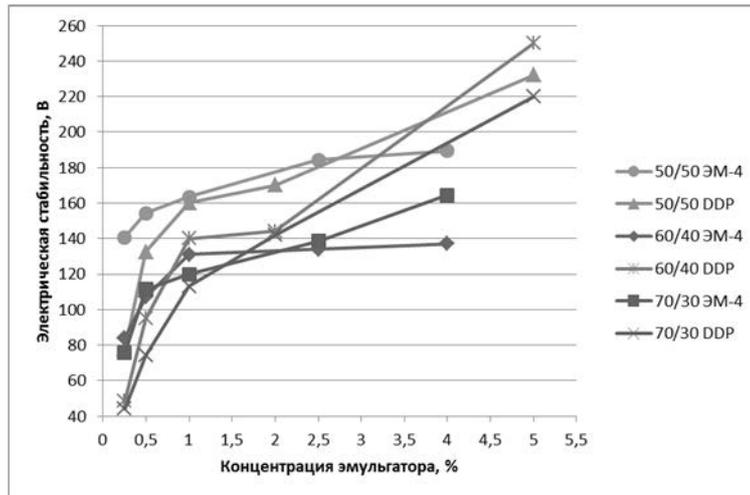


Рисунок 1. Зависимость электрической стабильности от концентрации эмульгатора при разном соотношении воды и ДТ

На основании экспериментальных данных, можно сделать вывод, что электростабильность эмульсий на основе эмульгатора ЭМ-4 значительно выше при низких концентрациях эмульгатора (до 1%), по сравнению с эмульгатором DDP. Дальнейшее увеличение концентрации эмульгатора в системе приводит к выходу на плато электростабильности эмульсии, в то время как показатель электростабильности эмульсий с использованием эмульгатора DDP имеет тенденцию к дальнейшему росту. При добавлении эмульгатора в эмульсию, происходит изменение границы раздела фаз: эмульгатор связывает на себе полярные воду и дизель, тем самым образуя эмульсию. При этом сначала стабильность такой эмульсии резко возрастает за счёт ненасыщенности поверхности раздела фаз молекулами ЭМ-4, при дальнейшей увеличении концентрации эмульгатора идёт насыщение межфазной пленки молекулами ПАВ и стабильность такой эмульсии растёт гораздо медленней.

Вязкость бурового раствора при бурении оказывает влияние главным образом на качество очистки забоя от выбуренной породы. Вязкая жидкость плохо проникает под выбуренный шлам, недостаточно быстро освобождает и поднимает его с забоя в восходящий поток.

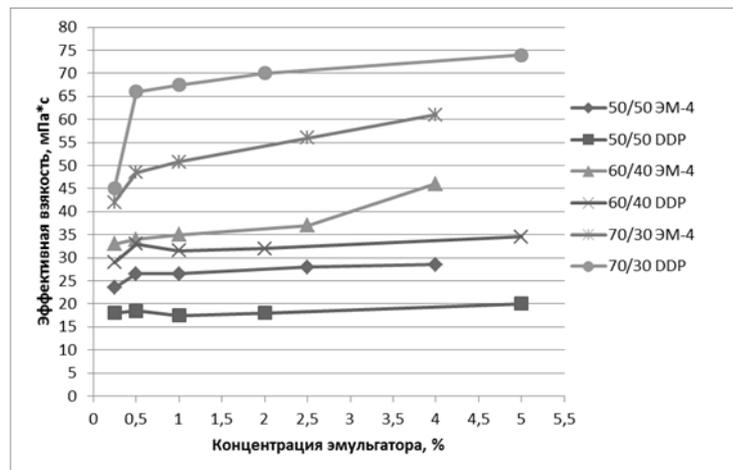


Рисунок 2. Зависимость эффективной вязкости от концентрации эмульгатора

Проведенное изучение зависимости эффективной вязкости от концентрации эмульгатора при разном соотношении воды и ДТ показало, что с ростом концентрации воды в эмульсии эффективная вязкость увеличивается в различной степени. Отмечено, что при соотношении вода/ДТ 50/50 и 50/60 эффективная вязкость эмульсии при использовании эмульгатора ЭМ-4 выше по сравнению с эмульгатором DDP, что обеспечивает хорошую выносящую способность бурового раствора. При соотношении вода/ДТ 70/30 эффективная вязкость эмульсии с эмульгатором ЭМ-4 значительно ниже в сравнении с DDP, что позволяет создавать системы РУО с низким содержанием углеводородной основы, обеспечивая необходимые реологические параметры, в то время как применение эмульгатора DDP приведет к избыточному увеличению вязкости эмульсии и соответственно к росту гидродинамического сопротивления движению промывочной жидкости по всему контуру циркуляции. Это потребует соответствующего увеличения давления прокачки бурового раствора, что не всегда возможно по техническим причинам. Уменьшение содержания дорогостоящего ДТ в эмульсии при сохранении основных технологических параметров РУО позволит значительно снизить стоимость бурения, а также улучшить экологические последствия от применения данного типа бурового раствора.

Исходя из полученных результатов, можно сделать следующие выводы: эмульсии с использованием эмульгатора ЭМ-4 показывают высокую электростабильность и высокую вязкость при низких концентрациях, но уступают по данным показателям эмульгатору DDP при высоких концентрациях. В дальнейшем следует провести сравнительные исследования эмульсий при различных температурах и составах РУО, с целью получения растворов приближенных к реальным системам, а также провести промышленные испытания эмульгатора ЭМ-4 и на основании полученных данных делать выводы о целесообразности практического применения эмульгатора ЭМ-4 в промышленном масштабе.

Литература

1. Сваровская Н. А. Физика пласта: Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2003. – 156 с.
2. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для ВУЗов. – Москва: ОАО Издательство «Недра», 1999. – 424 с.: ил.
3. Попов С.Г., Нацепинская А.М. Новый тип эмульсионных буровых растворов. Реверсивно-инвертируемый буровой раствор. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 4, – 2012. С. 15-20.
4. Ананьев А.Н., Пенькова А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – Волгоград, 2000. – 139 с.

ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОМ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА КУЮМБИНСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

А. А. Харитонов

Научный руководитель, профессор Н. Г. Квеско
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Запасы Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения, открытого в Красноярском крае в 1973 году, составляют порядка 281,7млн. тонн нефти (категорий АВС1+С2). В 2017 году планируется ввести месторождение в промышленную разработку. На первом этапе эксплуатации предполагается добыть 295 тысяч тонн нефти. Месторождение характеризуется удаленностью расположения, экстремальными климатическими условиями, а так же сложными геологическими и технологическими условиями бурения. При строительстве скважин в данном регионе работ отмечены катастрофические поглощения промывочной жидкости, сложный геологический разрез, в том числе интрузии, представленные долеритами. В связи с этим, необходимо совершенствовать технологию бурения скважин на этом месторождении.

Направление

При бурении ряда скважин было вскрыто катастрофическое поглощение бурового раствора практически сразу после начала бурения на глубине 12 метров, после чего переходили с бурового раствора на техническую воду и продолжали бурить без выхода циркуляции с минимальным расходом промывочной жидкости. Подобный подход значительно увеличивает расход технической воды, что в свою очередь ведет к увеличению срока строительства скважины. При достижении проектной глубины 30 метров общий объем поглощенной воды может составлять до 400 м³. Данный способ бурения – минимальный расход промывочной жидкости - не позволяет полностью произвести очистку забоя от выбуренной породы, что приводит к риску недоспуска обсадной колонны.

Инженерно-технологические решения:

- разработка и подбор состава наполнителей крупных фракций, включающий в себя кордовое волокно, резиновую крошку и волокнистые материалы, для успешной кольтматации кровли поглощающего пласта;
- установка в КНБК полноразмерных калибраторов для увеличения ее жесткости, более тщательного проведения проработок мест посадок и затяжек, а также обеспечения вымыва шламовой подушки с забоя скважины;
- прокачка вязких пачек для очистки забоя для исключения образования шламового стакана.

Кондуктор

При бурении под кондуктор фиксируется полная потеря циркуляции в интервале переходной зоны (над и под интрузией долеритов). Статический уровень жидкости в скважине составляет около 150 – 270 метров (подошва плитчатых известняков) в зависимости от расположения скважины. Опыт бурения скважин показал, что успешное кольматирование и цементирование этой зоны является маловероятным и практически невозможным. Низкая производительность и, как следствие, не полный вымыв выбуренной породы с забоя скважины, неустойчивость стенок ствола скважины, влекут за собой высокий риск сальникообразования, прихватов КНБК, а так же преждевременный чрезмерный износ долота.

Инженерно-технологические решения:

- подбор рецептур и прокачивание кольматационных пачек, ВУС (вязко-упругих составов) с добавлением современных эффективных кольматантов, применение метода ГИМ-ЦА (гидроимпульсной изоляции цементировочным агрегатом), спуск профильного перекрывателя ОЛКС (оборудование для локального крепления скважин);
- прокачивание вязких пачек (каждый раз перед наращиванием) с целью очистки ствола скважины и снижения риска прихвата КНБК, а также сальникообразования;
- применение роторной КНБК с полноразмерными калибраторами для поддержания вертикальности ствола скважины;
- использование оборудования для спуска колонн через проблемные интервалы с вращением и циркуляцией;
- использование цементировочных корзин в оснастке обсадной колонны;
- цементирование кондуктора при полном поглощении в два этапа. Первый этап - цементным раствором с плотностью 2,0 г/см³ через башмак от забоя до подошвы зоны поглощений. Второй этап - обратная заливка в затрубное пространство цементного раствора плотностью 1,89 г/см³, с добавлением эффективных кольматантов, таких как CemNet® , а так же кольматантов крупного помола, включая резиновую крошку и волокна.

Техническая колонна

При бурении под техническую колонну встречались интрузии долеритов с различными мощностями и глубинами залегания. На данный момент разработаны и сконструированы долота PDC, обеспечивающие наивысшие механические скорости проходки на этом месторождении. Имеется опыт бурения промежуточной секции с интрузиями очень твердых долеритов за 1 рейс с долотом PDC, что ранее на данном месторождении не практиковалось. Переходные зоны над и под долеритами представлены трещиноватыми проницаемыми породами. В таких условиях легко происходит открытие трещин, и могут проявиться частичные или полные поглощения раствора. Помимо этого нестабильность аргиллитов может осложнить процесс спуска обсадной колонны, несмотря на то, что секция была пройдена без серьезных осложнений или без осложнений вовсе.

Инженерно-технологические решения:

- подбор рецептур и прокачивание кольматационных пачек, ВУС (вязко-упругих составов) с добавлением современных эффективных кольматантов таких как CemNet®, применение метода ГИМ-ЦА (гидроимпульсной изоляции цементировочным агрегатом), спуск профильного перекрывателя ОЛКС для ликвидации поглощения;
- подбор породоразрушающего инструмента для бурения, как крепких пород (интрузии долеритов), так и менее крепких, с целью сокращения времени на спускоподъемные операции для смены долота.
- применение РУС (роторно-управляемой системы);
- оптимизация профиля ствола наклонно-направленных скважин для снижения вероятности бурения интрузий долеритов;
- применение современных интегрированных приборов ГИС на кабеле, позволяющих совмещать запись ГИС в открытом и обсаженном стволе всех необходимых методов;
- разработка мероприятий по спускоподъемным операциям и проработке ствола скважины с целью сокращения времени, в течение которого открытый ствол остается необсаженным;
- использование оборудования для спуска колонн через проблемные интервалы с вращением и циркуляцией, использование цементировочных корзин в оснастке обсадной колонны.

Эксплуатационная колонна

Литология эксплуатационной колонны в основном представлена солевыми пропластками и доломитами. При бурении интервалов солей раствором на углеводородной основе (РУО) не происходит размыва ствола скважины. Но, тем не менее, возможны прихваты буровой колонны на границе перехода от солей к доломитам, в зоне наличия тонких пропластков доломитов в солях. Причиной таких прихватов могут быть небольшие кусочки доломитов, вываливающиеся из солей и заклинивающие долота. Секция под эксплуатационную колонну обладает низким градиентом гидроразрыва, поэтому во время цементирования эксплуатационной колонны могут открыться поглощения - от частичных, до катастрофических. Проектная конструкция скважины предполагает цементирование эксплуатационной колонны в две ступени, что связано со значительными рисками отказа оснастки обсадной колонны и требует значительного времени, в том числе и на спуск роторной КНБК на разбуривание МСЦ (муфты ступенчатого цементирования).

Инженерно-технологические решения:

- при бурении пропластков доломитов в отложениях солей, необходим разработка как процесса бурения, так и освобождения от заклинок,;

- применение РУС (роторно-управляемой системы);
- использование оборудования для спуска колонн через проблемные интервалы, что позволяет вращать колонну и создавать циркуляцию во время спуска; использование цементировочных корзин в оснастке обсадной колонны;
- подбор рецептуры облегченного цементного раствора низкой плотности (порядка $1,38 \text{ г/см}^3$) с добавлением современных эффективных кольматантов, таких как CemNet®, характеризующихся высоким содержанием твердой фазы, для исключения гидроразрыва пород и осложнений в виде поглощения цементного раствора и качественного цементирования обсадной колонны;
- цементирование обсадной колонны в одну ступень, исключение необходимости дополнительного СПО КНБК с шарошечным долотом на разбуривание МСЦ или применение PDC-разбуриваемой оснастки;
- применение современных интегрированных приборов ГИС на кабеле, позволяющих совмещать запись ГИС в открытом и обсаженном стволе всех необходимых методов.

Горизонтальный ствол

При бурении данной секции очень важно сохранение естественной проницаемости продуктивного пласта. Для этого используют растворы с плотностью $0,90\text{-}0,92 \text{ г/см}^3$ на углеводородной основе (РУО). Давление открытия трещины на данном месторождении $0,94\text{-}0,96 \text{ г/см}^3$. При вскрытии она может снизиться до $0,92 \text{ г/см}^3$, с другой стороны пластовое давление $0,91 \text{ г/см}^3$. В этой связи может произойти полное поглощение бурового раствора (на одной из скважин объем потерь РУО составил более 8500 м^3), при этом возрастает риск газо-нефтеводопроявлений (ГНВП) из-за снижения гидростатического давления в скважине.

Инженерно-технологические решения:

- строгое соблюдение параметров бурового раствора, химического состава и концентрации кольматантов;
- анализ рисков сваббирования (скорость СПО минимальна для данного интервала бурения) при проработке, расхаживании, технологическом подъеме, смене долота;
- проведение промежуточных шаблонировок открытого ствола только в случае показаний плохой очистки ствола скважины от выбуренного шлама;
- отслеживание состояния ствола скважины при проведении ГИС на трубах, при удовлетворительном состоянии по результатам ГИС исключить проведение шаблонировки ствола скважины;
- применение современных интегрированных приборов ГИС на кабеле, позволяющих совмещать запись ГИС в открытом и обсаженном стволе всех необходимых методов;
- сборка и спуск PDC-разбуриваемой оснастки для исключения дополнительного СПО КНБК с шарошечным долотом.

МЕТОДИКА ВЫБОРА КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В. С. Хорев, А. Ю. Дмитриев, М. В. Мищенко, В. Н. Черкасов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обработка призабойной зоны пласта кислотными составами является одним из относительно недорогих, эффективных и часто применяемых методов повышения проницаемости призабойной зоны [4]. Метод кислотного воздействия основан на реагировании водного раствора кислот с минералами, образующими породу коллектора, и привнесенными твердыми минеральными веществами, блокирующими призабойную зону. Следовательно, необходимо применение кислотных составов, содержащих химические добавки, которые соответствуют конкретным геолого-физическим условиям и обеспечивают оптимальную глубину проникновения активного реагента. Такой подход позволяет повысить эффективность кислотной обработки и избежать отрицательных последствий, в частности образования стойких эмульсий, нерастворимых осадков, вызывающих вторичную кольматацию ПЗП [5, 6]. Кислотная обработка скважин с терригенными коллекторами, в большинстве случаев, не требует воздействия на матрицу коллектора. Достаточно удалить кольматанты техногенного происхождения или карбонатную составляющую коллектора. Одним из распространенных способов обработки призабойной зоны скважины является применение соляной кислоты [3, 5].

Подготовительные и лабораторные работы

Для выбора наиболее эффективного кислотного состава были выполнены следующие лабораторные исследования: проведена подготовка образцов, исследованы коэффициенты проницаемости и пористости, определен их минералогический состав, определена степень воздействия кислотных составов на породу.

Подготовка образцов к исследованию проводилась в соответствии с ГОСТ 26450.0-85, согласно которому, образцы ядерного материала были подвергнуты экстрагированию спиртобензольной смесью (в соотношении 3:1), отмыты в дистиллированной воде и высушены до постоянного веса [1]. По завершению подготовительного этапа были проведены исследования коэффициентов проницаемости и пористости [2].

Для установления минералогического состава и количественных соотношений содержания минералов в породе использовался метод рентгеноструктурного анализа (РСА), поскольку из всех методов определения минерального состава горных пород рентгеновский анализ является наиболее информативным, а для достоверной диагностики глинистых минералов единственным. Количественное содержание минералов в пробе,

устанавливалось по отношению базальных диагностических рефлексов на дифрактограммах, полученных при строго постоянных условиях съёмки препаратов (методом рентгеноструктурного анализа (РСА)) [7]. На основании данных анализов был предложен составов для кислотной обработки.

Для наибольшего эффекта кислотной обработки предлагается использование грязевой кислоты (смесь соляной и плавиковой кислот в различных соотношениях), что в свою очередь позволит наиболее оптимально восстанавливать ФЕС коллекторов.

Лабораторное тестирование кислотных составов

Для выполнения лабораторных анализов был взят керновый материал, состав и основные параметры которого представлены в таблице 1.

Таблица 1

Керновый материал для проведения лабораторных анализов

Свита	Интервал	Литологический состав
Долганская (K ₁₋₂ dl)	1090,0–1096,9	Неравномерное переслаивание алевролитов песчаных, глинистых, кварц-полевошпатовых, слюдистых и глин темно-серых, алевролитистых, слюдистых
Малохетская (K ₁ mh)	2269,8–2266,2	Песчаник, алевролитовый глинистый
	2270,7–2267,1	Песчаник, алевролитовый глинистый
	2275,4–2273,5	Песчаник, алевролитовый глинистый
Суходудинская (K ₁ cd)	2504,0–2509,6	Песчаник, алевролитовый глинистый, слабослюдистый
	2815,0–2826,2	Песчаник, алевролитовый глинистый
	2816,4–2815,1	Песчаник, алевролитовый глинистый
	2957,7–2970,7	Алевролит песчаный, глинистый, слюдистый; песчаник алевролитовый, глинистый

В образцах определялся общий минералогический состав. Результаты приведены в таблице 2. При определении минерального состава пород суммарное содержание всех минералов и цемента принималось равным 100 %.

На дезинтегрированных образцах горной породы изучалось взаимодействие кислотных составов (НСI-10 %) с различными группами минералов, входящими в состав образцов. Для каждого образца готовились по шесть навесок для тестирования пяти различных составов. Навески заливали растворами кислот по 30 мл, перемешивали и помещали в термостат на 4 часа при пластовой температуре. По истечении заданного времени, осадки переносились на предварительно высушенные фильтры, промывались дистиллированной водой до нейтральной реакции, сушились до постоянного веса. По разнице весов определялась потеря массы при взаимодействии с исследуемыми составами.

Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 2

Минеральный состав горных пород по данным РСА

Свита	Минеральный состав							Сумма, %
	Кальцит	Каолинит	Кварц	КПЩ	Мусковит/ Иллит	Плагиоклаз	Хлорит	
Долгановская	0,0	3,0	28,8	5,6	21,3	31,6	9,7	100
Малохетская	0,0	3,0	30,0	7,6	18,3	30,6	10,5	100
Суходудинская	0,0	1,1	44,9	8,4	4,2	37,5	3,9	100

Таблица 3

Потеря массы при кислотной обработке измельчённых образцов породы

Свита	Вес до кислотной обработки, гр.	Вес после кислотной обработки, гр.	Изменение веса, %
Долгановская	7,221	7,215	1,05
Малохетская	9,510	9,485	0,58
Суходудинская	5,413	5,330	1,53

Для песчаных коллекторов изменение веса после кислотной обработки незначительное. Наибольшее изменение веса (около 1,5 %) показал образец суходудинской свиты, что объясняется наибольшей глинистостью среди отобранных для тестирования образцов.

Результаты исследования изменения минерального состава пелитовой фракции образцов после выдерживания в 10 % растворе кислоты HCl приведены в таблице 4.

Таблица 4

Изменения минерального состава пелитовой фракции образцов

Номер образца	Изменения минерального состава, %						
	Кальцит	Каолинит	Кварц	КПШ	Мусковит/ Иллит	Плагиоклаз	Хлорит
Долгановская	+0,1	+0,2	+1,2	-2,6	-6,8	-4,2	+0,5
Малохетская	-0,2	+0,0	-2,3	+0,6	-8,5	-7,4	+1,9
Суходудинская	-0,1	-0,4	+1,9	+1,4	-7,0	-6,2	-2,1

Как видно из таблицы, основным количественным изменениям после кислотной обработки подвержены иллит и плагиоклаз. Изменения в содержании других составляющих пелитовой фракции закономерно связаны со статистической ошибкой измерения.

В соответствии с методикой проведены фильтрационные эксперименты, моделирующие кислотное воздействие на призабойную зону. В качестве кислотных составов выбраны наиболее часто используемые на месторождениях Западной Сибири композиции, представленные в таблице 5, в качестве базового кислотного состава использовался раствор HCl 10 %.

Таблица 5

Используемые в фильтрационных экспериментах кислотные составы

№	Кислотный состав	Производитель
1	HCl (10% раствор)	
2	Химеко ТК-2КМ	ЗАО «ХИМЕКО-ГАНГ»:
3	Модифицированный солянокислотный состав	АО «ПОЛИЭКС»
4	ФЛАКСОКОР 210	ЗАО «Петрохим»
5	Петрохим-КГС	ГК «Миррико», базовый раствор

На рисунке 1 показано поведение перепада давления от расхода прокачиваемой жидкости (керосина) на различных этапах эксперимента – до и после закачки бурового раствора, после кислотного воздействия. На рисунке 2 приведена фотография образца керна с коркой бурового раствора после кислотной обработки.

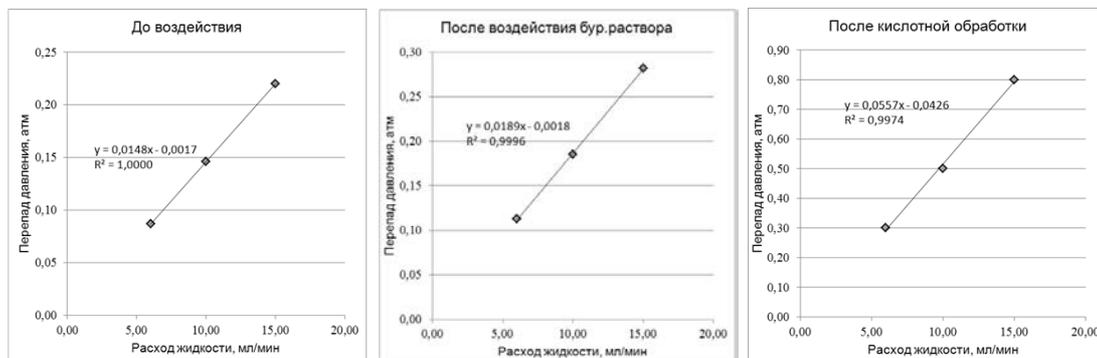


Рис. 1 Зависимость перепада давления на образце от расхода жидкости

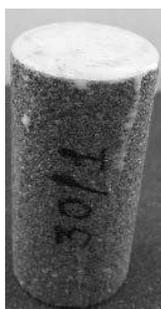


Рис. 2 Фотография образца керна с коркой бурового раствора после кислотной обработки

Результаты фильтрационных экспериментов с определением коэффициента восстановления ($K_{\text{вост}}$) проницаемости после воздействия буровых растворов и последующей обработкой кислотными составами приведены в таблице 6.

Таблица 6
Результаты фильтрационных экспериментов по определению эффективности кислотных обработок

Свита	Тип бурового раствора	Кислотный состав	$K_{\text{вост}}$ после срыва корки, %	$K_{\text{вост}}$ после кислотной обработки, %
Малохетская	Исходный	HCl (10 % раствор)	48,26	26,57
Малохетская	Полимер+KCl	Химеко ТК-2KM	92,60	86,67
Нижнехетская	PVO	Модифицированный солянокислотный состав	82,61	96,70
Нижнехетская	Исходный	HCl (10 % раствор)	46,24	24,06
Суходудинская	PVO	ФЛАКСОКОР 210	53,15	25,81
Нижнехетская	Исходный	Петрохим-КГС	49,26	93,32

Как видно из таблицы воздействие 10 % HCl не улучшает коэффициент восстановления. В целом ухудшение проницаемости по нефти после воздействия кислоты 10 % HCl на керн может быть объяснено протеканием двух разнонаправленных процессов: положительное воздействие на проницаемость керна от удаления остатков кольматанта нивелируется отрицательным воздействием водной фазы раствора кислоты, поступающей в поровое пространство. Резкое снижение фазовой проницаемости по нефти керна продуктивных горизонтов после воздействия технологических жидкостей на водной основе неоднократно отмечалось ранее другими исследователями.

Проведённые тесты по кислотной обработке различными составами на основе HCl показали незначительное влияние на горную породу рассматриваемых свит (изменение веса образца после кислотной обработки не более 1,5 %, незначительные изменения минерального состава по результатам исследований методом PCA). Между тем, кислотные составы активно взаимодействуют с кольматантом рассматриваемых буровых растворов.

Проведены фильтрационные эксперименты, моделирующие кислотную обработку призабойной зоны после воздействия бурового раствора, показали разнонаправленный эффект от воздействия разными кислотными составами на корку бурового раствора. Прямые измерения проницаемости до и после кислотной обработки, а также фотографии поверхности образца с коркой бурового раствора показывают высокую активность кислотных составов и разрушение корки. Между тем, экспериментальные результаты показывают, что в большинстве случаев отмыв корки бурового раствора более эффективен, чем кислотная обработка без отмыва. Кроме того, использование кислотных растворов (10 % HCl на водной основе) приводит к существенному уменьшению фазовой проницаемости вследствие увеличения насыщенности порового пространства кислотными составами на водной основе, препятствующими фильтрации нефти (керосина).

Литература

1. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств;
2. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации;
3. Николаев Н.И., Шипулин А.В., Купавых К.С. Результаты исследований и эффективность применения комплексной технологии химической обработки призабойной зоны пласта // Территория Нефтегаз. 2015. № 4. С. 79-83;
4. Петров И.А., Азаматов М.А., Дрофа П.М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. 2010. № 1 (33). С. 7-10;
5. Филин В.В., Халиуллин А.А. Повышение эффективности промывки скважин после обработки призабойной зоны пласта кислотными композициями на месторождениях Западной Сибири // Перспективное развитие науки, техники и технологий. Материалы II-ой Международной научно-практической конференции в 2-х томах. Отв. ред.: Горохов А.А. Курск, 2012. С. 141-146;
6. Хисметов Т.В., Бернштейн А.М., Магадова Л.А., Давлетов З.Р., Никитин А.Н. Подбор кислотных композиций для обработок призабойной зоны по данным ядерно-физических методов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 78-81;
7. Шлыков В.Г. Рентгеновские исследования грунтов. М.: Изд-во МГУ, 1991. – 184 с.

АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ И ХАРАКТЕРИСТИК ПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ ОДНОСТОРОННЕГО И ДВУХСТОРОННЕГО ДЕЙСТВИЯ

А. Л. Хохлов

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Буровые насосы ключевым звеном циркуляционной системы буровой установки, технологические функции которого заключаются в нагнетании промывочной жидкости в скважину с целью: очистки забоя и

ствола от выбуренной породы (шлама) и выноса ее на поверхность; охлаждения и смазки долота; приведения в действие забойных гидравлических двигателей. При строительстве скважин на нефть и газ наибольшее распространение получили поршневые насосы. Промышленность выпускаются традиционно двухпоршневые насосы двухстороннего действия и трехпоршневые насосы одностороннего действия. Целью работы является сравнение конструкций и технических характеристик известных поршневых насосов.

Гидравлическая часть трехпоршневого насоса состоит из насосной камеры (3), трех цилиндров (4), подводящих жидкость патрубков (1,2), поршня (5). При движении поршня из крайнего левого положения вправо объем полости цилиндра увеличивается, давление в ней понижается, всасывающий клапан открывается и цилиндр заполняется жидкостью при почти постоянном давлении. В крайнем правом положении поршень изменяет свое движение на обратное, всасывающий клапан закрывается, давление в цилиндре возрастает до давления нагнетания, затем открывается нагнетательный клапан и жидкость вытесняется поршнем из цилиндра. В крайнем левом положении поршень снова изменяет направление своего движения, давление в цилиндре падает, нагнетательный клапан закрывается, и цикл повторяется. Кривошипы поршневого бурового насоса с тремя цилиндрами одностороннего действия установлены на коренном валу с угловым смещением по направлению вращения на 120° друг относительно друга [4].

Суммарная подача Q жидкости представляет собой сумму ординат трех смещенных по оси абсцисс на 120° относительно друг друга одинаковых диаграмм 1,2,3 подачи жидкости отдельными цилиндрами.

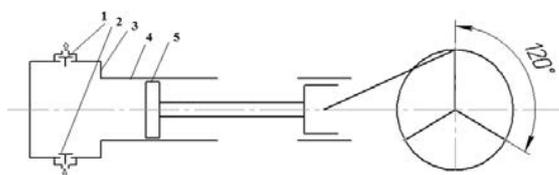


Рисунок 1. Схема устройства трехпоршневого насоса одностороннего действия

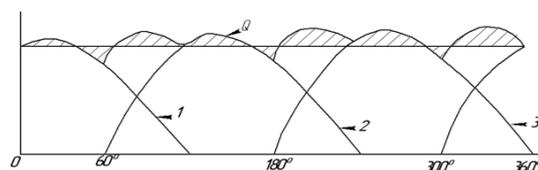


Рисунок 2. Диаграмма подачи жидкости в трехпоршневом насосе

Двухпоршневой насос состоит из цилиндра (1) и поршня (3). При движении поршня вправо левая рабочая камера цилиндра будет увеличиваться, в результате чего в ней создается вакуум и жидкость через всасывающий клапан (6) начинает поступать в камеру. Одновременно с этим правая полость цилиндра уменьшается, в ней создается избыточное давление, при котором откроется нагнетательный клапан (4), в результате чего жидкость будет вытеснена поршнем в нагнетательный трубопровод. При движении поршня влево полости всасывания и нагнетания поменяются местами. В этом случае жидкость будет засасываться в рабочую камеру через клапан (5) и нагнетаться через клапан (2). Поскольку часть объема рабочей камеры справа занята штоком (7), объем жидкости, поступающей в рабочую камеру слева, будет больше объема жидкости, поступающей справа.

Кривошипы поршневого бурового насоса с двумя цилиндрами двустороннего действия установлены на коренном валу с угловым смещением по направлению вращения на 90° друг относительно друга [3].

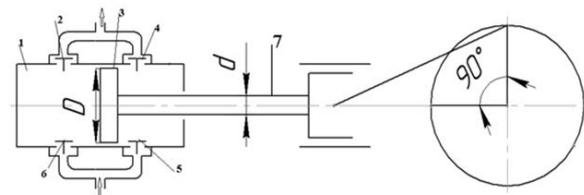


Рисунок 3. Схема устройства двухпоршневого насоса двустороннего действия

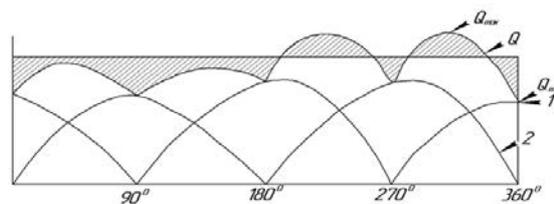


Рисунок 4. Диаграмма подачи жидкости в двухпоршневом насосе

Суммарную подачу Q промывочной жидкости двумя цилиндрами насоса определяют сложением ординат двух смещенных вдоль оси абсцисс на 90° диаграмм 1 и 2 подачи левого и правого цилиндров.

$\delta = \frac{Q_{\max} - Q_{\min}}{Q_{\text{ср}}}$ - степень неравномерности подачи жидкости цилиндрами насоса.

В таблице 1 приведены характеристика поршневых насосов по количеству быстроизнашивающихся деталей, а таблице 2 - технические характеристики торгового ряда выпускаемых отечественной промышленностью насосов.

Таблица 1

Число быстроизнашивающихся деталей гидравлической части буровых насосов [2]

Детали	Двухстороннего действия	Одностороннего действия
Число поршней	2	3
Втулки цилиндров	2	3
Манжеты поршня	4	3
Клапаны	8	6
Штоки	2	3
Сальники штоков	2	3

Таблица 2

Характеристики трехпоршневых насосов одностороннего действия и двухпоршневых насосов двухстороннего действия [2]

Параметры	НБТ-600	УНБТ-950	УНБТ-1180	УНБТ-800	ВРН-1	У8-7МА2	У8-6МА2	УНБ-1250
Мощность, кВт:	600	950	1180	800	365	825	585	1180
Число двойных ходов в 1 мин.	135	120	125	135	72	66	66	60
Число цилиндров	3	3	3	3	2	2	2	2
Длина хода поршня, м	0,3	0,329	0,3	0,25	0,3	0,4	0,4	0,45
Подача насоса, л/с:								
наибольшая	42,9	46	46	41,4	34,8	50,9	51,6	51,4
наименьшая	19,1	28,8	28,8	28,4	16,4	22,7	19,7	26,7
Давление нагнетания, МПа:								
наименьшее	11,3	19	24	17	9,8	14,2	10	21
наибольшее	25	32	40	32	20	32	25	40
Нагрузка на шток, кН	290	490	615	430	270	446	300	660
Масса насоса без шкива, т	19	22,7	23,5	22,4	13,2	33,7	26,7	47,2

По сравнению с двухпоршневыми трехпоршневой насос обеспечивает меньшую неравномерность подачи. Это обусловлено меньшей длиной хода поршня и большим числом двойных ходов у трехпоршневых насосов. Кроме того, трехпоршневые насосы имеют лучшее соотношение числа сменных быстроизнашивающихся деталей, что делает их более удобными и экономичными в процессе эксплуатации, а меньшая масса (при прочих равных условиях) обеспечивает лучшие их монтажеспособность и транспортабельность, что особенно важно, для высокомоощных насосов. С другой стороны, двухпоршневые насосы обладают большим диапазоном обеспечиваемой подачи бурового раствора.

Анализ поршневых насосов показал, что трехпоршневые насосы обладают улучшенными техническими и эксплуатационными характеристиками по сравнению с двухпоршневыми. Статистика ремонтов буровых насосов показывает, что остановки в их работы в основном связаны с износом резинотехнических элементов (поршни, клапаны, мембраны компенсаторов, сальники). Причиной этого является агрессивное воздействие со стороны среды бурового раствора, его компонентов, а также твердой фазы в его составе. Следовательно, актуальной темой для поисковых исследований является разработка новых рецептур буровых растворов для повышения ресурса резинотехнических деталей насосов.

Литература

1. Николич А. С. Поршневые буровые насосы. М., «Недра», 1973, 244 с.
2. Ильский А. Л., Миронов Ю. В., Чернобыльский А.Г. Расчет и конструирование бурового оборудования. учеб. пособие для вузов.-М.: Недрa, 1985.- 152 с.
3. Поляков В.В., Скворцов Л.С. Насосы и вентиляторы: учеб. для вузов.- М.: Стройиздат, 1990.-336 с.: ил.
4. Егорушкин В.Е., Цеплович Б.И. Основы гидравлики и теплотехники: учеб. пособие для машиностроительных техникумов. – М.: Машиностроение, 1981.-268 с., ил.

ПРОБЛЕМЫ ВСКРЫТИЯ ТРЕЩИНОВАТО-КАВЕРНОЗНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В. Н. Черкасов, М. В. Мищенко, Ю. А. Максимова

Научный руководитель, доцент В. С. Хорев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Не секрет, что Россия одна из лидирующих стран по добыче нефти. В её недрах содержится более 14 млрд. тонн нефти, из них около 70% приходится на Западную Сибирь. Однако все разведанные месторождения с традиционными коллекторами уже давно введены в разработку и активно разрабатываются. По этой причине

крупным нефтегазодобывающим компаниям приходится запускать в разработку более глубокие горизонты с меньшей изученностью и недостаточной информацией о фильтрационно-емкостных свойствах пластов-коллекторов. Такими горизонтами являются залежи нефти приуроченные к палеозойским отложениям.

В настоящее время, извлечение нефти из палеозойских отложений является актуальной задачей. Интерес к формированию месторождений нефти в них значительно возрос.

Открытие многочисленных скоплений углеводородов, получение новых геологических материалов указывают на перспективную разработку углеводородных месторождений в палеозойских отложениях Западной Сибири.

Несмотря на то, что эти объекты ранее считались бесперспективными или малоперспективными, появляются все новые положительные результаты, из-за чего интерес к ним возрос.

По разным данным, в доюрском разрезе на сегодня известно более 200 месторождений и скоплений углеводородов. Некоторые из них относятся к категории высокодебитных [3].

Палеозойские отложения представлены двумя группами пород-коллекторов: карбонатными, кремнисто-глинистыми.

На рисунке 1 представлены особенности распределения нефти в трещинах и кавернах карбонатных пород.

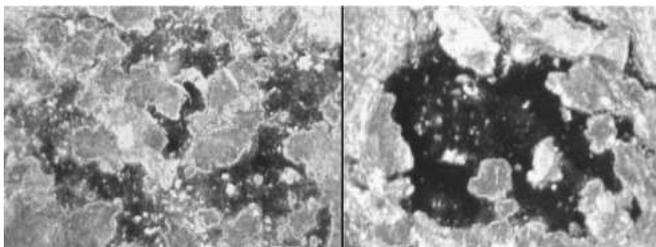


Рис. 1 Нефть в трещинах и кавернах карбонатных пород

Нефтегазовые залежи палеозойских отложений приурочены к коре выветривания, которая представлена трещиновато-кавернозными известняками, нередко с распространением «газовой шапки» [4]. Трещиноватый коллектор имеет высокую проницаемость, в результате чего будут обеспечиваться высокие дебиты. В процессе строительства скважины со вскрытием палеозоя следует ожидать интенсивных поглощений бурового раствора, вплоть до катастрофических и полных. При этом ситуация зачастую осложняется высоким газовым фактором и поглощения могут сопровождаться газонефтепроявлениями [2].

Из опыта бурения на палеозойских месторождениях Томской области известно, что баланс плотности бурового раствора находится в пределах 1,10-1,12 г/см³: при плотностях ниже 1,10 г/см³ наблюдается повышенное содержание газа в буровом растворе и опасность возникновения нефтегазопроявления; при превышении плотности 1,12 г/см³ поглощения бурового раствора. Так же опасность поглощения бурового раствора связана с неоднородностью трещиноватых коллекторов, что вносит свои коррективы в технологический процесс строительства скважин [1].

Наиболее серьезная проблема при бурении палеозойских отложений с которой сталкиваются все предприятия, работающие на этих горизонтах, – интенсивное поглощение бурового раствора как при вскрытии кровли, так и при бурении самого пласта, которое ведет к прихвату бурового инструмента. Это обусловлено самой структурой пород: их высокой проницаемостью, трещиноватостью, обилием пустот. Кроме того, пластовые жидкости поглощает ствол скважины, что вызывает его нестабильность. Результатом является прихват бурового инструмента, потеря циркуляции бурового раствора, рост временных затрат на спуск и подъем бурильных труб.

В настоящее время проблема с катастрофическим поглощением бурового раствора решается путем приготовления вязкоупругих смесей (ВУС) с использованием кольматантов большого размера, а так же использование растворов с высоким возрастающим СНС (примером такого раствора является сверхтиксотропная система «Дрилплекс»).

Система «Дрилплекс» является сверхтиксотропным глинистым буровым раствором на основе мелкодисперсных оксидов магния и алюминия, обладающая рядом специфических и фильтрационных характеристик, недостижимых при помощи традиционных реагентов. Хрупкий, плоский профиль СНС в сочетании с высоким динамическим напряжением сдвига делает систему прекрасным выбором для бурения горизонтальных стволов, протяженных наклонно-направленных скважин и других операциях, где требуется исключительные и выносящие свойства при минимальных потерях давления. Благодаря быстрому переходу системы в состояние, близкое к твердому телу, в состоянии покоя, «Дрилплекс» идеально подходит для вскрытия трещинных и высокопроницаемых горизонтов с аномально низкими пластовыми давлениями.

Уникальность системы «Дрилплекс» и эффективность ее работы достигаются за счет обеспечения структуры между меленькими пластинчатыми катионными кристаллами ММО (mixed metal oxide) и чешуйками бентонита. Реагент «Дрилплекс» является основным компонентом системы и представляет собой микроскопические (длиной около 0,05 мкм и толщиной около 1-5 нм) положительно заряженные чешуйки ММО с очень высокой плотностью заряда (в 6-7 раз выше, чем у частиц бентонита). Попадая в раствор, кристаллы «Дрилплекс» (ММО) присоединяются к чешуйкам бентонита, замещая ионы натрия или другие одновалентные

катионы и образуя сильные ассоциации с анионами по краям глинистых чешуек в местах дефектов кристаллической решетки.

При образовании ассоциатов базальные поверхности глинистых чешуек насыщаются малыми катионными кристаллами, которые так прочно присоединяются к поверхности, что практически не влияют на результаты определения катионно-обменного потенциала традиционными методами.

В результате присоединения кристаллов поверхность приобретает положительный заряд и электростатическое поле чешуек бентонита кратно увеличивается по сравнению с «традиционными» растворами. Характер всего раствора меняется на катионный. Образуется совершенно другая коллоидная система, в которой чешуйки ММО «скрывают» внутри гидратированные поверхности кристаллов бентонита и вызывают аномально высокое поле электростатических сил вокруг них. Данный механизм, основанный на влиянии электростатического поля, объясняет «упругое» поведение таких жидкостей при отсутствии сдвигающих нагрузок, мгновенные переходы из твердого в жидкое состояние и легкую обратимость процесса [5,6].

На Урманском месторождении Томской области при бурении скважины 770 куста 1 при вскрытии отложений палеозоя началось поглощение бурового раствора с потерей циркуляции.

В ходе работ по ликвидации осложнения было потеряно 600 м³ КС1-полимерного раствора, но ликвидировать поглощение так и не удалось.

Для бурения высокопроницаемых отложений палеозоя на Урманском месторождении компанией Mi SWACO была предложена система «Дрилплекс».

При использовании системы «Дрилплекс» вблизи стенок скважины образуется зона неподвижного бурового раствора, находящегося в состоянии «псевдотвердого тела». Это позволяет значительно снизить уровень динамической фильтрации и поглощений.

На рисунке 2 показан принцип работы сверхтексотропного бурового раствора системы «Дрилплекс».

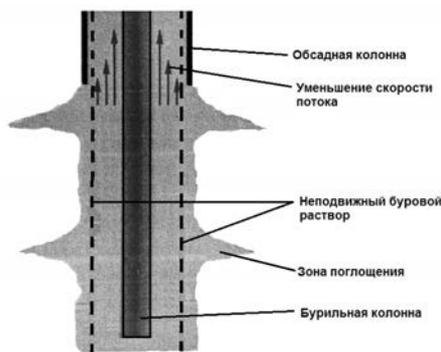


Рис. 2 Принцип работы сверхтексотропного бурового раствора системы «Дрилплекс»

С использованием системы «Дрилплекс» на Урманском месторождении пробурены 150-м интервалы под хвостовики в скважинах 762 и 766. Для бурения хвостовика на скважине 766 использовался раствор со скважины 762. Общие потери раствора в двух скважинах составили 14 м³.

В результате применения системы «Дрилплекс» достигнуто:

- Снижение поглощений бурового раствора;
- Сокращение времени бурения интервала;
- Идеальная очистка ствола.

В России предприятия занятые разработкой и строительством скважин в палеозойских отложениях долгое время не могли найти способ ликвидации поглощений бурового раствора. Было перепробовано множество традиционных способов борьбы с этими проблемами, включая установку цементных мостов и использование специальных присадок к буровому раствору. Решение было найдено в компании Weatherford International. Дальнейшее строительство скважин продолжилось по технологии бурения на обсадных трубах.

Бурение скважин на обсадной колонне – это эффективный способ проходки проблемных участков, включающих в себя зоны с нестабильностью ствола скважины, участки реактивных глин и зоны с потерей циркуляции раствора.

При традиционном бурении в случае интенсивного поглощения бурового раствора пластом и прекращение его циркуляции нужно было поднимать весь бурильный инструмент и заготавливать новый объем бурового раствора. В случае же применения обсадных труб процесс бурения можно не приостанавливать - обсаживание ствола скважины ведется параллельно. Обсадные трубы оснащены специальной замковой резьбой, которая позволяет вращать бурильный инструмент, продолжать бурение в интервалах неустойчивых пород, в зонах потери циркуляции. В результате сокращается количество спуско-подъемных операций, снижается аварийность, появляется возможность использования более дешевых буровых растворов.

Также происходит сокращение сроков строительства интервалов, как правило, на 20-30 % и более за счет экономии времени на борьбу с осложнениями в скважине, сокращения числа СПО, необходимых для шаблонирования и спуска обсадной колонны, а также устранения дополнительных потерь времени на промывку ствола скважины.

Существует еще один способ бурения скважин в условиях катастрофического либо полного поглощения бурового раствора – это технология бурения скважин без выхода циркуляции на поверхность.

Суть данной технологии заключается в том, что в качестве промывочной жидкости используется дешевый раствор либо техническая вода, которая будет производить вынос шлама из зоны долота и поглощаться вместе с ним в пласт. Одновременно шлам будет являться коагулирующим агентом. Необходимое забойное давление обеспечивается за счет столба жидкости, находящегося в затрубном пространстве.

При попадании частиц шлама в призабойную зону пласта они оказывают коагулирующее воздействие и препятствуют поглощению промывочной жидкости в пласт. Однако у этого действия есть и отрицательная сторона. Призабойная зона пласта сильно загрязняется твердой фазой, вследствие чего в дальнейшем блокируется продвижение флюида к скважине.

Принятие решения о выборе того или иного мероприятия по ликвидации поглощения основывается на анализе конкретной ситуации, но, несомненно, все буровые установки должны быть оснащены современными средствами очистки буровых растворов. Кроме того, заказчик должен иметь в наличии минимальный объем материалов, химических реагентов и специальных технических средств для оперативного устранения возникшего в процессе строительства скважины осложнения.

Литература

1. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов.
2. Девушкин Н.А., Сичковский И.Т. Состояние и перспективы развития наклонно-направленного и горизонтального бурения в палеозойских отложениях на месторождениях томской области.
3. Запывалов Н.П., Исаев Г.Д. Критерий оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири.
4. Ковешников А.Е. Породы-коллекторы доюрских карбонатно-кремнисто-глинистых отложений Западно-Сибирской геосинеклизы.
5. Салмина Т.В. Материалы научной сессии студентов по итогам 2005 года. Часть 1. Сверхтекстотропные промывочные жидкости нового поколения. Типография АГНИ. – 2006 г.
6. Bubnov A. S., Boyko I. A., Khorev V. S. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2015. — Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. — [012010, 5 p.]

РАЗРАБОТКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Д. В. Чичикало

Научный руководитель, доцент А. А. Каракозов

Донецкий национальный технический университет, Донецк

Острый дефицит питьевой и технической воды определяет необходимость интенсификации освоения подземных источников. Продуктивность скважин определяется сохранением свойств водоносного пласта и фильтровой части скважины в эксплуатационный период. Основной причиной снижения производительности скважин в процессе их эксплуатации является коагуляция (глинизация, зарастание отложениями) стенок и фильтровой части. В результате возможно резкое уменьшение дебита и преждевременное прекращение работы скважины по причине коагуляции и заиливания [1].

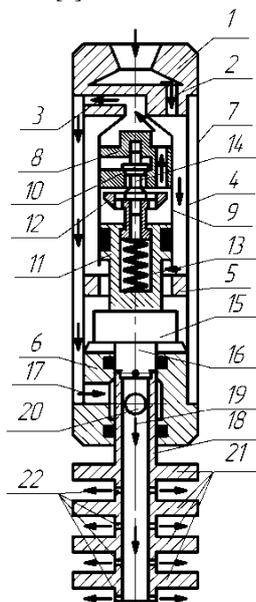


Рис.1. Схема устройства для разглинизации пластов

Продуктивность старых скважин может восстанавливаться и повышаться путем системного применения технологий декоагуляции и обработки призабойной зоны пластов. Таким образом, воздействие на

продуктивные пласты и технические средства для его осуществления являются одними из основных элементов технологии добычи жидких полезных ископаемых. Поэтому разработка технических средств для воздействия на продуктивный пласт является актуальной задачей.

Идея работы заключается в использовании гидроударника двойного действия в качестве генератора знакопеременных давлений, передающихся столбу жидкости в скважине. С участием автора было предложено два устройства для разглинизации продуктивных пластов, первое из которых включает в себя гидроударник двойного действия и присоединяемый к нему вибрационный узел (рис. 1).

В состав гидроударника входит распределительный переходник 1 с впускным 2 и выпускным 3 отверстиями. Распределительный переходник 1 соединен корпусом 4 с верхней 5 и нижней 6 наковальнями, а кожухом 7 – с нижней наковальней 6. К распределительному переходнику 1 присоединена клапанная коробка 8 с цилиндром 9. В клапанной коробке 8 также размещен впускной клапан 10. Внутри цилиндра 9 размещен поршень 11 с выпускным клапаном 12 и пружиной 13. Клапан 12 соединен с впускным клапаном 10 толкателем 14. Поршень 11 связан с бойком 15, в нижней части которого выполнен шток 16. В нижней наковальне 6 выполнен радиальный канал 17, соединенный с зазором между корпусом 4 и кожухом 7. В состав вибрационного узла входит соединенный со штоком 16 патрубок 18 с осевым каналом 19 и радиальным отверстием 20. К патрубку 18 присоединены дисковые мембраны 21, между которыми выполнены отверстия 22.

Устройство работает следующим образом. Оно спускается в скважину на бурильных трубах, по которым жидкость под давлением подается в распределительный переходник 1, проходит во впускное отверстие 2 и далее через кольцевой зазор между корпусом 4 и цилиндром 9 проходит в полость цилиндра 9 под поршень 11. Под действием давления жидкости в подпоршневой полости цилиндра 9 поршень 11 движется вверх, при этом выпускной клапан 12 толкателем 14 опирается во впускной клапан 10 и остается на месте, что приводит к сжатию пружины 13. Жидкость из надпоршневой полости цилиндра 9 через выхлопные каналы клапанной коробки 8 проходит через выпускное отверстие 3 до кольцевого зазора между корпусом 4 и кожухом 7, а затем через каналы 17 и 19, отверстия 20 и 22 жидкость проходит в пространство скважины. Поршень 11 продолжает свое движение и наносит удар по выпускному клапану 12. При этом за счет энергии удара и под действием усилия пружины 13 впускной клапан 10 открывается. Поршень 11 продолжает свое движение по инерции, а выпускной клапан 12 перекрывает выхлопные каналы в клапанной коробке 8. Боек 15, соединенный с поршнем 11, движется вместе с ним и наносит удар по верхней наковальне 5. Давление в обеих полостях цилиндра 9 становится одинаковым, но так как площадь поршня 11 сверху больше чем его площадь снизу на величину площади штока 16, то возникает сила, которая заставляет поршень 11 двигаться вниз. При этом жидкость проходит в надпоршневую полость цилиндра 9 через открытый впускной клапан 10 и каналы в выпускном клапане 12. Поршень 11 движется вниз, при этом выпускной клапан 12 остается закрытым до тех пор, когда поршень 11 нанесет удар по выступу в его нижней части. Тогда выпускной клапан 12 оторвется от клапанной коробки 8. При этом впускной клапан 10 закрывается. Поршень 11 продолжает свое движение по инерции, и боек 15 наносит удар по нижней наковальне 6. Далее цикл работы устройства повторяется.

За счет того, что вибрационный узел соединен со штоком 16, то он совершает возвратно-поступательное перемещение в скважине. Тем самым он обеспечивает генерацию волн давления в жидкости, которые влияют на стенки скважины, очищая их от глинистых и других отложений. Жидкость, которая выходит из отверстий 22 также способствует лучшему очищению стенок скважины. Ударные импульсы, которые передаются на дисковые мембраны 21, способствуют повышению частоты волн давления, что также положительно влияет на процесс разглинизации продуктивных пластов.

Предварительные расчёты показали, что вибрационный узел существенно не влияет на работу гидроударника, поэтому для расчета параметров последнего может быть использована программа «GidroUdamnik», в основу, которой положена методика, разработанная в нашем университете. Давление, действующее на фильтровую зону при работе устройства, рассчитывается по формуле Б.В. Василькова, подтвержденной экспериментально [2].

Описанное выше устройство может дополнительно оснащаться гидродинамическим излучателем импульсов (кавитационным генератором) 23, выполненным в виде трубки Вентури (рис. 2), через которую в зону фильтра 24 проходит жидкость, отработанная в гидроударнике. При этом отверстия в патрубке 18 отсутствуют или перекрываются кольцами 22. Значения частот импульсов, генерируемых излучателем, в зависимости от подачи жидкости в гидроударник, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Значения частот импульсов, генерируемых излучателем

Расход жидкости, л/мин	Частота импульсов, $c^{-1} \cdot 10^3$
210	1,89
240	2,16
270	2,43
300	2,7

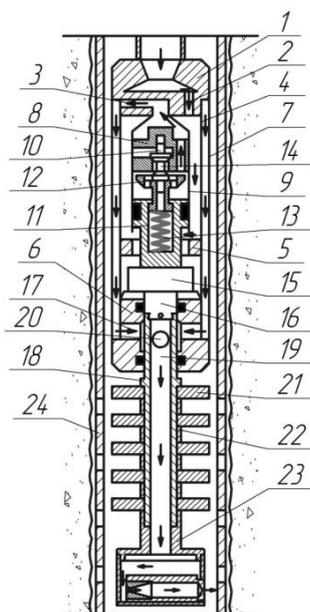


Рис.2. Схема устройства для разглинизации пластов с дополнительным кавитационным генератором

Литература

1. Ратов Б.Т. Гидровибрационное освоение флюидосодержащих пластов при строительстве скважин. – Алматы: КазНТУ, 2015. – 124с.
2. Васильков В.Б. Влияние вибрации на нелинейные эффекты в механических системах. – С.-П.: Институт проблем машиноведения РАН, 2009. – 42 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ БУРЕНИЯ ОПОРНЫХ СКВАЖИН СЪЕМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ

Е. О. Шишкина, П. Г. Петенёв

Научный руководитель, профессор В. В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В настоящее время, большие площади нефтеперспективных земель остаются малоизученными и их углеводородный потенциал достоверно не оценен. Большинство территорий находятся в труднодоступном транспортном отношении, что подразумевает под собой высокие затраты на проведение геологоразведочных работ. По данным [1] (с учетом транспортных затрат) стоимость параметрических скважин превышает 200 млн. руб. Главными составляющими этой стоимости являются материалы (более 5000 т) и оборудование (около 1000 т) и их транспортировка. Бесспорно, что остается актуальным вопрос о поиске наиболее рациональных методов изучения недр и поиска углеводородных месторождений, но в тоже время проводимых за короткое время и требовавших меньших финансовых затрат. Одним из путей решения этой проблемы является использование инструмента, позволяющего получать более достоверную информацию при отборе образцов горных пород в процессе бурения скважин. В данном случае, целесообразно применение опыта сооружения геологоразведочных скважин с применением комплексов со съемным керноприемником. Именно опыт применения ССК позволяют существенно сократить затраты и повысить качество кернового материала, который является важным для обработки и интерпретации сейморазведочных работ. Большое внимание уделяется буровым коронкам, так как особыми условиями бурения глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях является применение относительно вязких и плотных буровых растворов.

При бурении скважин с отбором керна необходимы конструкции коронок, позволяющие повысить эффективность горных пород и снизить риск искривления скважин. В связи с этим, необходимо иметь инструмент позволяющий решить эти задачи. Существуют различные конструкции породоразрушающего инструмента. Одной из наиболее перспективных является алмазная коронка с алмазосодержащей матрицей, разделенной на сектора с промывочными пазами равных размеров. Но есть один недостаток данной конструкции. Перекок коронки, вызванный наличием промывочного паза, приводит к снижению ресурса коронки и возникает большая вероятность искривления ствола скважины. В развитие этой темы ведутся работы по совершенствованию инструмента. Была разработана алмазная коронка, защищенная, на полезную модель №148333 [2], состоящая из корпуса, алмазосодержащей матрицы, секторов и промывочных пазов (узких и широких).

При проведении испытаний данная алмазная коронка показывает рост механической скорости и снижение величины естественного искривления. Но было выявлено понижение ресурса породоразрушающего

инструмента связаного с нарушением гидравлического сопротивления истечению бурового раствора через промывочные пазы и скорости его протекания. Причиной чего стало появление в матрице коронки больших промывочных пазов. Появление больших промывочных пазов приводит к резкому уменьшению количества промывочной жидкости проходящей через малые промывочные пазы. В результате, охлаждение внутренних граней алмазосодержащих секторов прилегающих к малым промывочным каналам резко уменьшается, что приводит к повышению температуры до температуры t_k , при которой происходит «спекание» частиц шлама с перегретой матрицей внутренних граней алмазосодержащих секторов. После этого площадь паза уменьшается и тем самым усиливает эффект недостаточного охлаждения прилегающих к малым промывочным пазам алмазосодержащих секторов матрицы, роста температуры и преждевременному их износу.

Следующей целью дальнейшего усовершенствования конструкции буровой коронки КИТ является исключение неравенства гидравлических сопротивлений в промывочных пазах коронки при сохранении эксцентриситета торца матрицы.

За прототип разработанной бурильной коронки была принята алмазная коронка, которая содержит корпус с резьбой, матрицу с алмазосодержащими секторами одной геометрической формы и размеров и промывочные каналы двух типов – узкий и широкий, что обеспечивает эксцентриситет торца матрицы, а также различную насыщенность алмазами секторов матрицы. У коронки-прототипа на одной из половин торца матрицы коронки выполнены два широких промывочных канала, между которыми по разную от широких промывочных каналов сторону имеется не равное количество алмазосодержащих секторов. Узкие промывочные каналы разделяют сектора матрицы коронки по обе стороны от широких промывочных пазов.

Наличие двух широких промывочных каналов и алмазосодержащих секторов между широкими промывочными каналами, обеспечивая эксцентриситет торца матрицы, исключает какой-либо существенный перекос алмазной коронки при бурении, а значит и дополнительный изгиб колонкового набора.

Недостатком прототипа является низкий ресурс из-за того, что различные по размеру промывочные каналы при бурении создают различные по величине гидравлические сопротивления на выходе бурового раствора из коронки: минимальные гидравлические сопротивления возникают в широких промывочных каналах, а максимальные в узких промывочных каналах, а в результате алмазосодержащие сектора, между которыми выполнены узкие промывочные каналы, охлаждаются при бурении недостаточно и поэтому более интенсивно изнашиваются, что снижает ресурс коронки.

Предлагаемая алмазная коронка содержит корпус с резьбой, матрицу с алмазосодержащими секторами одной геометрической формы и размеров, и промывочные каналы двух типов – узкий и широкий, что обеспечивает эксцентриситет торца матрицы, при этом в широких промывочных каналах установлены перегородки, перекрывающие каналы, а в перегородках выполнены отверстия у каждого крайнего алмазосодержащего сектора по обе стороны широкого промывочного канала. Таким образом, всего выполнено четыре отверстия в перегородках, при этом площадь каждого отверстия равна площади узкого промывочного канала. Перегородки, перекрывающие широкие промывочные каналы, выполнены тонкими и легко изнашиваемыми.

Наличие перегородок в широких промывочных каналах с двумя отверстиями в каждой из них обеспечивают равенство гидравлических сопротивлений при прокачивании бурового раствора через коронку при бурении, поскольку при прочих равных условиях величина гидравлических сопротивлений определяется площадью отверстий и каналов, через которые прокачивается жидкость. Поскольку площади каналов и отверстий равны, то и гидравлические сопротивления при прокачивании бурового раствора через коронку будут тоже равны. В результате буровой раствор будет в равных долях циркулировать через каналы и отверстия в матрице коронки и равномерно охлаждать её алмазосодержащие секторы.

Опытная коронка в соответствии с заявкой на полезную модель прошла промышленные испытания, которые показали, что без перегородки в широких промывочных каналах достигается снижение искривления, но при этом ресурс коронки заметно ниже стандартной коронки, что стало следствием недостаточного охлаждения алмазосодержащих секторов коронки.

Таким образом, при проектировании и производстве коронок КИТ необходимо учитывать важность сохранения равенства гидравлических сопротивлений истечению промывочного раствора через промывочные каналы, реализация данных конструкций как показывают теоретические исследования и практические испытания, позволят значительно снизить интенсивность естественного искривления скважин при бурении анизотропных горных пород без значительного снижения ресурса породоразрушающего инструмента.

Литература

1. Нечепуренко. А.Е., Новиков А.Д., Черныш В.Ф. Бурение скважин предельно малого диаметра как ускоренный метод открытия месторождений УВ. // Разведка и охрана недр. – 2006. - №1. – С.47-50.
2. Пат. 148333. Алмазная буровая коронка Спирин В. И., Будюков Ю. Е., Нескоромных В.В. и др. Опубликовано 10.12.2014 г.

МИРОВОЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ С. Е. Шороховецкий

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Ковалев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день, увеличивается число осложнений в процессе бурения скважин, ввиду общего усложнения геологических условий: наличие пластов с переменным давлением, нестабильность ствола скважины, а также истощенность пластов. Исходя из мирового опыта бурения борьба с этими осложнениями увеличивает общие временные затраты на строительство скважин на 20-25%. Кроме того, привычные методы борьбы с потерей циркуляции, такие как добавка кольматирующих материалов и смол в буровой раствор, закачка цементных пробок, оказываются дорогостоящими и часто неэффективными. Вместо того чтобы решать эти многолетние проблемы с помощью традиционных методов, современные буровые и нефтесервисные компании внедряют новые технологии, тем самым способствуя повышению общей эффективности процесса. В результате сокращается время бурения, что позволяет значительно снизить затраты компаний-заказчиков. Одной из таких технологий является метод бурения на обсадной колонне [1].

Первый опыт бурения скважины на обсадной колонне был осуществлен в СССР в конце 70-х годов XX века. Данная технология в ее первоначальном варианте является разработкой ВНИИБТ, (г. Москва). В литературе первые упоминания о бурении на обсадной колонне появились только во второй половине 90-х годов XX века. Наибольшего успеха в строительстве скважин с применением технологии бурения на обсадной колонне достигли зарубежные компании, в частности Weatherford и Tesco, имеющие на данный момент богатейший опыт работы как за рубежом, так и на территории России (ХМАО, Западная Сибирь). Суммарная проходка бурением на обсадных колоннах составляет более 2 миллионов метров и более чем 2000 пробуренных интервалов. Также свой вклад в развитие технологии бурения на обсадной колонне внесли компании Mobil, Atlas Copco, LUKOIL Overseas и Halliburton [2,3].

Результативность, эффективность и экономическую целесообразность применения метода бурения на обсадной колонне можно выявить путем анализа результатов применения данной технологии на месторождениях различных стран и регионов. За основу исследования был взят практический опыт применения метода бурения на обсадной колонне «Drilling-with-Casing» (DwC) компании Weatherford. Технология DwC имеет свои особенности и преимущества по сравнению с аналогичными технологиями других компаний, в частности наличие упрощенной конструкции компоновки низа бурильной колонны, которая включает в себя уникальный разбуриваемый буровой башмак «Defyer». К клиентам и сторонникам применения системы DwC относятся крупнейшие нефтегазовые компании мира, такие как PTTGP Myanmar, Petronas Carigali, Chevron, PetroChina, Encana Oil and Gas, Apache China, ЗАО «ВСНК» и др. В настоящее время технология DwC имеет довольно обширную географию использования: Северная и Южная Америка, Африка, Европа и Азия, Австралия [4].

В нашей стране система уже довольно хорошо зарекомендовала себя при бурении интервалов под кондуктор диаметром 324 и 340 мм. В ряде случаев время на строительство скважины при бурении на обсадной колонне под кондуктор в среднем до 48 часов меньше по сравнению с традиционным методом. К тому же, использование системы DwC позволило решить проблему с прохождением и своевременной изоляцией зон многолетнемерзлых пород (рисунок 1). Основными задачами, которые стоят перед технологией бурения на обсадной колонне в России, являются:

1. Сокращение непроизводительного времени (НПВ) и повышение эффективности бурения.
2. Снижение потерь промывочной жидкости в зоне многолетнемерзлых пород, улучшение качества цементирования и сокращение до минимума необходимого количества цемента.

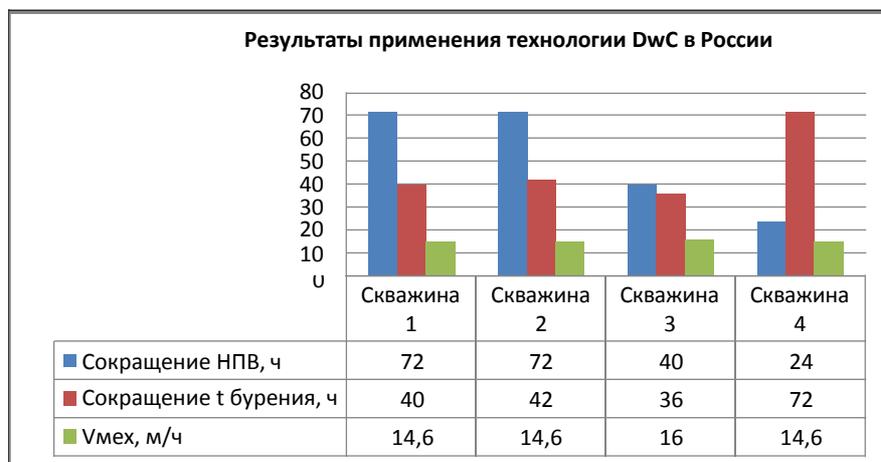


Рис.1 Результаты применения технологии DwC в России

Эффективность применения технологии DwC в США рассмотрена на примере работы компании Weatherford на месторождениях Оклахомы и Колорадо (рисунок 2). Основными задачами, которые стоят перед технологией бурения на обсадной колонне в США, являются:

1. Бурение до проектной глубины и крепление скважины, избегая проблем, связанных с потерей циркуляции бурового раствора, и других актуальных проблем, ведущих к увеличению сроков строительства скважины.
2. Бурение разведочных скважин на новых месторождениях и сбор геологической информации.
3. Сокращение НПВ и связанных с этим расходов.
4. Повышение эффективности бурения.
5. Бурение на обсадной колонне интервалов под кондуктор диаметром 9 5/8 дюйма (245 мм) до проектной глубины.

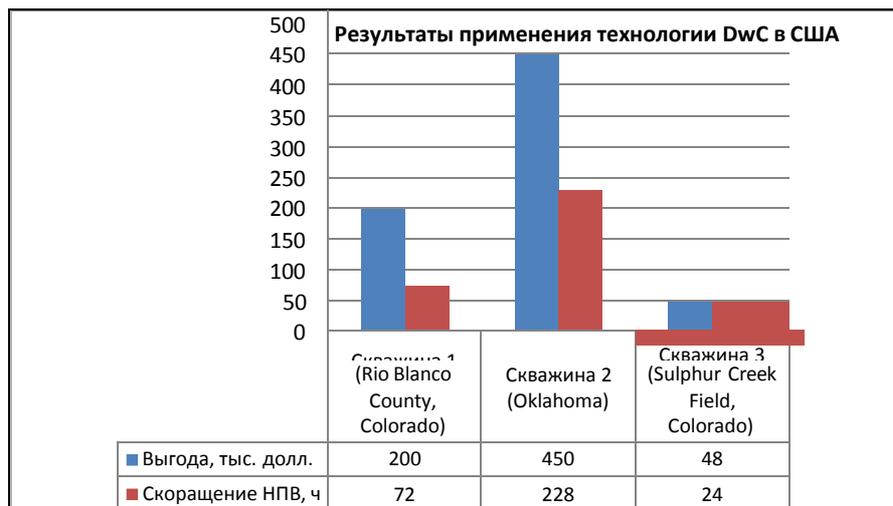


Рис.2 Результаты применения технологии DwC в США

Эффективность применения технологии бурения на обсадной колонне в Австралии рассмотрена на примере работы компании Weatherford на морских месторождениях Carnavon Basin, Bonaparte Basin и на Северо-Западном шельфе (рисунок 3). Основными задачами, которые стоят перед технологией бурения на обсадной колонне на морских месторождениях Австралии, являются:

1. Бурение на обсадной колонне до проектной глубины за один рейс.
2. Избежание необходимости в дополнительной шаблонировке ствола скважины.
3. Сокращение НПВ, связанного с проходкой по реактивным сланцам, потерей циркуляции, нестабильностью ствола скважины ниже интервала кондуктора.
4. Бурение на обсадной колонне в сложных погодных условиях (приливы, плохая видимость, сильное течение).

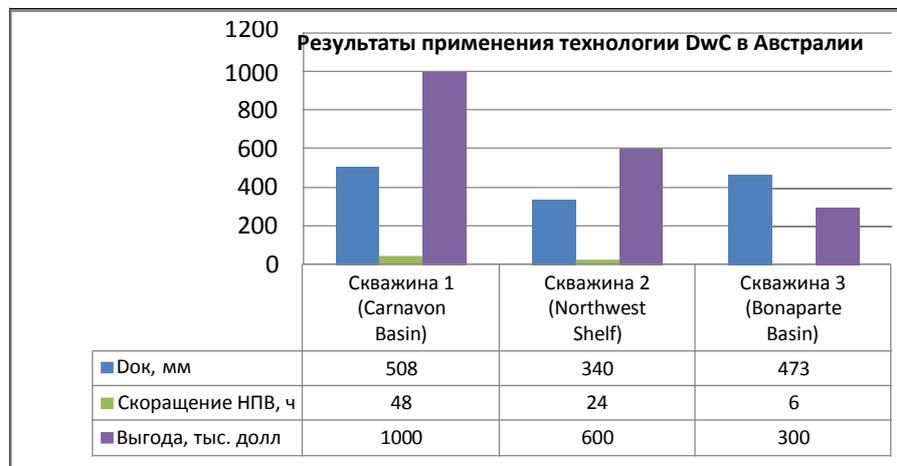


Рис.3 Результаты применения технологии DwC в Австралии

В Азии технология бурения на обсадной колонне пользуется большим спросом, ввиду, очевидных преимуществ перед традиционными методами бурения скважин как на суше, так и на море (рисунок 4). Среди заказчиков присутствуют Petronas Carigali (Западная Малайзия), CNOOC и PetroChina (Китай), Индонезийские

компании и др. Основными задачами, которые стоят перед технологией бурения на обсадной колонне на морских месторождениях Азии, являются:

1. Обеспечение достойной альтернативы традиционным методам бурения на морских месторождениях.
2. Сокращение времени бурения, экономия на времени работы буровой установки.
3. Безопасное и эффективное перекрытие верхних интервалов.
4. Предотвращение поступления в скважину пластовых вод.
5. Бурение на обсадных трубах нескольких скважин до проектной глубины с морской буровой платформы, с целью быстрого и безаварийного проведения работ.

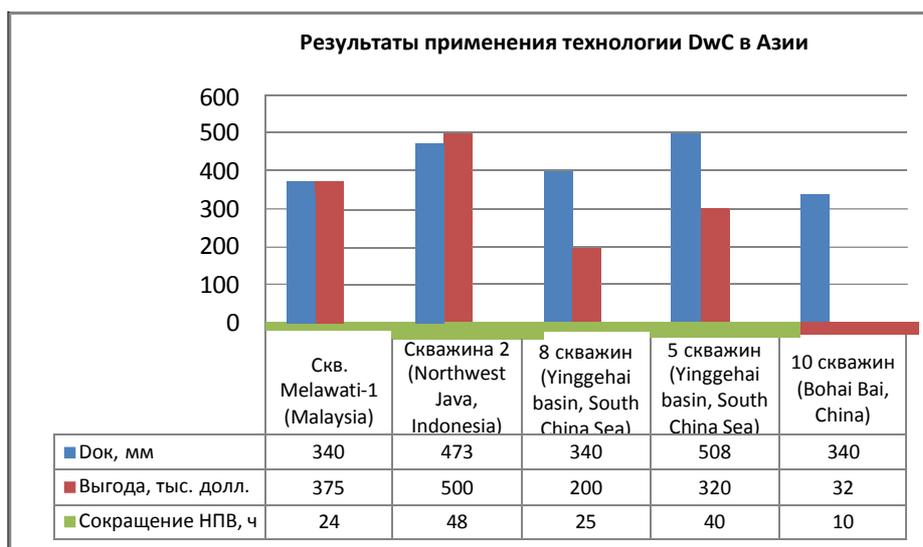


Рис.4 Результаты применения технологии DwC в Азии

В большинстве случаев, бурение на обсадной колонне обладает следующими преимуществами:

1. Стабильное достижение проектной глубины при бурении на обсадной колонне.
2. Быстрое и безаварийное бурение интервалов, имеющих зоны с различными осложнениями.
3. Высокая механическая скорость бурения.
4. Безопасное и эффективное перекрытие верхних интервалов.
5. Значительное сокращение непроизводительного времени.
6. Значительная экономия средств заказчика.

Анализ практических результатов применения технологии бурения на обсадной колонне в различных горно-геологических условиях наглядно показывает ее эффективность и целесообразность, что указывает на большой потенциал для дальнейшего развития данной технологии, и ее повсеместного использования в будущем.

Литература

1. Андреев Н.Л. Технология бурения обсадными трубами интервалов многолетнемерзлых горных пород//Наука и техника в газовой промышленности. – М: Газпром Экспо, 2010. – № 4. - С. 6 – 11.
2. Михайличенко А.В. Инновационная технология Tesco – бурение на обсадной колонне Casing Drilling//Нефть. Газ. Новации. – Краснодар, 2011. – № 12. – С. 34 – 40.
3. <http://www.tescocorp.com>.
4. <http://www.weatherford.com>.

АНАЛИЗ ОПЫТА РАБОТЫ ПО СПУСКУ И УСТАНОВКЕ ХВОСТОВИКА НА СКВАЖИНЕ №520 СНЕЖНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С. Е. Шороховецкий

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Непрерывно растущий спрос на углеводородное сырье вкупе с постепенным истощением эксплуатируемых объектов, а также трудоемкость разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и нефтепродуктов, подталкивают буровые и нефтесервисные компании к поиску инновационных решений и разработке новых систем и оборудования.

Одним из примеров таких решений является «система заканчивания скважин, подразумевающая многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) с селективным разделением пластов в открытом стволе ZoneSelect» компании Weatherford, которая была применена на скважине №520 Снежного нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Целесообразность применения технологий МГРП подтверждается анализом зависимости показателей по добыче пластовых флюидов от количества проводимых стадий гидроразрыва (рисунок 1).

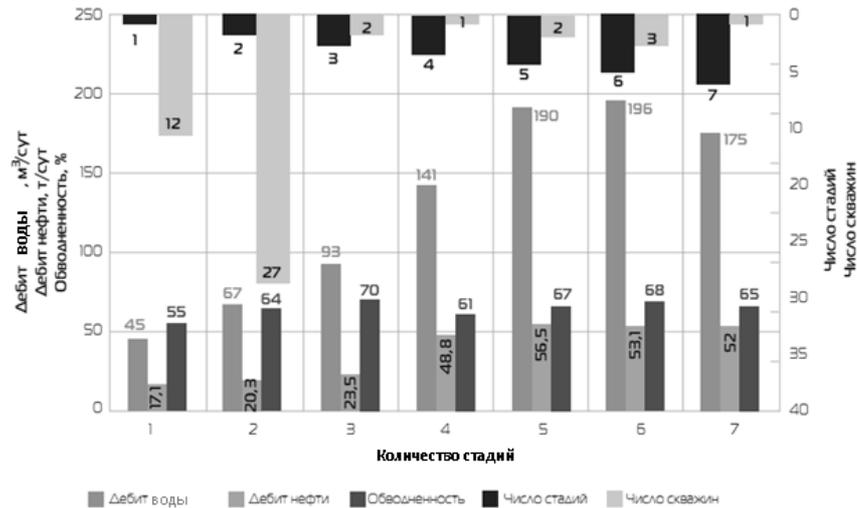


Рис. 1 Зависимость показателей по добыче пластовых флюидов от количества стадий гидроразрыва пласта

Бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием №520 на Снежном НГКМ началось 23 августа 2014 года. Проектным горизонтом является пласт Ю1 Баженовской свиты и пласт Ю1/3 Васюганской свиты, запасы жидких углеводородов которых считаются очень большими, но трудноизвлекаемыми. Верхнюю часть проектного горизонта составляет надугольная толща, что определяет профиль и конструкцию скважины (таблица 1).

Конструкция скважины №520 Снежного НГКМ

Таблица 1

№	Тип колонны	Интервалы установки, м		Интервал цементирования, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота для бурения интервала, мм
		по вертикали	по стволу			
1	Направление	54,21	54,21	0 – 54,21	323,9	393,7
2	Кондуктор	1000,28	1000,28	0 – 1000,28	244,5	295,3
3	Эксплуатационная колонна	2420	2654,81	850 – 2654,81	177,8	220,7
4	Хвостовик	2427	4127,7	–	114,3	152,4

Фактическая глубина скважины по стволу совпадает с проектной и составляет 4137,5 м, в том числе горизонтальный участок протяженностью 1487 м. Смещение забоя скважины от вертикали (устья) составило 1830 м.

На данный момент наработан большой опыт бурения скважин с протяженным горизонтальным окончанием в северных и северо-восточных регионах России, но для Томской области этот пример является первым и по-своему рекордным. Бурение под интервал эксплуатационной колонны и хвостовик осуществлялось с применением роторно-управляемой системы и телесистем MWD и LWD с гидравлическим каналом связи, что позволило оперативно реагировать на изменения геологического разреза. Было произведено 22 корректировки траектории ствола скважины, в результате чего, скважина пробурена по наиболее продуктивной части пласта с радиусом круга допуска, равным 2 метра [1].

Для достижения максимального результата при испытании, освоении и дальнейшей разработке пробуренной скважины, разработана программа заканчивания скважины, которая предусматривает спуск в скважину нецементируемого хвостовика диаметром 114,3 мм с толщиной стенки 7,4 мм, выполненного из стали марки «Р», нефтеводонабухающих пакеров («FRAXSIS HYBRID», ZoneSelect, Weatherford) и муфт (циркуляционных клапанов «XLCN» с разным проходным диаметром, ZoneSelect, Weatherford) для проведения многостадийного гидроразрыва пласта. Для достижения наименьшего эксцентриситета хвостовика, в открытом

стволе, использовались жесткие спиральные центраторы «SpiraGlider» с пониженным коэффициентом трения. Низ хвостовика оснащается направляющим колонным башмаком, совмещенным с обратным клапаном и посадочной муфтой (BallSize 25,4 мм, ZoneSelect, Weatherford). Первой муфтой ГРП служит специальный циркуляционный клапан «ГОЕ ID» – 78,48 мм [2].

Стоит отметить важную конструктивную особенность циркуляционных клапанов. Каждая из пятнадцати муфт имеет свой проходной диаметр, что и позволяет провести до пятнадцати отдельных гидроразрывов пласта. Муфта активируется сбросом и посадкой шара определенного диаметра. Используются следующие диаметры шаров: 43,33 мм, 46,73 мм, 50,36 мм, 54,25 мм, 58,36 мм, 62,79 мм, 65,1 мм, 67,48 мм, 69,95 мм, 72,52 мм, 75,13 мм, 77,85 мм, 80,67 мм, 83,56 мм [2].

Использование нефтеводонабухающих пакеров, устанавливаемых между циркуляционными клапанами, дает возможность, провести множественный селективный гидроразрыв пласта с изолированным отбором проб пластового флюида и обеспечивает дополнительную центровку и герметичность затрубного пространства хвостовика в стволе скважины [3].

Принцип действия технологии МГРП заключается в следующем: в момент спуска хвостовик, оборудованный циркуляционными клапанами и заколонными пакерами, герметичен и не допускает сообщения внутрискважинного пространства с заколонным. В дальнейшем, после установки хвостовика и готовности скважины к МГРП, в поток жидкости ГРП направляются шары калиброванного размера по принципу матрешки, начиная с шара самого малого диаметра, которые, «садаясь» в седла, расположенные в муфтах, открывают их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведения операции. Таким образом, по завершении каждой стадии гидроразрыва сброшенный в скважину шар изолирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что позволяет сформировать запланированное число трещин вдоль горизонтальной части ствола скважины. Разобщение интервалов ГРП в заколонном пространстве обеспечивают нефтеводонабухающие пакеры. Время распаковки в нефти составляет от 7 до 14 дней. Для возобновления работы, с нижележащим по стволу скважины интервалом на насосно-компрессорных трубах (НКТ) спускается фрезер, и шар разбуривается вместе с посадочным седлом циркуляционного клапана [3].

Для транспортировки хвостовика в место его установки используются бурильные трубы ТБПВ 102 и ТБТ 102 общей длиной 2101,24 м и локатор для отстыковки от компоновки хвостовика. Стыковочный узел представляет собой цапгово-резьбовой механизм с возможностью отсоединения от подвески хвостовика как натяжением, так и отворотом бурильной (транспортировочной) колонны. Локатор, в отличие от простого разъединителя, дает возможность множественного его использования для присоединения и отсоединения от подвески хвостовика с использованием как бурильных труб, так и НКТ.

Подвеска хвостовика «BLACKCAT-HU» представляет собой устройство с гидравлическим пакером, герметизирующем кольцевое пространство, и гидромеханическим якорем для подвески устройства и обсадных труб в эксплуатационной колонне. Подвесное устройство имеет нижнюю присоединительную резьбу БТС и верхний присоединительный узел под цапгово-резьбовой механизм локатора [3].

В общей сложности компоновка хвостовика включает в себя 350 отдельных элементов, которые собираются в единое целое в процессе спуска потайной колонны. При сборке элементов ведется строгий контроль за моментом свинчивания резьбовых соединений (для резьбы БТС – 330-447 кгс*м).

Конструктивные и геометрические параметры элементов технологической оснастки хвостовика представлены в таблице 2.

В процессе сборки и спуска хвостовика осуществляется, долив в каждую обсадную трубу и в каждую свечу транспортировочной колонны, а также несколько технологических операций:

1. Промывка после сборки всей компоновки хвостовика, в объеме равном его внутреннему пространству (с целью заполнения внутреннего пространства и избегания образования воздушных пробок).
2. Промывка в башмаке эксплуатационной колонны, в объеме равном кольцевому пространству (с целью приведения в движение бурового раствора в кольцевом пространстве).
3. Промывка на забое, в объеме равном полуторакратному объему кольцевого пространства (с целью приведения в движение бурового раствора в кольцевом пространстве, восстановления и проверки циркуляции).

Все промывки производятся цементировочным агрегатом ЦА-320 с контролем объема раствора, закачиваемого в скважину и контролем давления. Подача в начале циркуляции составляет 2 л/с, максимальная подача при нормальном режиме промывки – 11 л/с, максимальный перепад давления – до 70 атм.

Общее время от начала сборки хвостовика до его спуска на проектную глубину составило около 45 часов. Сократить общее время, затраченное на работу по сборке и спуску хвостовика, можно путем привлечения дополнительных техники (автокрана) и персонала для сборки технологических узлов (труба-пакер, труба-муфта и др.) на стеллажах, параллельно проведению работ по спуску хвостовика в скважину.

В общем виде схема компоновки представлена на рисунке 2.

После спуска хвостовика на проектную глубину и проведения последней промывки осуществляется комплекс технологических операций по установке хвостовика и подготовке скважины к дальнейшим работам.

Технологические работы, проводимые для установки хвостовика в скважине (проводятся с использованием двух цементировочных агрегатов ЦА-320, обвязанных со стожком манифольда):

1. Закачка нефти в объеме 18 м³ (замещение бурового раствора в кольцевом пространстве открытого ствола скважины для активации заколонных нефтеводонабухающих пакеров).
2. Сброс шара диаметром 25,4 мм.

3. Продавка шара вязкой пачкой (ВУС) в объеме 1 м³ (для предотвращения всплывтия шара, УВ > 200 с).
4. Закачка нефти в объеме 9 м³ (для заполнения внутреннего пространства хвостовика и компенсации внутренних и наружных избыточных давлений, действующих на колонну).
5. Продавка буровым раствором в объеме 16 м³.
6. Фиксация давления «СТОП», равного 120 атм.
7. Активация узлов верхнего пакера подвески хвостовика (пакерный узел и якорный узел) поэтапным нагнетанием давления 150, 180, 210, 250, 280, 310 атм.
8. Отсоединение транспортировочной колонны от хвостовика отворотом вправо.

Таблица 2

Параметры элементов компоновки транспортировочной колонны и хвостовика

№	Элемент технологической оснастки	Описание	Длина, м	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Тип присоединительной резьбы
1	ТБПВ	Транспортировочная колонна	1611,2	101,6	84,84	Замковая
2	ТБТ		490,04	101,6	57,2	Замковая
3	Локатор	Отсоединение транспортировочной колонны от подвески хвостовика	0,83	136,53	119,38	Замковая - цангово-резьбовое
4	Верхний пакер хвостовика	Пакер с якорной подвеской хвостовика «BLACKCAT-HU»	1,95	150,8	120,65	Цангово-резьбовое - БТС
5	Обсадные трубы	Ш114,3 x 7,4 «Р»	1922,32	114,3	99,5	БТС
6	Пакер	Нефтеводонабухающий пакер «FRAXSIS HYBRID»	2,7	143,8	100,1	БТС
7	Муфта ГРП	ЦК «XLCN» с разным проходным диаметром	1,3	139,4	99,57	БТС
8	Циркуляционный клапан	«TOE ID» – 78,48 для проведения 1 ступени ГРП	1,34	139,4	78,48	БТС
9	Посадочная муфта	BallSize 25,4 мм. Для посадки шарика и герметизации трубного пространства	0,36	121,0	22,2	БТС
10	Башмак с обратным клапаном	Компоновка для направления хвостовика в стволе скважины и предотвращения заполнения трубного пространства буровым раствором извне	0,46	133	-	БТС

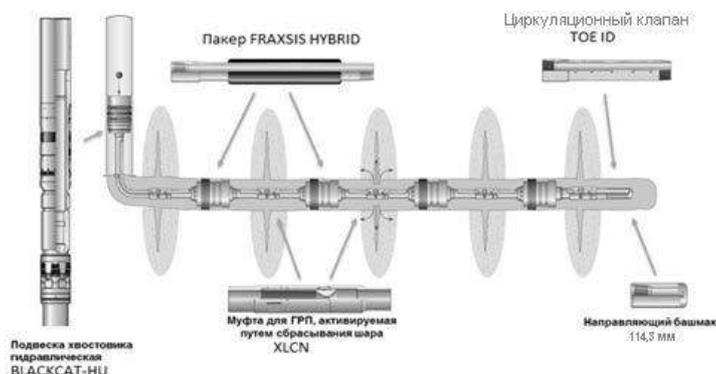


Рис.2 Схема компоновки нецементируемого хвостовика

Заключительные работы по подготовке скважины к передаче для дальнейших работ бригаде КРС, к числу которых относятся:

1. Замена бурового раствора в скважине на солевой раствор KCl.
2. Подъем и разборка транспортировочной колонны.

Для достижения максимального результата и высокого качества работы в кратчайшие сроки необходимы соблюдение регламента на заключительные работы, следование плану работ и правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, слаженная работа буровой бригады и инженерных служб. Суммарное время, затраченное на данный цикл заключительных работ, составило более двух суток. Все работы проводились в холодное время года в местности, приравненной к районам Крайнего севера.

Результатами работы являются получение первого опыта проведения селективного МГРП на скважине Томской области, достижение высокого дебита нефти из Баженовской и Васюганской свиты, а также значительная экономия средств заказчика на проведение дополнительных работ в скважине.

Данный опыт работы позволил успешно применить технологию МГРП еще на трех скважинах Томской области с протяженностью горизонтального участка от 1000 до 1500 м.

Литература

1. Бочаров Ю.В. «Томскбурнефтегаз»: сланцевая революция в Западной Сибири//Бурение&Нефть. – Томск, 2015. – № 05.
2. Проектная документация «Эксплуатационные наклонно-направленные скважины с горизонтальным окончанием на Снежном НГКМ. Проектный горизонт Ю1 1–3», Раздел 5 часть 1 «Технологические решения 9-2014НИ(Э) – ИОС».
3. <http://www.weatherford.com>.

РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ОПЫТНЫХ РАБОТ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА РАБОТЫ БУРОВЫХ КОМПОНОВОК СО СМЕЩЕННЫМ ЦЕНТРОМ МАСС ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ

В. А. Штукерт

Научные руководители, профессор В. В. Нескоромных, старший преподаватель П. Г. Петенев
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Современная технология алмазного бурения геологоразведочных скважин в твердых породах предусматривает использование статически сбалансированных бурильных колонн с уменьшенными радиальными зазорами. Особенно ярко эти свойства технологии бурения проявляются, при применении систем со съемным керноприемником (ССК) в зарубежном исполнении. ССК зарубежных компаний, таких как *Atlas Copco* и *Boart Longyear*, отличаются высоким качеством изготовления бурильных и колонковых труб и высоким уровнем соосности резьбовых соединений, что позволяет характеризовать данные бурильные трубы и колонны из них, как высоко статически сбалансированные системы. Статическая сбалансированность колонн позволяет реализовать высокопроизводительное алмазное бурение на форсированных режимах, но зачастую лишь при проходке скважин в относительно благоприятных горно-геологических условиях. При сложном геологическом разрезе, в котором может происходить непредвиденное расширение ствола скважины, кавернообразование, искривление скважины в анизотропных и перемежающихся по твердости горных породах, при наклонном положении ствола скважины, эффективность применения высоко сбалансированных бурильных колонн может быть недостаточной, поскольку любые статически сбалансированные колонны оказываются динамически несбалансированными из-за высокой степени деформации под действием осевых и центробежных сил, что обеспечивает появление сил трения, и характер движения колонны становится вибрационным. Подобный режим работы колонны приводит к снижению эффективности производительности бурения. Вследствие этого снижается механическая скорость бурения, повышается износ элементов колонны, растут затраты мощности на бурение, становится недостаточным выход керна, возрастает кривизна и снижается технологическая надежность регулирования направления и искривленности стволов скважин.

С целью повышения эффективности бурения в сложных горно-геологических условиях была разработана колонна бурильных труб, в составе которой использованы трубы со смещенным центром тяжести поперечного сечения (КСМ). Данная колонна позволяет получить стабилизацию направления скважины, повысить ресурс бурового инструмента и механическую скорость бурения, передавая деформированной колонне стабильный вид вращения без вибрации и качения по стенке скважины.

Для изучения особенностей механизма работы опытной колонны было произведено экспериментальное бурение.

Производственные испытания включали определение места контакта боковой поверхности трубы со стенкой скважины, а так же сопоставление точек износа с длинами полуволн изгиба буровой

компоновки. Для решения поставленной задачи на корпусах трех труб были сделаны по окружности 5 наплавок в 6 местах вдоль корпуса, (с углом в 72° друг к другу) методом сварки размером $0,5 \times 0,5$ см (рисунок 1). Наплавки выступали за пределы корпуса трубы на величину не большую, чем радиальный зазор (половина диаметров матрицы и корпуса коронки).

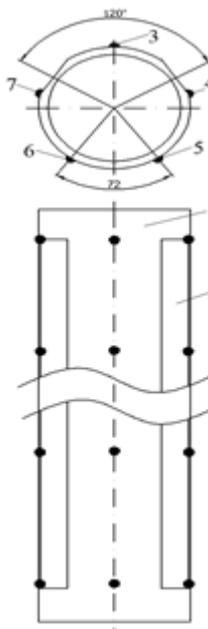


Рисунок 1. Схема расположения наплавки. 1-корпус трубы; 2-удаленные сегменты корпуса трубы; 3,4,5,6,7-наплавки

Для создания опытного образца колонны со смещенным центром масс использовались стандартные бурильные трубы Voart Longyear типоразмера HQ. Смещение центра тяжести поперечного сечения обеспечивалось путем удаления двух лысок вдоль корпуса трубы, расположенными своими осями относительно друг друга под углом в 120° с образованием плоских продольных участков наружной поверхности трубы. Глубина снимаемых лысок составила 2,5 мм. Лыски снимались с отступом от резьб, и не снимались в центре трубы с целью максимального сохранения ее устойчивости. Также начальные участки лысок снимались с радиусом во избежание концентрации напряжений. Смещение центра тяжести поперечного сечения в таком случае составило 1,66 мм.

Затем опытные образцы труб КСМ устанавливались в состав бурильной колонны в следующем порядке: 1–коронка; 2–расширитель; 3–колонковая труба HQ; 4–центратор; 5–КСМ; 6–две стандартных трубы HQ; 7–три стандартных трубы HQ; 8 – стандартная буровая колонна. Бурение осуществлялось УКБ-5П, начальный зенитный угол всех буримых скважин составлял 30° со следующими технологическими параметрами: частота вращения $\omega = 407$ об/мин, расход промывочной жидкости $Q = 40$ л/мин, нагрузка на коронку $P_{oc} = 1500-2000$ даН. После этого трубы КСМ извлекались, происходил повторный замер высоты наплавки на корпусах труб. Замеры проводились механическим мерительным инструментом. Величины износа наплавки на компоновках КСМ на каждом этапе экспериментальных исследований были различны, величина минимального износа составила: 0-0,7 мм, среднего: 0,7-1,4 мм, максимального: 1,4 мм и более. Анализ результатов экспериментов показал, что место контакта КСМ со стенкой скважины наблюдается с противоположной стороны удаленных сегментов корпуса трубы со смещением в сторону направления вращения (J).

Производственные испытания макетов показали рост механической скорости бурения на 10-20%, уменьшение затрат мощности на вращение в 10%, значительное снижение уровня вибрации, а так же снижение естественного искривления скважины. По данным каротажа величина естественного искривления по зенитному углу при использовании КСМ в составе сжатой части бурильной колонны снизило искривление скважины в 2,9 раза.

Литература

1. Колесников А. Е. Механизм искривления скважин. Орджоникидзе, 1983. – 48 с. – Деп. В ЦНИИЭИцветмет 01.11.83, №1080 цм – Д83.
2. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 328 с.
3. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2014. – 328 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ИМПОРТНЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Д. К. Шульга

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день, применение забойного двигателя особенно эффективно при бурении наклонно-направленных скважин. Его использование, по сравнению с роторным способом (рис. 1), обеспечивает повышение технико-экономических показателей бурения за счёт увеличения скорости бурения, снижения энергозатрат, сокращения количества аварий с бурильной колонной. При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин в чаще всего применяют турбобуры и винтовые двигатели. По типу движения, сообщаемого породоразрушающему инструменту, они являются вращательными, рабочим органом которых является система статор-ротор. Выделяют несколько классификаций забойных двигателей. По виду энергоносителя: гидравлические (турбобуры, винтовые забойные двигатели), электрические (электробуры). По особенностям породоразрушающего инструмента различают двигатели для бурения сплошным забоем и колонковые. По назначению: для вертикального, наклонно направленного и горизонтального бурения.

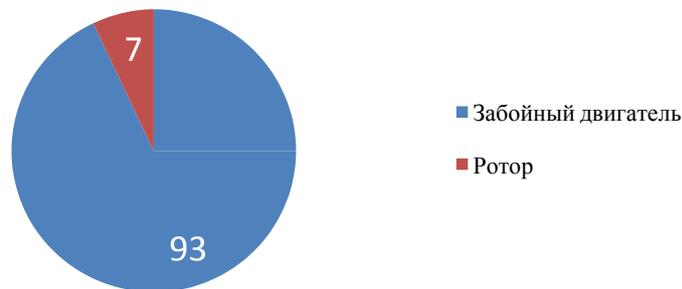


Рисунок 1. Диаграмма соотношения применения забойных двигателей и роторного способа бурения при строительстве наклонно-направленных скважин в России на 2015 год

Отечественная промышленность выпускает широкий ассортимент забойных двигателей, в частности, турбобуров. Разберем основные типы забойных двигателей, с указанием отличительных особенностей.

Таблица 1

Модельный ряд отечественных турбобуров, применяемых при наклонно-направленном бурении

Тип	Представленные диаметры, мм	Применение	Отличительные особенности
T12	172, 195, 240	Предназначены для бурения верхних интервалов глубоких вертикальных и наклонно-направленных скважин различного назначения. Применяются с долотами шарошечного типа диаметрами от 190,5 мм до 393,7 мм.	Изготавливаются в односекционном бесшпиндельном исполнении. На валу турбинной секции размещается от 104 до 106 ступеней турбины в зависимости от диаметра турбобура [1].
ТС	104,5; 127, 172, 195, 240	Предназначены для бурения верхних интервалов глубоких вертикальных и наклонно-направленных скважин различного назначения с использованием шарошечных и безопорных долот различных типоразмеров.	Изготавливаются в несколько секций и бесшпиндельном исполнении. Конструкция нижней секции выполнена таким образом, что позволяет использовать ее в качестве обычного односекционного турбобура [1].
ТСШ	172, 195, 240	Предназначены для бурения верхних интервалов глубоких вертикальных и наклонно-направленных скважин различного назначения с применением в зависимости от технологических требований строительства скважин шарошечных и безопорных долот [1].	Отличительной особенностью этих турбобуров является то, что осевая опора, как быстроизнашивающаяся часть, вынесена в самостоятельный узел - шпиндельную секцию, присоединяемую к нижней секции турбобура.
АШ	164, 195, 240	Предназначены для бурения вертикальных и наклонно направленных скважин с использованием утяжеленных буровых растворов.	Отличительная особенность турбобуров типа АШ состоит в том, что они выполнены с независимой подвеской вала турбинной секции, то есть каждая секция имеет свою осевую опору [1].

Таблица 2

Модельный ряд отечественных винтовых забойных двигателей, применяемых при наклонно-направленном бурении

Тип	Представленные диаметры, мм	Применение	Отличительные особенности
Д	85-240	Предназначены для бурения вертикальных и наклонно направленных скважин.	Односекционные, включают двигательную, шпиндельную секции и переливной кран, корпуса которых соединяются между собой с помощью конической резьбы.
ДГ	60-172	Предназначены для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин с малым радиусом кривизны.	Имеют укороченный шпиндель, оснащены опорно-центрирующими элементами и корпусными шарнирами, обеспечивающими эффективную проводку наклонно направленных скважин.

Произведем анализ турбобуров для наклонно-направленного бурения, выпускаемых отечественными и зарубежными производителями. Отечественной и зарубежной промышленностью освоено производство односекционных и многосекционных двигателей. Для сравнения была сформирована выборка из 20 турбобуров отечественного и зарубежного производства, обладающих близкими типоразмерами.

Таблица 3

Выборка отечественных турбобуров

Тип двигателя	Наружный диаметр двигателя, мм	Длина двигателя, мм	Масса, кг	Частота вращения, об/мин	Вращающий момент, Н*м	Расход промывочной жидкости, л/с	Перепад давлений на двигателе, МПа
ТСЧА-104,5	104,5	12775	630	870-978	147-196	8-9	4,4-5,4
АБШ	164	17250	2095	468-588	680-1079	20-25	4,3-6,6
Т13СЗЕ-172	172	7940	1057	630-702	559-687	25-28	2,85-3,5
ТО2-172	172	9712	1363	705	785	28	3,9
Т12МЗБ-195	195	8060	1440	582-648	714-882	45-50	2,9-3,6
ТО2-195	195	10110	1774	520	870	30	3,6
ЗТСШ-195ТЛ	195	25700	4325	342-378	1746-2207	40-45	2,9-3,7
ТО2-240	240	10170	2507	420	1370	45	3,0
Т12РТ-240	240	8210	2017	264-324	2127-2550	50-55	4,4-5,4
ТКН-240	240	8210	2017	273-328	2120-2560	50-55	4,55-5,47

Таблица 4

Зарубежные турбобуры компании Halliburton energy services

Тип двигателя	Наружный диаметр двигателя, мм	Длина двигателя, мм	Масса, кг	Частота вращения, об/мин	Вращающий момент, Н*м	Расход промывочной жидкости, л/с	Перепад давлений на двигателе, МПа
3 7/8" D1000H	98,42	6900	241	320-745	617	4,7-11	5,2
6 1/2" F2000S	165,1	6800	730	105-190	3797	15,8-28,4	3,1
6 3/4" F2000S	171,45	7300	780	95-170	5694	15,8-28,4	4,1
6 3/4" F2000M	171,45	7600	916	165-265	5084	18,9-31,5	5,2
7 3/4" D500 1/2	196,85	6200	1066	275-415	1532	18,9-28,4	2,5
7 3/4" F2000S	196,85	7000	1492	90-185	10305	18,9-37,85	4,7
7 3/4" F2000H	196,85	8000	1281	230-390	2928	18,9-31,5	4,1
9 5/8" F2000S	244,47	7800	2272	90-140	10575	50,5-75,7	2,6
9 5/8" F2000M	244,47	7800	2272	115-170	10539	37,85-56,8	4,1
9 5/8" F2000H	244,47	9100	2272	240-400	6236	37,85-63	4,1

Зарубежные турбобуры имеют большой крутящий момент при близком уровне расхода промывочной жидкости. Отечественные турбобуры могут создавать большие частоты вращения, что предпочтительно при бурении вертикальных скважин. Для наклонно-направленных скважин оптимальный режим работы: низкие частоты вращения при наибольшем крутящем моменте, поскольку это упрощает управление траекторией скважины. Остальные характеристики турбобуров – эквивалентны. Таким образом, конструкторские особенности зарубежных двигателей делают их более подходящими для наклонно-направленного бурения.

Также была сделана и проанализирована по техническим характеристикам выборка отечественных и зарубежных винтовых забойных двигателей.

Таблица 5

Выборка отечественных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Наружный диаметр двигателя, мм	Длина двигателя, мм	Масса, кг	Частота вращения, об/мин	Вращающий момент, Н*м	Расход промывочной жидкости, л/с	Перепад давлений на двигателе, МПа
ДГ-60	60	3600	340	360	80	2,0	3,5
Д1-88	88	3240	1080	162-300	530-610	4,5-7,0	5,8-7,0
ДГ-95	95	2640	1080	120-180	600-900	6,0-10,0	4,0-5,0
ДГ-106	106	3230	1180	80-160	800-1200	6,0-12,0	3,5-5,5
Д1-127	127	5545	3790	132-174	2200-3000	15-20	6,6-8,7
ДГ-145	145	6900	4150	120-180	5000-6000	15-20	7,0-10,0
ДГ-172	172	5300	6870	78-156	3200-3800	25-35	3,5-5,5
ДЗ-172	172	6880	8950	78-108	3200-3800	25-35	3,9-4,9
ДЗ-195	195	6535	10000	78-114	4500-5800	25-35	4,4-5,9
Д1-240	240	7550	17170	72-132	10000-14000	30-50	6,0-8,0

Таблица 6

Зарубежные винтовые забойные двигатели PowerPak Schlumberger- mun A, Drilex - mun D

Тип двигателя	Наружный диаметр двигателя, мм	Длина двигателя, мм	Масса, кг	Частота вращения, об/мин	Вращающий момент, Н*м	Расход промывочной жидкости, л/с	Перепад давлений на двигателе, МПа
A287	73	3000	63,5	120-480	276	1,3-5	3,5
A350	89	4500	136	98-360	752-928	1,9-6,9	3,4-5
D475SS	120	5770	305	60-165	2847	6,3	4,8
A475	120,6	5100	281	225-450	598-1965	6,3-15,8	2,5-6
A675	171,4	6500	794	200-500	1850-5210	12,6-37,8	3,5-7,1
D675	172	6250	830	55-185	6100-8100	12,6-41	5,44-6,8
D775	195	6440	1065	55-185	6100-8100	12,6-41	5,44-6,8
D950HS	240	7260	1775	110-235	6800-9500	22-47,3	6,2-7,6
A962	244,5	8000	2313	200-400	4520-12965	25,2-75,6	3,2-5,8
A1125	285,8	8800	2903	120-180	15230	63-94,5	3,5

Частоты вращения зарубежных и отечественных аналогов аналогичны, в то время, как зарубежные двигатели обеспечивают больший крутящий момент и требуют обеспечения большего расхода промывочной жидкости. Еще одной особенностью зарубежных двигателей является широкий диапазон возможных крутящих моментов и частот вращения, что делает их более универсальными в технологическом плане. Зарубежные двигатели, кроме того, обладают рядом технических особенностей: гибко настраиваемый угол отклонителя; конструкция подшипниковой секции, позволяющая создавать увеличенную нагрузку на долото; силовые секции с возможностью применения как в режиме с низкой частотой вращения при большом крутящем моменте, так и в режиме с высокой частотой вращения при малом крутящем моменте. ПОЭТОМУ, можно сделать вывод, что отечественные винтовые забойные двигатели по техническим характеристикам, на данный момент, существенно уступают зарубежным аналогам.

В заключение хотелось бы отметить, что у отечественных производителей существуют большие перспективы развития, поскольку за рубежом преобладает бурение роторным способом, а забойные двигатели используются только на интервалах набора угла. В отечественной практике забойные двигатели применяются практически повсеместно, что делает их востребованными, обеспечивает широкую апробацию и стимулирует производителей постоянно их модернизировать.

Литература

1. Булатов А.И. Спутник буровика. - М.: Недрa, 2014. - 378 с.
2. Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. - М.: Недрa, 1997. - 647 с.
3. Поваляхин А.С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. - М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. - 645 с.

**РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ
БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЭЛАСТОМЕР ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ ПРИ
ЦИКЛИЧЕСКИХ НАГРУЗКАХ**

Р. Э. Щербаков

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В течение последних десятилетий отечественные винтовые забойные двигатели прошли эволюционный путь развития, превратившись в эффективное техническое средство для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин, обеспечивающее получение высоких показателей.

Постоянный рост удельного веса бурения винтовых забойных двигателей объясняется как объективными благоприятными факторами (появление на буровом рынке нового поколения низкооборотных шарошечных долот и развитием новых технологий буровых работ), так и важными эксплуатационными преимуществами самих двигателей, среди которых в первую очередь следует отметить:

1. оптимальные энергетические характеристики – высокие крутящие моменты при низких частотах вращения, обеспечивающие эффективную отработку долот различного типа;
2. относительно небольшой перепад давления в двигателе, позволяющий использовать гидромониторные долота;
3. возможность использования буровых растворов любой плотности (от аэрированных до утяжеленных, плотностью 2000 кг/м³ и более);
4. минимальные по сравнению с турбобурами осевые габариты и высокие удельные вращающие моменты, позволяющие использовать двигатели при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин по различным радиусам искривления;

Развитие бурения наклонно-направленных, горизонтальных скважин, а также бурение боковых стволов обусловили большую потребность в винтовых забойных двигателях с первых лет внедрения. В каждом нефтяном регионе в определенных интервалах бурения винтовые забойные двигатели обеспечили кратное повышение проходки за долбление по сравнению с турбобурами при незначительном снижении механической скорости. В результате существенно повысилась рейсовая скорость бурения и снизилась стоимость 1 метра проходки. Решение задач ремонта скважин самых различных категорий стало значительно проще и дешевле, расширились технические возможности капитального ремонта, что позволило в ряде случаев ввести в число действующих длительно простаивавшие аварийные скважины.

В настоящее время винтовые забойные двигатели получили широкое применение при бурении вертикальных и наклонно направленных скважин в ведущих нефтяных компаниях России. Удельный вес проходки с применением данного типа двигателей в основных регионах находится в пределах 40 – 80%. Винтовые забойные двигатели успешно конкурируют с другими способами бурения, так, например, объем эксплуатационного бурения винтовыми двигателями в ОАО «Сургутнефтегаз» в 2011 г. составил 3500 тыс. м (около 80% от общего объема бурения).

По принципу действия винтовой забойный двигатель представляет собой планетарно-роторную гидравлическую машину объемного типа с внутренним косозубым зацеплением. Двигатель содержит ротор и статор. Стальной статор внутри имеет привулканизированную резиновую обкладку с винтовыми зубьями левого направления. На стальном роторе нарезаны наружные винтовые зубья также левого направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора. Специальный профиль зубьев ротора и статора обеспечивает их непрерывный контакт между собой, образуя на длине шага статора единичные рабочие камеры.

Буровой раствор, поступающий в двигатель от насосов буровой установки, может пройти к долоту только в том случае, если ротор поворачивается относительно статора, обкатываясь под действием неуравновешенных гидравлических сил. Ротор, совершая планетарное движение, поворачивается по часовой стрелке (абсолютное движение), в то время как геометрическая ось ротора перемещается относительно оси статора против часовой стрелки (переносное движение). За счет разности в числах зубьев ротора и статора переносное движение редуцируется в абсолютное с передаточным числом, равным числу зубьев ротора, что обеспечивает пониженную частоту вращения и высокий крутящий момент на выходе.

«Рабочая пара» гидравлического винтового забойного двигателя – это одно из названий двигательной секции ВЗД, именно этот узел определяет основные энергетические параметры забойного двигателя, а также его ресурс и межремонтный период. При всех своих существующих достоинствах, недостатком винтовых забойных двигателей является быстрый износ двигательной секции. Ряд определенных факторов отрицательно влияют как на рабочие характеристики рабочей пары, так и на весь забойный двигатель в целом. К факторам, негативно влияющим на ресурс рабочей пары (двигательной секции), относятся:

1. низкая степень очистки рабочей жидкости, которая обуславливает абразивный износ эластомера посредством твердых частиц породы;
2. химический состав рабочей жидкости, не соответствующий применяемому виду эластомера (высокое содержание нефти, соли, хлорид-ионов, применение азотосодержащих и кислотосодержащих растворов);
3. несоответствие температуры на забое типу эластомера статора рабочей пары (двигательной секции);
4. запуск при минусовой температуре без предварительного прогрева двигательной секции;

5. превышение рабочих режимов бурения (постоянная работа на максимальных режимах и превышение их);

6. применение рабочей пары с фактическим натягом зацепления ротор-статор несоответствующим внутрискважинной температуре;

Следует заметить, что резинометаллический статор является элементом, лимитирующим работоспособность двигателя. Одним из актуальных направлений решения задачи повышения его эффективности и технологичности является подбор оптимальной эластомерной обкладки статора, обеспечивающей увеличение ресурса работы статора при использовании промывочных жидкостей, смазочно-охлаждающих жидкостей, а также смазочных добавок различного химического состава к последним.

Для исследования, в лабораторных стендовых условиях был разработан модуль, позволяющий оперативно проводить эксперимент и оценивать влияние параметров рабочей жидкости на материал эластомера. Сущность метода испытаний состоит в истирании испытываемого резинового образца поверхностью стального ролика в соответствующей среде.

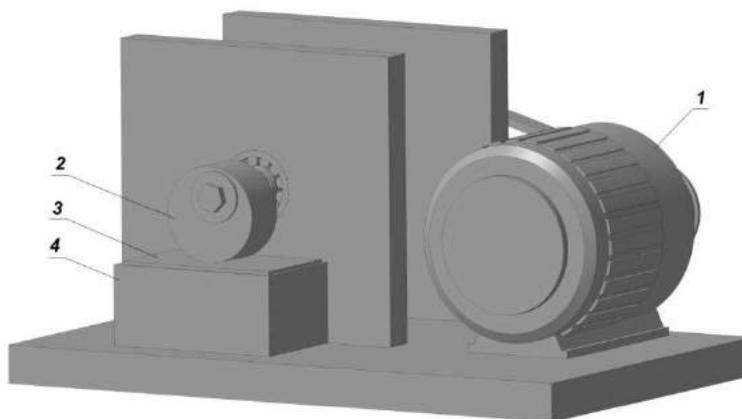


Рис. 1 Конструкция модуля: 1) электродвигатель; 2) ролик-эксцентрик; 3) ванночка с рабочей жидкостью; 4) испытываемый резиновый образец;

На рис.1 представлена трехмерная геометрическая модель модуля. Конструкция данного экспериментального модуля представляет собой электродвигатель, через ременную передачу приводящий в движение основной вал. На вал с противоположной стороны установлен ролик-эксцентрик, имитирующий механическое воздействие ротора на эластомер статора. Эксцентрик погружен в ванну, в которую наливается рабочая жидкость и закрепляется на металлической пластине исследуемый резиновый образец. На эксцентрик под давлением, создаваемым за счет системы пружин, упирается закрепленный образец.

Таким образом, между роликом-эксцентриком и испытываемым резиновым образцом возникают процессы трения и износа, похожие на износ в винтовых забойных двигателях. Частота вращения электродвигателя 500 оборотов в минуту. Максимальная нагрузка на пару трения может быть изменена. Изменение нагрузки производится ступенчато путем подбора системы пружин различных коэффициентов упругости.

Все это позволяет полностью удовлетворить потребности моделирования и оценки при разработке новых материалов и проведении новых технологических исследований. Машина трения обеспечила имитацию физического подобия процесса изнашивания и трения пары «статор – ротор». Преимуществом данного модуля является его дешевизна и простота, поскольку для проведения испытаний нет необходимости каждый раз вулканизировать эластомер или использовать часть уже готового статора.

Литература

1. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели / Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. 470 с.
2. Балденко Д.Ф., Кортаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей // Бурение и нефть. М., 2012. №3. С. 3–7.
3. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин / Гусман М.Т., Балденко Д.Ф., Кочнев А.М., Никомаров С.С. М.: Недра, 1981. 231 с.
4. Кортаев Ю.А. Технологическое обеспечение долговечности многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 260 с.

Секция 15

ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.

НОВШЕСТВА В ТЕХНОЛОГИИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАКЛАДОЧНЫХ МАССИВОВ НА РУДНИКАХ КАЗАХСТАНА

М. Е. Акашев

Научный руководитель, профессор С.Н. Шапошник
*Восточно-Казахстанский Государственный Технический Университет им. Д. Серикбаева,
г. Усть-Каменогорск, Казахстан*

Автоматизация производственных процессов позволяет резко увеличить производительность, улучшить условия труда, снизить трудоемкость работ и является главным направлением технического прогресса в горнорудной промышленности.

В последние годы на бетонозакладочных комплексах горнодобывающих предприятиях Восточного Казахстана была внедрена современная система автоматического контроля и регулирования подачи закладочных материалов и твердеющей смеси. Модель управления БЗК основана на рецептуре приготовления смеси. В зависимости от требуемой производительности в систему вводятся данные по удельным нормам компонентов на 1 м³ смеси. Система пересчитывает установки, подаваемых в смесь компонентов, и в автоматическом режиме поддерживает требуемый объем, и плотность закладочной смеси.

Состав закладочной смеси выбирают по назначенной нормативной прочности в требуемом возрасте закладки (28, 60, 80, 180 или 360 суток). Промежуточные значения при этом находят методом линейной интерполяции.

Автоматический режим работы БЗК производится с помощью программного компьютерного управления и включает:

- автоматический запуск и остановку комплекса;
- автоматическую подачу компонентов закладочной смеси в зависимости от заданной производительности и заданной - производительности, и заданного состава закладочной смеси;
- регистрацию текущих и суммируемых значений показателей расхода твердых и жидких компонентов смеси, плотности цементного молока и закладочной смеси;
- архивизацию всех параметров работы закладочного комплекса за длительный период работы;
- регистрацию уровней закладочных материалов в расходных емкостях;
- выдачу аварийного сигнала при сбоях технологии закладочных работ.

Опыт закладочных работ на подземных рудниках Восточного Казахстана показывает, что, несмотря на автоматизацию процесса приготовления закладочной смеси, не всегда фактическая прочность закладочного массива соответствует нормативной.

Фактически прочность закладочного массива на основе бурения для взятия образцов-кernов и испытания их на прочность в специализированной лаборатории составила: в камере III очереди выемочного блока – 5,92 МПа, в камере I очереди выемочного блока – 4,25 МПа. Таким образом, фактическая прочность закладки относительно нормативной превысила: для камеры III очереди выемочного блока – на 97%, камеры I очереди выемочного блока – на 6%.

Это приводит к перерасходу дорогостоящего цемента и гранулированного шлака и в целом, повышает себестоимость добычи руды. При этом сформированный закладочный массив не всегда однороден и не везде удовлетворяет необходимой нормативной прочности из-за того, что в процессе закладочных работ реологические свойства закладочной смеси могут ухудшаться.

С учетом стоимости вяжущих, перерасход данных материалов закладочной смеси, в стоимостном выражении, при закладке пустот камер I и III очередей выемочного блока представлен на рис.1.

Улучшение реологических свойств закладочных смесей возможно за счет использования в их составе добавок-пластификаторов.

Производителем добавок к бетону в Республике Казахстан является компания USTA-YKS-degussa, цеха по производству добавок которой, которые находятся в г. Алматы и г. Астане. Наиболее подходящими для условий подземных рудников Восточного Казахстана являются следующие химические добавки: Pozzolith MR 25, Pozzolith MR 55 (на основе Pozzolith MR 25 с воздухововлекающими добавками), Pozzolith 100 XR (с замедлителем схватывания бетона). Стоимость добавок-пластификаторов в компании USTA-YKS-degussa на сегодняшний день составляет 110 тенге/кг.

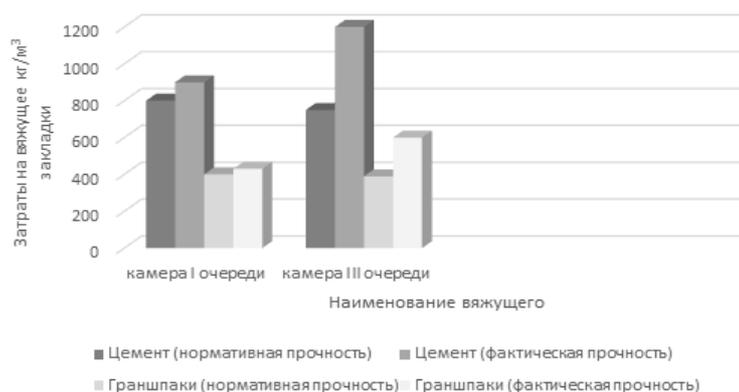


Рис. 1. Затраты на вяжущее при нормативной и фактической прочности закладочного массива

Использование данной добавки, в составе закладочной смеси, дало возможность повысить подвижность смеси в лабораторных условиях на 20%, при этом прочность закладки в возрасте 28 суток повысилась примерно на 10-15%, что позволило снизить расход дорогостоящего цемента при изготовлении закладочной смеси при условии сохранения прочностных свойств закладочного массива.

Анализ лабораторных испытаний показал, что при составе закладочной смеси (цемент – 140 кг/м³; хвосты текущие – 1288 кг/м³; вода – 476 кг/м³) при введении в состав смеси добавок-пластификаторов в количестве 1,0 кг/м³ повышение подвижности смеси составляет: Pozzolith MR 25 – 9,3%, Pozzolith MR 55 – 24,3% и Pozzolith 100 XR – 20,5% (рис.2).

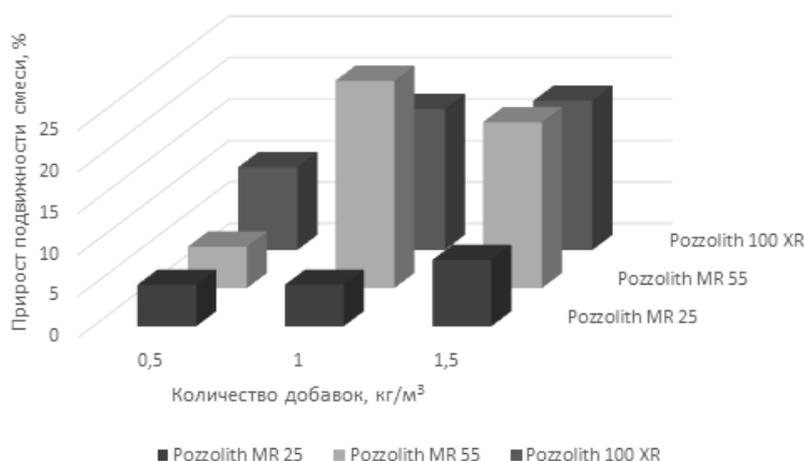


Рис.2. Диаграмма изменения подвижности смеси при составе закладочной смеси; цемент – 140 кг/м³; хвосты текущие – 1288 кг/м³; вода – 476 кг/м³

Недостаточная прочность закладочного массива (ниже нормативной) приводит к повышенному разубоживанию рудной массы закладкой, что негативно сказывается на процессе обогащения руды на обогатительной фабрике (снижается извлечение металлов). Наиболее сильное негативное влияние на извлечение металлов на обогатительной фабрике происходит при содержании бетона в рудной массе более 5%. Известно, что повышение разубоживания рудной массы бетонной закладкой на 1%, влечет за собой снижение извлечения на обогатительной фабрике на 1%. Однако фактическое разубоживание за счет прихвата при отбойке рудного массива закладочным материалом в камерах II, III и особенно последних IV очереди (при двухстороннем боковом контакте с закладочным массивом) довольно часто превышает этот «пороговый» предел в 5%.

Неоднородность сформированных закладочных массивов даже при условии автоматизации технологического процесса приготовления закладочной смеси объясняется следующими причинами:

- необходимостью ежесменной промывки бетоноводы водой с поверхностного БЗК, что приводит к образованию слоистой структуры формируемого закладочного массива;
- не полными механизацией и автоматизацией технологических процессов, особенно вспомогательных, по всей технологической цепочке закладочных работ на подземном руднике;
- низкой культурой производства обслуживающего персонала, имеющего возможность вмешиваться в процесс приготовления закладочной смеси и др.

Литература

1. Крупник Л.А., Шапошник Ю.Н., Ресурсосберегающая технология закладочных работ на подземных рудниках // Горный журнал Казахстана. – Алматы, 2007. – № 6. – С. 10 – 13.
2. Шапошник С.Н., Совершенствование технологии формирования закладочных массивов на подземных рудниках // Горный журнал Казахстана. – Алматы, 2008. – № 40. – С. 9 – 12.

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТО-СМОЛИСТО-ПАРАФИНОВЫМИ
ОТЛОЖЕНИЯМИ (АСПО) НА СТЕНКАХ НКТ И ОБОРУДОВАНИЯ**

А. В. Аксёнов

Научный руководитель, доцент Е. Н. Пашков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность:

Основными структурными элементами нефти являются углерод и водород, а элементарный состав колеблется в небольших пределах: углерод 83÷87%, водород 11÷14 %. На долю других элементов, объединяемых группой, смолисто-асфальтеновые вещества представляют собой высокомолекулярные органические соединения, содержащие углерод, водород, серу, азот и металлы. К ним относятся: нейтральные смолы, растворимые в бензинах; асфальтены, не растворимые в петролейном эфире, но растворимые в горячем бензоле; карбены, растворимые в сероуглероде; карбониты, ни в чем не растворимые. [4]

В процессе эксплуатации нефтедобывающих скважин при понижении температуры и давления, сопровождающихся разгазированием нефти, происходит резкое снижение растворимости в ней парафинов, асфальтенов и смолистых веществ, что в сочетании с шероховатостью поверхностей стенок насосно-компрессорных труб (НКТ), ведет к интенсивному осаждению АСПО на поверхности добывающего оборудования и в призабойной зоне пласта (ПЗП). [6]

В результате процесса отложения АСПО происходит закупоривание капилляров продуктивного пласта, сужение внутреннего диаметра НКТ, возникают неполадки в работе УЭЦН. В конечном счете главным следствием протекания данного процесса является снижение дебита скважины и снижение добычи нефти в целом.

Таким образом, проблема образования АСПО на поверхностях внутрискважинного оборудования и стенках трубопроводов при механизированной добыче нефти на всех стадиях разработки месторождений является на сегодняшний день наиболее острой и требующей создания наиболее эффективного метода как для предупреждения образования АСПО, так и борьбы с уже имеющимися отложениями.

Основная часть:

Тепловые методы. Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений, или необходимо вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины.

В качестве теплосодержащего агента может использоваться товарная нефть, подогретая до температуры 120-150 °С, которая закачивается в скважину при помощи специального агрегата. Также применяется тепловая энергия пара, который закачивается в затрубное пространство скважины и разогревает трубы. Происходит расплавление парафиновых отложений внутри НКТ, которые выносятся восходящим потоком выкачиваемого флюида наружу. [7]

Весьма эффективным среди методов электротепловой обработки является применение греющего кабеля [1].

Тепловые методы имеют высокую эффективность и могут использоваться для скважин с любым сроком эксплуатации.

Недостатками данных методов является их электро- и пожароопасность, высокая энергоемкость, относительно высокая стоимость проводимых работ, возможные трудности подъездных путей. (1,7)

Химические методы. Химические методы основаны на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. [7]

Из химических методов предотвращения парафинообразования наиболее известны депрессаторы и модификаторы. Действие депрессаторов заключается в адсорбции молекул в кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению. Механизм действия модификаторов основывается на их взаимодействии с молекулами парафина, при этом происходит изменение формы и поверхностной энергии кристаллов. В результате этого снижается склонность к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы и кристаллы поддерживаются во взвешенном состоянии в процессе движения. [2,6,7]

К недостаткам химических методов относятся: высокая стоимость реагентов, применение специального оборудования, сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения.

Механические методы. Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений АСПО на стенках НКТ. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

Депарафинизация подъемных труб механическими скребками заключается в срезании со стенок труб отложений АСПО. Для этой цели за последние десятилетия разработана целая гамма скребков различной конструкции: они срезают парафиновую массу при движении вверх, вниз или при повороте вокруг оси трубы.

По конструкции и принципу действия скребки подразделяют на:

- пластинчатые со штанговращателем, имеющие две режущие пластины, способные очищать АСПО только при вращении. Для этого используются штанговращатели, подвешенные к головке балансира станка-качалки;

- спиральные, возвратно-поступательного действия;

- "летающие", оснащенные ножами-крыльями, которые раскрываются при движении вверх, что обеспечивает им подъемную силу. [1,7]

Многолетняя практика применения скребков показывает их преимущество перед другими способами депарафинизации сравнительной экономичностью и незамысловатостью. Применение автоматических скребков и установок высвобождает значительное количество рабочей силы и позволяет вести дистанционный контроль и управление процессом депарафинизации.

Однако использование данного метода борьбы с АСПО значительно осложняется тем, что для его применения часто необходима остановка работы скважины и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков). Кроме того, возможно застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие осложнения. [1]

Методы с применением защитных покрытий для стенок труб и оборудования. В фонтанных, газлифтных и оборудованных погружными центробежными электронасосами скважинах преобладающим методом борьбы с АСПО является нанесение защитных покрытий, которые изготавливают из гидрофильных материалов (стекло, различные стекломали, бакелитовый лак, эпоксидные смолы, бакелито-эпоксидные композиции и др.), обладающих низкой сцепляемостью с АСПО. [5]

При перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Стеклоподобное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. [7]

Выше описанным условиям работы наиболее соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями. Однако недостаточная термо- и морозостойкость эпоксидных смол явилась сдерживающим фактором их широкого применения. С этих позиций лучшими могут считаться НКТ, футерованные стекломалью. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются. Однако высокие затраты на производство таких труб привели к ограничению их распространения и применения.

Микробиологические методы. Микробиологический метод очистки внутрискважинного оборудования от АСПО основан на жизнедеятельности в углеводородной среде углеводородоокисляющих бактерий, в результате которой происходит биодegradация парафиновых соединений нефти с выделением, в основном, водорастворимых продуктов, таких, как органические кислоты, спирты, альдегиды, перекиси и т.п., обладающих поверхностной активностью и способствующих интенсивному отмыву АСПО с поверхности внутрискважинного оборудования.

Применение микробиологических обработок способствует тому, что парафин в системе нефтедобычи меняет свои физические свойства и повторно не кристаллизуется, вязкость парафинистых нефтей снижается, а это приводит к пропорциональному снижению их плотности.

Ко всему прочему микробиологические обработки легче выполнить, чем химические. Несмотря на то, что для значительного повышения дебита такие обработки необходимо осуществлять чаще, требуется гораздо меньший объем жидкости, технология приготовления которой отличается простотой и экологичностью.

Однако для нормальной жизнедеятельности микробам требуются специфические условия (питательная среда на пресной воде и наличие кислорода), которые сильно ограничивают использование этого метода в нефтяных скважинах. [1]

Методы с применением воздействия на АСПО физических полей. Физические методы основаны на воздействии волновых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей как при добыче, так и при транспорте нефти. [1]

К наиболее перспективным из методов следует отнести воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть. Вследствие лабораторных и промысловых исследований установлено, что при обработке нефти электромагнитным полем степень парафинизации трубопроводов значительно уменьшается.

Механизм воздействия постоянного магнитного поля на нефтегазоводяную смесь обусловлен присутствием в ней агрегатов коллоидных ферромагнитных частиц железа. При взаимодействии ферромагнитных частиц с внешним постоянным магнитным полем агрегаты распадаются на мелкие частицы, являющиеся центрами кристаллизации парафина. Формирование мелкокристаллической структуры парафина препятствует образованию и закреплению АСПО на твердых поверхностях труб и оборудования. [8]

Заключение

На данный момент существует большое разнообразие различных методов борьбы с АСПО, эффективность применения которых различна для каждого промысла. Тепловые методы достаточно эффективны, однако являются энергозатратными и пожароопасными. Химические методы борьбы с АСПО позволяют очищать даже самые труднодоступные места технологического оборудования, однако являются неэкологичными и химические реагенты обладают большой стоимостью. Механические методы эффективны для борьбы с уже образовавшимися АСПО на стенках НКТ, однако применение данного метода нередко требует остановки скважины, также возможны застревания скребков и даже их обрывы.

Стоит выделить метод с применением защитных покрытий, который предупреждает появление АСПО. Конкретно стеклоэмалевое покрытие обладает термо и морозостойкостью, достаточной прочностью и высокой адгезией, не подвержено скалыванию в течение спускоподъемных операций. Другим не менее перспективным методом является применение воздействия физических полей, а именно постоянного магнитного поля. В последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на АСПО значительно возрос, что связано с появлением на рынке широкого ассортимента высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных металлов.

Литература

4. Антониади Д.Г. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти.
5. Бабайцева Е.В., Саушин А.З. Систематизация известных способов борьбы с парафиноотложениями
6. Грушова Е.И., доцент; Рафальская М.В., студент; Юсевич А.И., доцент. Утилизация асфальто-смолисто-парафиновых отложений: анализ состояния проблемы.
7. Земенков Ю.Д., Дудин С.М., Васильев Г.Г. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. – 2006.
8. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти.- М.: Недра, 1983, 312 с.
9. Иванова И.К., Шиц Е.Ю. Угледородные растворители на основе гексана для удаления органических отложений нефти Иреляхского месторождения // Нефтегазовое дело [Электронные ресурсы]. – 2008. Ссылка доступа: http://ogbus.ru/authors/ivanova/ivanova_2.pdf. Дата обращения: 29.12.2015.
10. Итишева С.У., магистр; Джумагалиев Д.А., магистрант; Конашева Е.А., магистрант. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения.
9. Макаревич А.В., д-р хим. наук; Банный В.А., канд. техн. наук РУП «Производственное объединение “Белоруснефть”». Методы борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности (обзор), часть II.
10. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2000. – 653 с.: ил.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПРОЧНОСТИ НА ОДНООСНОЕ СЖАТИЕ СИЛЬВИНИТОВЫХ ПЛАСТОВ ВЕРХНЕКАМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТ ГАЗОНОСНОСТИ ПО СВЯЗАННЫМ ГАЗАМ

В. О. Беляева

Научный руководитель, профессор С. С. Андрейко

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия*

Данные по газоносности пород являются основным исходным материалом при прогнозировании зон, опасных по газодинамическим явлениям в калийных рудниках, а также используются для определения газообильности горных выработок и расчета необходимого количества воздуха для их проветривания по газовому фактору. От качества определения газоносности пород, в конечном итоге, зависят точность прогноза газодинамической опасности и обстановки в выработках, правильность расчетов по определению количества воздуха для проветривания и т.д. [1–5].

Разработка калийных пластов на Верхнекамских калийных рудниках сопровождается выделением газа. Газовыделения происходят в виде суфляров при бурении шпуров или скважин, а также в виде обычных газовыделений при различных горных работах, и газовыделений в виде газодинамических явлений различного вида. Особенно интенсивные газовыделения происходят при газодинамических явлениях – выбросах соли и газа, обрушениях пород кровли и разрушениях пород почвы, сопровождающихся газовыделениями [5].

Исследование структурных особенностей соляных горных пород выявило наличие газонаполненных пор в объеме отдельных минеральных зерен и межзеренном пространстве. Совершенно очевидно, что эти неоднородности строения породы являются концентраторами напряжений. Отмечено изменение формы этих пор в объеме минеральных зерен от кубической до сферической с уменьшением их размера. Таким образом неоднородность поля напряжений, вызванная наличием пор, способна проявиться примерно так же, как и влияние многокомпонентности соляной горной породы. Поэтому, принимая во внимание возможные значения локальных напряжений в соляной горной породе при механическом нагружении, можно полагать, что наибольшей вероятностью протекания неупругих микродеформаций (зарождения трещин) обладают области около пор, а также отдельные зерна галита или слои соляной горной породы с повышенным его содержанием [6]. Для данного исследования были отобраны породы из керна подземной геологической скважины №704 Половодовского участка. Исследование проводилось в два этапа. На первом этапе у каждого образца породы была установлена газоносность. Для выполнения экспериментальных исследований использовался прибор ОГ-1М. Принцип работы прибора основан на растворении пробы в верхнем слое растворителя в условиях естественной конвекции. При растворении пробы наблюдается ее усадка в растворе и выделение микровключенного газа в свободное пространство прибора (пространство, занятое воздухом).

На втором этапе определялась прочность пород на одноосное сжатие. Испытания проводились на электромеханическом прессе (максимальное осевое усилие 100 кН) при стандартной скорости нагружения – 1 мм/мин.

После всех исследований, полученные данные свелись в таблицу. В результате чего, была получена зависимость между прочностью на одноосное сжатие от газоносности соляных пород по связанным газам. В качестве примера приведено два графика по сильвиниту пестрому (рис. 1) и полосчатому (рис. 2), которые наглядно отображают зависимость.

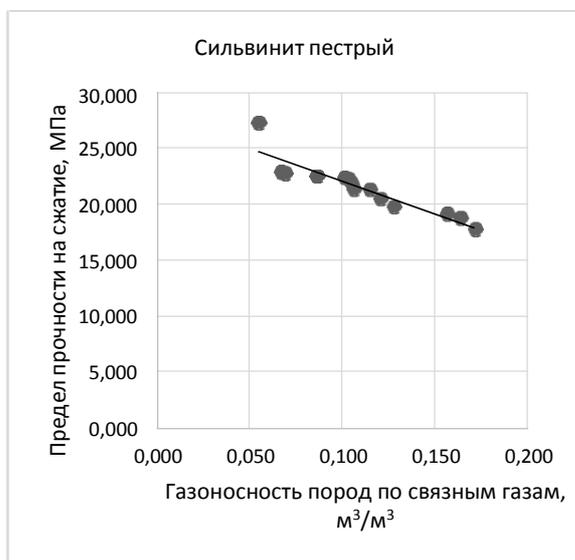


Рис. 1. Зависимость по сильвиниту пестрому

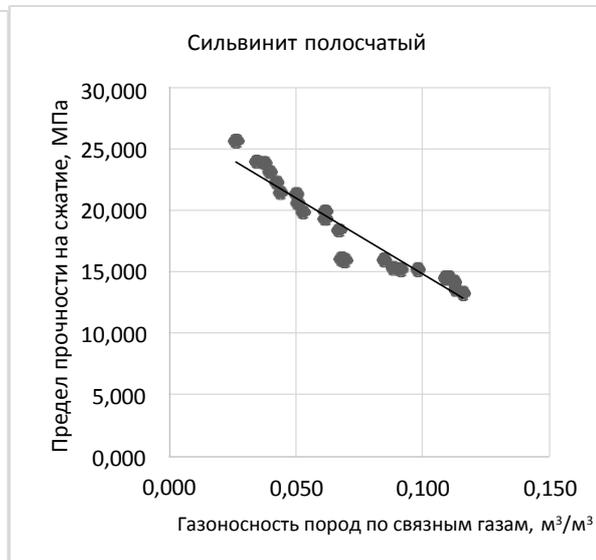


Рис. 2. Зависимость по сильвиниту полосчатому

Для пород получены следующие корреляционные зависимости прочности на сжатие от газоносности по связанным газам:

сильвинит красный:

$$\sigma_{сжк} = -18,65 \times q_{св} + 22,74$$

сильвинит полосчатый:

$$\sigma_{сжк} = -123,66 \times q_{св} + 27,2$$

сильвинит пестрый:

$$\sigma_{сжк} = -59,019 \times q_{св} + 27,9$$

карналлит:

$$\sigma_{сжк} = -43,56 \times q_{св} + 8,22$$

каменная соль:

$$\sigma_{сжк} = -140,06 \times q_{св} + 28,43$$

где $\sigma_{сжк}$ – прочность сильвинитового пласта, МПа;

$q_{св}$ – газоносность по связанным газам, м³/м³.

Формула для расчёта коэффициента корреляции имеет следующий вид:

$$r = \frac{N \cdot \sum_{i=1}^N q_{\bar{n}ai} \cdot \sigma_{\bar{n}ei} - \sum_{i=1}^N q_{\bar{n}ai} \cdot \sum_{i=1}^N \sigma_{\bar{n}ei}}{\sqrt{\frac{N}{i=1} \left(\sum_{i=1}^N q_{\bar{n}ai} \right)^2} \cdot \sqrt{\frac{N}{i=1} \left(\sum_{i=1}^N \sigma_{\bar{n}ei} \right)^2 - \left(\sum_{i=1}^N q_{\bar{n}ai} \cdot \sigma_{\bar{n}ei} \right)^2}}$$

Где N – объём выборки;

i – порядковый номер элемента в выборке.

Величина детерминации вычисляется по формуле:

$$d = r^2$$

Результаты вычисления коэффициента корреляции представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты вычисления коэффициента корреляции

Порода	$\sum q_{св}$	$\sum q_{св}^2$	$\sum \sigma_{сжк}$	$\sum \sigma_{сжк}^2$	$\sum q_{св} \cdot \sigma_{сжк}$	r	d
Сильвинит красный	0,776	0,080	258,45	5577,624	16,165	0,96	0,916
Сильвинит полосчатый	1,629	0,145	323,14	8361,139	29,151	0,95	0,902
Сильвинит пестрый	1,730	0,194	438,87	7031,421	34,085	0,92	0,847
Карналлит	0,329	0,024	34,99	215,801	7,652	0,94	0,884
Каменная соль	2,015	0,140	911,79	20687,49	37,751	0,97	0,941

Во всех случаях зависимая переменная – прочность на сжатие находится в отношении причинной связи с независимой переменной – газоносности по связанным газам. Следовательно, коэффициент детерминации определяет долю, которая может рассматриваться как причинно-обусловленная изменением газоносности по связанным газам.

Газы влияют не только на процессы выемки полезного ископаемого, но и на физико-механические свойства пород. Таким образом, результаты исследования показали, что повышенная газоносность соляных пород ведет к уменьшению прочности пород на одноосное сжатие, а также к уменьшению энергии, затрачиваемой для разрушения газоносной выбросоопасной породы. Также дополнительное ослабление горного массива и особенно целиков за счет повышенной газоносности соляных пород приводит к уменьшению прочности массива в 7-20 раз [6].

В результате данного исследования была установлена зависимость прочности на одноосное сжатие сильвинитовых пластов Верхнекамского месторождения от газоносности по связным газам, а также корреляционные зависимости для сильвинита красного, сильвинита полосчатого, сильвинита пестрого, карналлита и каменной соли и получены коэффициенты корреляции для каждой породы.

Литература

1. Определение газоносности сильвинитов пластов по связанным газам и ее взаимосвязи с прочностью на сжатие / С.С. Андрейко, Е.А. Нестеров, В.Н. Токсаров, Т.А. Бикмаева.
2. Андрейко С.С. Статистические критерии и результаты оценки закономерностей распределения газодинамических явлений на калийных месторождениях/ Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2003.–№4.–С.45–55.
3. Андрейко С.С., Кудряшов А.И. / О природе очагов внезапных выбросов соли и газа/Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 1986.–№2.–С.10-13.
4. Прогнозирование выбросоопасных зон пластов при разведке и разработке Верхнекамского месторождения калийных солей/С.С. Андрейко, О.В. Иванов, А.В. Харинцев, А.Н. Чистяков//Горный журнал.–2008.–№10.– С.34–36.
5. Природные газы калийных месторождений и меры борьбы с ними / А.Н. Земсков, П.И. Кондрашев, Л.Г. Травникова; Пермь, 2008. – 414 с.
6. Разрушение соляных пород / В.Г. Зильбершмидт, В.В. Зильбершмидт, О.Б. Наймарк. М. : Наука, 1992. – 144 с.
7. Разработка калийных месторождений: практикум / В.А. Соловьев, А.И. Секунцов. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 265 с.

ГИДРОИМПУЛЬСНЫЙ СИЛОВОЙ МЕХАНИЗМ СВАЕБОЙНОЙ МАШИНЫ В УСЛОВИЯХ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

О. И. Богданов

Научный руководитель, доцент Е. Н. Пашков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Строительство и обустройство удаленных нефтегазовых месторождений является не менее важным этапом, чем сам технологический процесс добычи и подготовки нефти и газа. Реализация сложных масштабных проектов не обходится без специальной техники. Одна из первых задач при обустройстве месторождений: забивка свай. Назначение свай - устройство фундаментов зданий, опор мостов, эстакад и т.д., укрепление слабых грунтов, защита от воздействия грунтовых вод и обрушения грунта.

Строительство месторождений от строительства гражданских объектов в населенных местах отличается повышенной трудо- и ресурсозатратностью. Большинство нефтегазовых месторождений находятся в труднодоступных местах, таких как тайга, болотная местность, северные и заполярные районы с суровым климатом и вечномерзлыми грунтами. Доставка техники и материалов в такие места проблематична и дорога. Важно в процессе подготовки подобрать высокоэффективные и надежные агрегаты. Сваебойные машины одни из основных агрегатов при строительстве и обустройстве месторождений. Настоящие потребности в строительстве месторождения заключаются в возведении свай под технологическое оборудование (сепараторы, колонны, сосуды, печи и т. д.), эстакад под линии трубопроводов, сваи под техпомещения, машзалы и блок-боксы, служебно-эксплуатационные и жилые здания, а также сваи под различные опоры, колонны, мачты, и молниеотводы.

Основной способ погружения готовых свай - забивка. Для забивки применяют специальные установки - копры, оборудованные механическими, паровоздушными или дизельными молотами. Механические и паровоздушные молоты в массовом строительстве постепенно заменяются гидравлическими и вибрационными дизель-молотами из-за их высокой производительности и простоты эксплуатации. Интенсифицировать процесс погружения забивных свай возможно по двум направлениям: создание технических средств, с помощью которых можно обеспечить требуемые для погружения свай нагрузки при уменьшенной массе оборудования, и средств, изменяющих силовое взаимодействие сваи с грунтом по разделяющим их поверхностям и уменьшающим тем самым сопротивление грунта погружению сваи, что, в конечном счете, приводит к снижению требуемых внешних нагрузок, а следовательно - к меньшей массе оборудования.

В первом случае применяют сваебойное оборудование — сваиные молоты, которые передают свае ударную нагрузку. Недостатком таких агрегатов является низкий КПД за счет потерь мощности на работе клапанов и дросселей, высокий уровень шума, наличие системы смазки. В условиях мест, отдаленных от опорной базы, и в местах естественного обитания диких животных это является не только экологической проблемой для местной флоры и фауны, но и увеличением затрат в связи с увеличением срока постройки.

Второе направление реализовано в конструкциях вибропогружателей, которые нагружают сваю периодически изменяемой по значению и направлению возмущающей нагрузкой высокой частоты. Вследствие высоких мгновенных относительных знакопеременных скоростей в пограничной со сваей зоне резко снижается коэффициент внутреннего и внешнего трения грунта, который приобретает свойства жидкости, чем снижается его сопротивляемость погружению сваи. Этот метод весьма эффективен при погружении свай в водонасыщенные песчаные грунты, а также другие грунты пластичной консистенции. По сравнению с ударным способом в указанных грунтах вибропогружением можно повысить производительность труда в 2,5...3 раза при снижении стоимости работ в 1,5...2 раза.

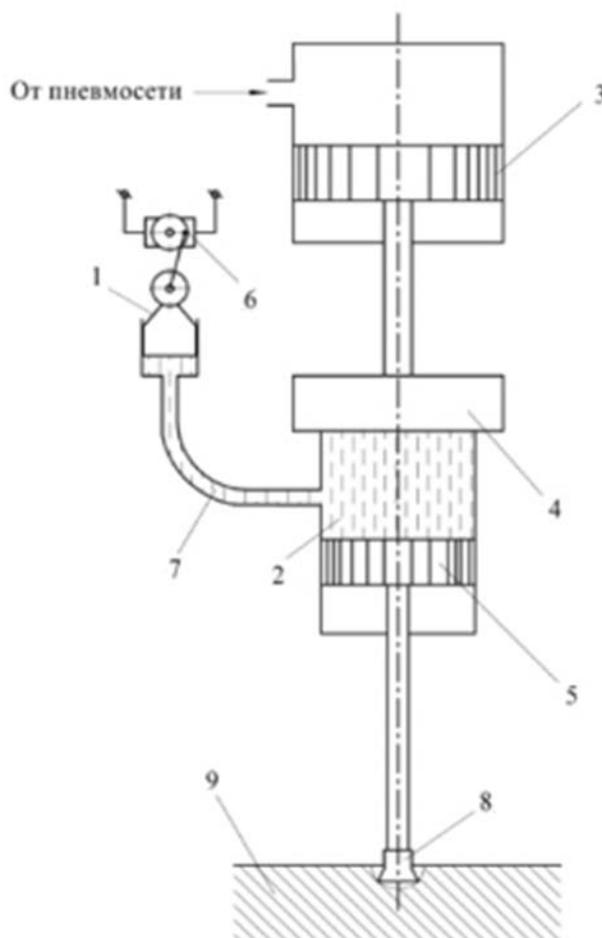


Рис. 1 Гидроимпульсная сваебойная машина

С уменьшением влажности грунтов для погружения свай с использованием виброэффекта к ним требуется прикладывать большие статические или динамические (ударные) вертикальные нагрузки. Способы погружения свай сочетанием указанных нагрузок называют соответственно виброудавлением и виброударным погружением. Недостатками данных машин являются: большое количество подвижных элементов, сложность конструкции, относительно большие габаритные размеры, дебалансы разбивают опоры качения. Кроме того, как упоминалось выше, вибропогружатель наиболее эффективен при работе с мягкими грунтами и по мере возрастания твердости скорость погружения уменьшается. Рассматривая вибрационный способ погружения как наиболее удачный, на кафедре «Теоретической и прикладной механики» было предложено, заменить вибропогружающий механизм на гидроимпульсный, который обладает повышенным КПД, за счет упрощения конструкции, в котором нет многочисленных подвижных деталей и опор качения.

Гидроимпульсный сваебойный механизм представляет собой гидроцилиндр наполненный несжимаемой жидкостью с одной стороны жидкость поджата поршнем с другой инерционной массой. Разрушение породы происходит под действием упругих колебаний, которые передаются жидкостью через поршень к свае.

В данном устройстве (см. рис. 1) для формирования силовых импульсов можно выделить два колебательных контура. Первый колебательный контур гидропульсатор – 1, создающий колебания давления жидкости, второй – жидкость – 2, находящаяся в замкнутом объеме, пневмоподатчик – 3, активная масса – 4 с корпусом гидроцилиндра.

Потенциальная энергия сжатого воздуха в пневмоподатчике, разгоняя активную массу, переходит в ее кинетическую энергию. Активная масса, действуя на замкнутый объем жидкости, преобразует свою кинетическую энергию в потенциальную энергию деформированного рукава высокого давления – 7. Деформация рукава высокого давления будет продолжаться до тех пор, пока не израсходуется вся кинетическая энергия массы. Вынужденные колебания данной системы обеспечиваются работой гидропульсатора.

Данный механизм может быть использован для таких видов работ, как погружения в грунт и извлечения железобетонных свай-оболочек, для погружения призматических железобетонных свай в грунт, для возведения шпунтового ограждения.

Литература

1. Зиякаев Г. Р., Саруев Л. А., Мартюшев Н. В. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // В мире научных открытий. – 2010. – № 6.3 (13) – С. 61-65.
2. Пашков Е. Н., Зиякаев Г. Р., Кузнецов И. В. Дифференциальные уравнения процессов гидроимпульсного силового механизма бурильных машин / Пашков Е. Н., Зиякаев Г. Р., Кузнецов И. В. // Приволжский научный вестник. – 2013. – № 4 (20). – С. 32–36.
3. Пашков Е. Н., Зиякаев Г. Р., Юровский П. Г., Пономарев А. В.. Патент на ПМ 133152 РФ. МПК7 E02D 7/10. Гидроимпульсная сваебойная машина / Оpubл. 10.10.2013 г.
4. Пашков Е. Н., Саруев Л. А., Зиякаев Г. Р. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 5 – С. 26-31.
5. Саруев Л. А., Зиякаев Г. Р., Пашков Е. Н. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // Перспективы развития горнотранспортного оборудования: П26 Сборник статей. Отдельный выпуск Горного информационно-аналитического бюллетеня (научно-технического журнала) – М.: издательство "Горная книга". – 2011. – № ОВ5. – 344 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СИЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК В ВОЛНОВОЙ ПЕРЕДАЧЕ С ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ ТЕЛАМИ

М. А. Булгин

Научные руководители, профессор Ан И-Кан, старший преподаватель Д. В. Беляев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, в нефтегазовой, а также в других отраслях промышленности (авиакосмической, подъемно-транспортной и т.п.) получают распространение волновые передачи с промежуточными телами качения (ВПТ). Благодаря широкому диапазону передаточных отношений, конструктивной гибкости и многопарности зацепления введение их в конструкции позволяет создавать механизмы с улучшенными характеристиками. Однако недостаточная изученность создает препятствия к их производству и более широкому распространению [2, 3].

Конструкции ВПТ достаточно разнообразны, в данной статье, рассмотрена передача, основу которой составляет механизм, представленный на рис. 1.

Механизм работает следующим образом: при сообщении движения кулачку 1, промежуточные тела 4, волнообразно перекачиваются по профилям зубьев центрального колеса 2, и поступательно двигаясь внутри гнезд сепаратора 3, могут передавать движение и центральному колесу и сепаратору.

Поскольку геометрические оси промежуточных тел перемещаются в пространстве и выходным звеном, может быть центральное колесо или сепаратор, то такую передачу можно отнести к так называемым дифференциально – планетарным механизмам, имеющим две степени свободы.

Возможны два варианта такой передачи, когда количество промежуточных тел больше чем число зубьев или впадин центрального колеса и когда промежуточных тел меньше. На рис. 1 а) и б) представлены оба варианта такого механизма.

Рассмотрим отдельно взятое промежуточное тело и элементы деталей, с которыми оно контактирует. Составим расчетную схему, которая представлена на рис. 2. На промежуточное тело в узле действуют три силы, со стороны кулачка Р, сепаратора N и центрального колеса F.

Введем глобальную систему координат Оху, с началом, совпадающим с центром передачи. Линии действия указанных сил относительно принятой системы координат расположены следующим образом: вектор силы F образует с осью Оу угол γ , линия действия силы N параллельна Ох и находится на расстоянии S от нее, вектор силы Р находится на прямой, проходящей через геометрические центры кулачка и промежуточного тела. Таким образом, данные усилия представляют собой систему сходящихся сил, линии действия которых, пересекаются в геометрическом центре промежуточного тела. Для этой системы можно записать уравнение

$$\vec{F} + \vec{N} + \vec{P} = 0 .$$

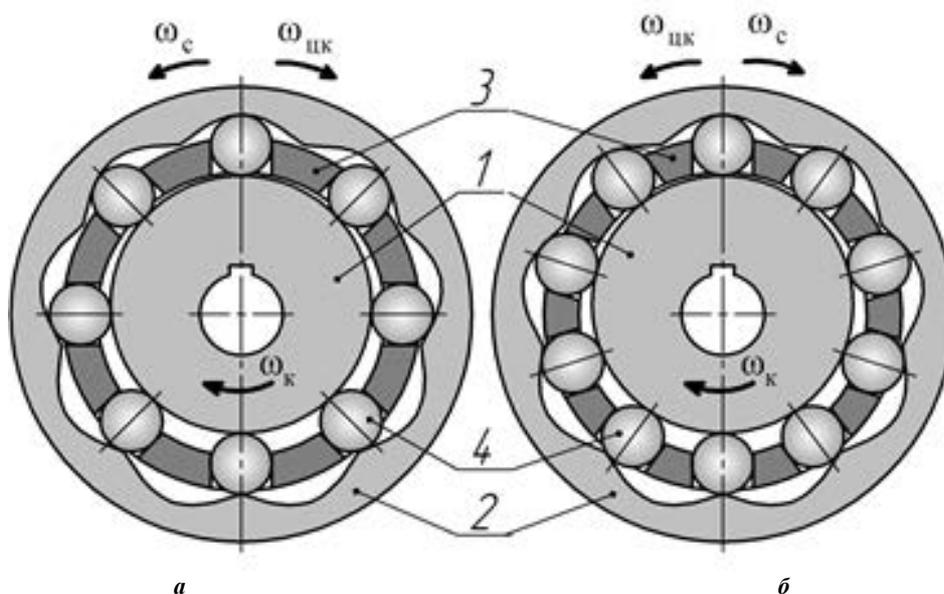


Рис. 1 Два варианта ВПТ

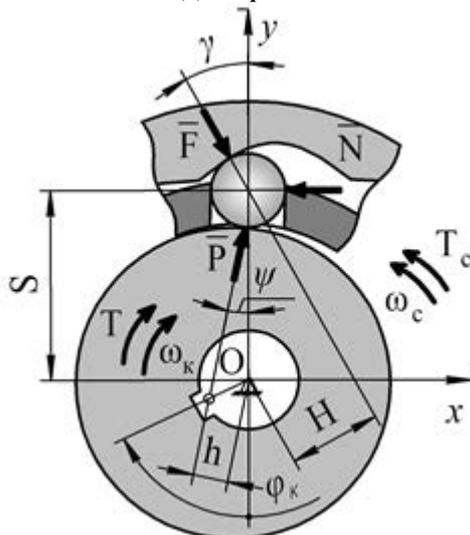


Рис. 2 Расчетная схема

Исходя из этого уравнения, при известной геометрии и крутящем моменте T на входном звене, можно определить все усилия из следующих соотношений:

$$P = \frac{T_1}{S \cdot \sin \psi},$$

где ψ – угол между линией действия силы P и осью Oy (см. рис. 2);

$$N = \frac{T_1}{S \cdot \operatorname{tg} \psi \cdot \cos \gamma},$$

$$F = \frac{\operatorname{tg} \gamma}{S \operatorname{tg} \psi} + \frac{T_1}{S}.$$

Поскольку выходным звеном может являться центральное колесо или сепаратор то, при зафиксированном сепараторе, выходной крутящий момент

$$T_2 = \frac{\operatorname{tg} \gamma}{\operatorname{tg} \psi} T_1,$$

а при зафиксированном центральном колесе

$$T_3 = \left(\frac{\operatorname{tg} \gamma}{\operatorname{tg} \psi} + 1 \right) T_1, \text{ т.е. } T_3 = (T_2 + 1) T_1.$$

Полученные выражения также показывают, что при прочих равных условиях, наиболее выгодной с точки зрения передаваемого крутящего момента, является конструкция, когда выходным звеном является сепаратор, а центральное колесо неподвижно закреплено в корпусе передачи.

Литература

1. Планетарные передачи / В. Н. Кудрявцев. — 2-е изд., перераб. и доп. — М. ; Л. : Машиностроение, 1966. — 307 с.
2. Черемнов А.В., Пашков Е.Н., И-Кан А., Ильин А.С. Определение силы зацепления конической передачи с промежуточными телами качения // Сборник трудов Международного симпозиума. Теория и практика зубчатых передач. Россия, Ижевск, 2014. С. 438-443.
3. Ivkina O.P., I-Kan A., Cheremnov A.V., Pashkov E.N. Exposing static indeterminacy of dimensioned gear with packing rolling element // 2012 7th International Forum on Strategic Technology, IFOST 2012.

ОЦЕНКА НДС ВНЕШНЕГО ДВИЖИТЕЛЯ ГЕОХОДА ОТ ДЕЙСТВИЯ СТАТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

А. А. Вакуров, А. В. Лушников

Научный руководитель, ассистент К. К. Манабаев,

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Геоход является уникальной в своем роде машиной, так как она способна передвигаться под землей, используя грунт в качестве опоры [1, 2]. Это позволяет создать силу тяги и сформировать напорное усилие за счет среды, в которой перемещается геоход.

В настоящее время, геоход является востребованной и перспективной разработкой, реализуемой на базе Юргинского технологического института Томского политехнического университета (ЮТИ ТПУ). Геоход способен выполнять ряд специфических задач, таких как: прокладка тоннелей, кабелей, линий связи, выполнение спасательных операций, вести подземное бурение на большие глубины, передвигаясь в разных направлениях и под наклоном. Малый вес и габариты делают возможным перемещение геохода к месту проведения подземных работ.

Основным элементом, за счёт которого перемещается геоход по грунту, является внешний движитель. Из-за того что перед ним расположена фреза, протачивающая тоннель, и сам внешний движитель расположен под углом относительно оси геохода, при вращении головной части происходит закручивание геохода в грунте, вследствие проскальзывания внешнего движителя по грунту внутри проточенного тоннеля.

В данной работе была проведена оценка напряженно-деформированного состояния статически нагруженного внешнего движителя геохода методом конечных элементов. За основу была взята геометрическая модель внешнего движителя, предоставленная специалистами ЮТИ ТПУ, рассчитанная

Ключевые слова: геоход, внешний движитель (ВД), напряженно-деформированное состояние (НДС), метод конечных элементов (МКЭ), движитель, сила трения, перемещение геохода.

1. Расчет внешнего движителя геохода средствами Mathcad, представленный специалистами Юргинского технологического института

На рисунке 1 представлена схема нагружения геохода. Внешний движитель (позиция 1) головной секции (позиция 2) подвергается воздействию трех сил: $F_{вдN}$, $F_{вдтр}$, $F_{тргс}$.

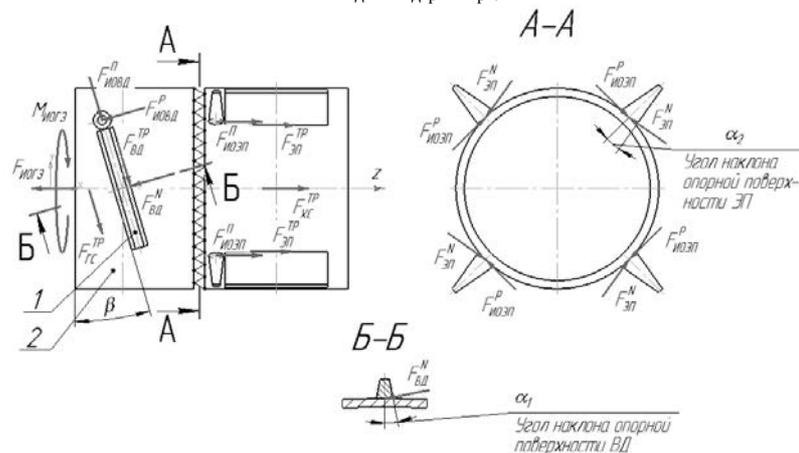


Рис. 1. Схема нагружения геохода

Здесь $F_{вдН}$ – сила нормального воздействия грунта на опорную поверхность внешнего движителя, определенная в [3], $F_{вдтр}$ – сила трения внешнего движителя о грунт. $F_{тргс}$ – сила трения головной секции геогода о грунт.

2. Расчет ВД геогода в среде программного комплекса ANSYS

Геометрическая модель ВД, представленная на рисунке 2, была создана конструкторами ЮТИ. Данная модель состоит из: двух опор – позиция 1; рамы – позиция 2; пластина, воспринимающей нагрузку от грунта – позиция 3. Габаритные размеры ВД 350x420x1200 мм. Толщина пластины, воспринимающей нагрузку, равна 30 мм, а её площадь $S_{оп} = 0,18 \text{ м}^2$. Материал, выбранный для ВД, является сталь 45 с допустимым напряжением $[a_H] = 375 \text{ МПа}$.

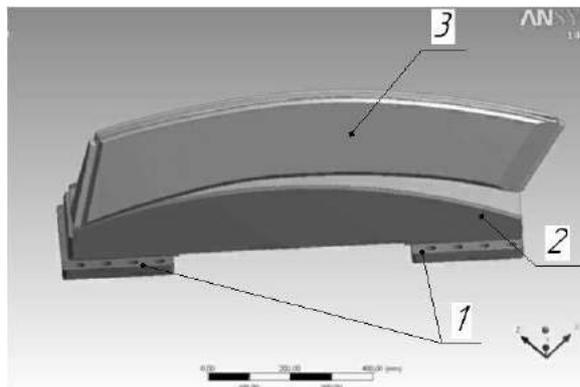


Рис. 2. Модель внешнего движителя

Модель ВД разбита на конечные элементы, представленные на рисунке 3. Опоры и рама разбиты на конечные элементы прямоугольного профиля, так как оценка НДС данных деталей не является приоритетной задачей [4, 5, 6]. А для разбиения пластины, воспринимающей нагрузку (рисунок 2 позиция 3), использовались конечные элементы – тетраэдры с величиной грани равной 10 мм.

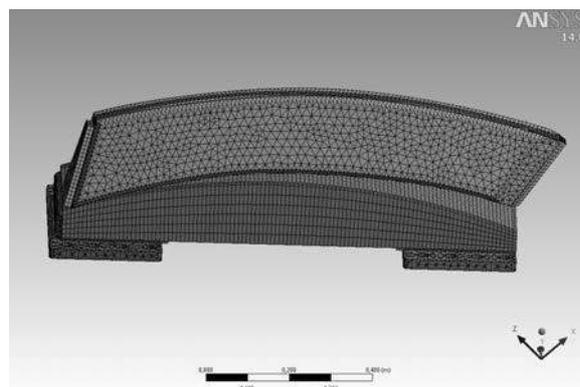


Рис. 3. Конечнoэлементная модель ВД

3. Анализ численных результатов

Графическое отображение результатов расчета ВД представлено на рисунке. Максимальная величина перемещений равна 13 мм. Расчетные напряжения модели ВД равны 149 МПа, что меньше допустимого значения $[a_H]$. Деформации расчетной модели ВД равны: касательные – 0,0019; нормальные – 0,0015.

Выводы:

- 1) Проведен анализ напряженно-деформированного состояния внешнего движителя геогода средствами программного комплекса ANSYS
- 2) Результаты расчёта показывают, что нормальные и касательные напряжения, возникающие на данной модели, не превышают допустимых значений.

Литература

1. Блащук М.Ю., Аксенов В.В., Ефременков А.Б. Гидравлические трансмиссии геогодов. - Томск : Изд-во ТПУ, 2014 - 123 с
2. Sadovets V.Y., Beglyakov V.Y., Efremenkov A.B. Simulation of geokhod movement with blade actuator // Applied Mechanics and Materials. - 2015 - Vol. 770. - p. 384-390.
3. Аксенов В.В., Хорешок А.А., Ефременков А.Б., Тимофеев В.Ю. Разработка математической модели взаимодействия геогода с геосредой // Горный информационный аналитический бюллетень (научно-технический журнал) Mining informational and analytical bulletin (Scientific and technical journal). Горное машиностроение / М.: издательство «Горная книга» – 2011.– ОВ № 2. С. 79-91.

4. Светашков А.А., Куприянов Н.А., Манабаев К.К. Эффективные по времени вязкоупругие модули типа Хашина-Штрикмана // Физическая мезомеханика. — 2013. — Т. 16, № 2. — С. 33-39.
5. Светашков А.А., Куприянов Н.А., Манабаев К.К. Новые эффективные по времени характеристики для решения задач линейной вязкоупругости // Известия вузов. Физика. — 2013. — Т. 56, № 7-3. — С. 206-208.
6. Светашков А.А., Куприянов Н.А., Манабаев К.К. Модификации эффективных модулей типа Хашина-Штрикмана для двухкомпонентного изотропного композита // Физическая мезомеханика / Российская академия наук (РАН), Сибирское отделение (СО), Институт физики прочности и материаловедения (ИФПМ). — 2015. — Т. 18, № 6. — С. 57-65.

РЕШЕНИЕ ПОЗИЦИОННЫХ ЗАДАЧ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СКРЕБКОВ ДЛЯ ВНУТРЕННЕЙ ОЧИСТКИ КРИВОЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДОВ

А. А. Вакуров

Научный руководитель, старший преподаватель Г. П. Борисенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наиболее распространенным и эффективным способом очистки внутренней поверхности нефтепровода от отложений парафина является гидромеханическая очистка с применением специальных скребков, чистящими элементами, которых являются всевозможные диски, ножи и проволочные щетки. Скребки разных конструкций различны по эффективности удаления отложений со стенок труб, по износостойкости и проходимости [3].



Рис.1 Расчетная модель скребка

В данной статье предлагается конструкция скребка (рис. 1) для очистки внутренней полости отвода. Применительно к трубопроводам с круглым поперечным сечением *отвод* – это криволинейный участок трубы с проходным каналом в виде сектора внутренней поверхности открытого тора.

Задачи, в которых определяется расположение объектов относительно друг друга, называют позиционными. Методика решений подобных задач изложена в работах [1,2]. Здесь, в отличие от указанной методики, теоретически обоснован новый наиболее простой способ решения таких задач.

Рассмотрим алгоритм решения этой задачи на примере определения максимальных (по условиям геометрического вписывания) размеров (D , d , b , l) скребка, форма которого показана на рис. 1, в соответствии с заданными размерами (R , D_0) отвода. Алгоритм решения поясним с помощью геометрических построений на рис. 2.

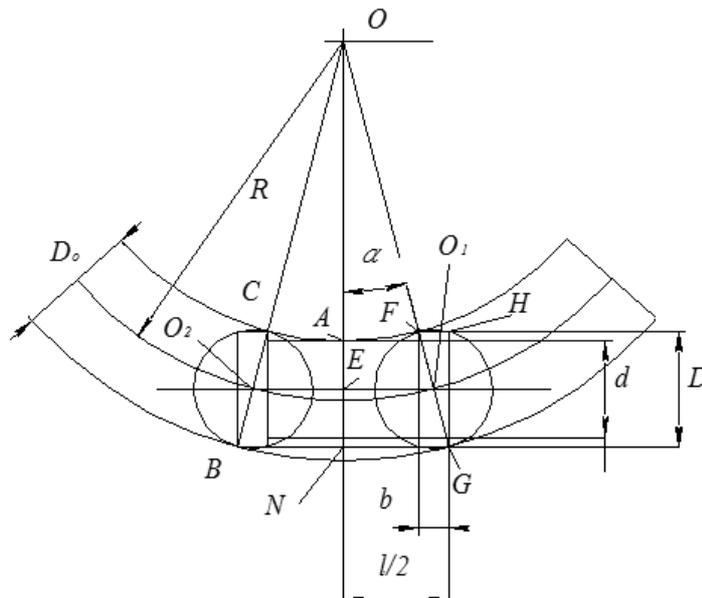


Рис.2. Расчётная схема позиционной задачи

Положение осевой линии O_1O_2 скребка определяется расстоянием $OE = (R - 0,5D_0) + 0,5d$. Через точки O_1 и O_2 пересечения осевых линий скребка и тора проводим радиусы OG и OB . Во внутреннюю полость тора вписываем две сферы диаметром D_0 с центрами O_1 и O_2 (на рис.2 показаны две окружности – проекции этих сфер). На рис.2 приняты следующие обозначения: R – радиус тора; D_0 – диаметр проходного сечения внутренней торовой поверхности; D, b – диаметр и ширина рабочего буртика (соответственно), l – длина скребка.

Построим хорду GH , причём $GH \perp O_1O_2$. Диаметр D буртика скребка принимаем равным длине хорды GH , $D = GH$.

Из подобия треугольников OEO_1 и FGH : $\frac{OE}{O_1O} = \frac{GH}{FG} = \frac{R - 0,5(D_0 - d)}{R} = \frac{D}{D_0}$, откуда

$$k_1 = 1 - \frac{FG}{D_0} \quad (1)$$

где $k_1 = \frac{D}{D_0}$, $k_2 = \frac{d}{D_0}$, $k_6 = \frac{R}{D_0}$. Параметр k_2 назначается в зависимости условий прочности и от габаритов устройства [4], встраиваемого в корпус скребка для контроля его местонахождения.

Согласно рис.2 длина l скребка определяется как $l = 2NG$, где $NG = OG \sin \alpha$ а (из треугольника OGN), $\alpha = \arccos \frac{GH}{D_0} = \arccos \frac{D}{D_0}$ (из треугольника FGH). Тогда:

$$l = 2(R + 0,5D_0) \sqrt{1 - (\cos \alpha)^2} = 2(R + 0,5D_0) \sqrt{1 - \left(\frac{D}{D_0}\right)^2}$$

Введя параметр $k_3 = l / D_0$, получим: $k_3 = 2(k_6 + 0,5) \sqrt{1 - k_1^2}$. (2)

Из треугольника FGH находим отрезок $FH = b = \sqrt{FG^2 - GH^2}$, т. е. определяем ширину уплотнительного буртика:

$$b = \sqrt{D_0^2 - D^2} \quad (3)$$

С учётом (3) определяем параметр k_5 :

$$k_5 = b / D_0 = \sqrt{1 - k_1^2} \quad (4)$$

На основании вышеизложенного формируем алгоритм решения позиционной задачи:

1. назначается численное значение параметра k_2 ;
2. в соответствии с (1) вычисляется параметр k_1 ;
3. в соответствии с (5) вычисляется параметр k_5 ;
4. в соответствии с (2) вычисляется параметр k_3 ;
5. определяются абсолютные значения параметров:
 $d = k_2 D_0$; $D = k_1 D_0$; $b = k_5 D_0$; $l = k_3 D_0$.

Численные значения полученных решений следует округлить в меньшую сторону до ближайшего нормального размера.

Решения, полученные по данной методике, протестированы с применением программного комплекса Dassault Systems SolidWorks (CAD-CAE), например, результаты тестирования представлены на рис. 3.

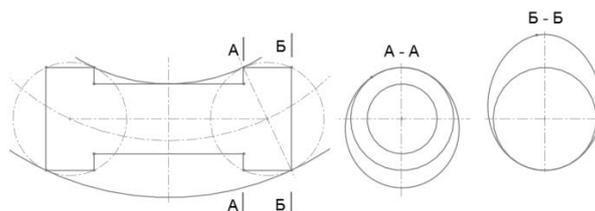


Рис. 3. Места соприкосновений поверхностей скребка и отвода

В зависимости от толщины слоя отложений парафина следует изготовить несколько скребков, отличающихся друг от друга размерами, вычисленными по вышеизложенной методике в зависимости от ряда численных значений D_0 ; причём параметр D_0 назначают с учётом толщины слоя отложений парафина. Очистку начинают скребком с наименьшим диаметром D из всего комплекта скребков, а далее – следующим по порядку возрастания величины D_0 .

Литература

1. Борисенко, Г. П., Беляев, А. Е. Об определении размеров патронов для пневмопочт // Изв. ТПИ, т. 224, 1976. – с. 51 – 55.
2. Борисенко, Г. П. Автоматизированное решение позиционной задачи патронной пневмопочты // Проектирование механических трансмиссий: Сб. научн.тр. (Под ред. В. В. Брагина; Яросл. гос. техн. ун-т. – Ярославль, 1996, – 58 с.). – с. 44 – 46.
3. Кузнецов Ю.П. Очистка внутренних поверхностей элементов нефтепроводов и оборудования. // [Электронный ресурс] – ООО «Инженерный Союз»; Опубл. 24. 03. 2011, - Режим доступа: [http://www.12821-80.ru>tech/100-Ochistka nefteprovodov](http://www.12821-80.ru>tech/100-Ochistka_nefteprovodov).

4. Романенко, Е. В., Шевелев А. Б. Оперативный контроль процесса очистки магистральных нефтепроводов, М., ВНИИОЭНГ, 1981.– 33 с.

**РЕГИОНАЛЬНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН, ОПАСНЫХ ПО ГАЗОДИНАМИЧЕСКИМ
ЯВЛЕНИЯМ, В УСЛОВИЯХ БЕЛОПАШЕНСКОГО УЧАСТКА ВЕРХНЕКАМСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛИЙНЫХ СОЛЕЙ**

О. А. Валеева

Научный руководитель, профессор С. С. Андрейко

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь,
Россия*

В соответствии с задачами, которые решаются в процессе разведки месторождений, отдельных шахтных полей, при проектировании, строительстве и эксплуатации рудников, методы прогноза газодинамических явлений делятся на три вида: региональный, локальный и текущий. Региональный способ является долговременным, и под ним подразумевается предвидение реакции калийных пластов и вмещающих пород на проведение горной выработки. При этом прогнозе на всех стадиях разведки, доразведки и эксплуатации месторождений и шахтных полей решается задача оценки вероятности развития газодинамических явлений, а также выделения по площади и в разрезе границ опасных зон. Региональный прогноз, базируясь на данных геологоразведочных работ и опыте эксплуатации шахтных полей, наряду с другими сведениями является основой для проектирования рудников и горизонтов с учетом использования различных способов предотвращения газодинамических явлений.

В основу регионального прогнозирования положен комплекс показателей выбросоопасности: существенные различия в характеристиках свойств пород, установленные при сравнительном изучении опасных и неопасных по выбросам геологических условий. Показатели определяются по результатам бурения геологоразведочных скважин с поверхности и последующих химических анализов кернов. В подавляющем большинстве случаев очаги газодинамических явлений располагаются в пластах В, Б-В, АБ, Кр.І-А, Кр.ІІ-Кр.І. Поэтому при разработке методов прогнозирования проводится анализ показателей, характеризующих эти пласты [1]. К таким показателям относятся газовый фактор, содержание нерастворимого остатка в пластах АБ и В, содержание хлорида магния в пласте В, выход керна с пласта Б-В, а также мощности пластов Б-В и В. Этот комплекс показателей был определен при выборе математической модели регионального метода прогноза и позволяет проводить оценку выбросоопасности с высокой вероятностью правильной классификации.

Прогнозирование выбросоопасных и выбросонеопасных зон осуществляется с помощью решающего правила, в основе которого лежит дискриминантная функция следующего вида:

$$f = 3,02X_1 + 0,44X_2 + 0,03X_3 + 0,03X_4 - 0,12X_5 - 0,66X_6 + 0,25X_7 \geq 8,96$$

Скважина относится к выбросоопасной зоне в том случае, если значение дискриминантной функции $f \geq 8,96$. Если $f < 8,96$, то скважина относится к выбросонеопасной зоне. Геометрическая интерпретация этой процедуры состоит в определении части полупространства, в которой находится конец информационного вектора, изображающего рассматриваемую скважину.

С точки зрения оценки выбросоопасности данный критерий позволяет относить участки калийных пластов к одному из двух классов – выбросоопасных или выбросонеопасных. Такое деление до некоторой степени условно, так как следует оценивать выбросоопасность вероятностью выброса, а не давать альтернативную оценку. Поэтому, в качестве вероятностной интерпретации полученного критерия выбросоопасности предлагается использовать выражение:

$$P_L = \frac{1}{1 + e^{\frac{1}{f_L - f_k}}}$$

где P_L - вероятность, соответствующая наибольшей дискриминантной функции;

f_L - значение наибольшей дискриминантной функции;

f_k - значение k-ой дискриминантной функции.

Значения дискриминантных функций для выбросоопасных и выбросонеопасных зон приведены ниже:

$$f_B = 6,14X_1 + 0,74X_2 - 0,1X_3 + 0,27X_4 + 0,13X_5 + 1,71X_6 + 0,91X_7 - 27,22$$

$$f_H = 3,12X_1 + 0,3X_2 - 0,13X_3 + 0,3X_4 + 0,25X_5 + 2,37X_6 + 0,66X_7 - 18,26$$

где f_B - значение дискриминантной функции для выбросоопасных зон;

f_H - значение дискриминантной функции для выбросонеопасных зон;

X_1, X_2, \dots, X_7 – показатели для прогнозирования.

Подставляя значения показателей в данные выражения, получим значение вероятности отнесения скважины к той зоне, значение дискриминантной функции для которой больше. Значение P_L изменяется в диапазоне от 0 до 1. Граничным значением P_L является значение вероятности, равное 0,5. При $P_L \geq 0,5$ скважина расположена в выбросонеопасной зоне. Если $P_L < 0,5$, то данные скважины указывают на выбросоопасную зону.

Исходными данными для оценки выбросоопасности при региональном прогнозировании зон, опасных по газодинамическим явлениям в условиях Белопашенского участка служат показатели, полученные в ходе геологоразведочных работ при бурении 12-ти скважин №110, 140, 146, 403, 406, 407, 409, 411, 600, 604, 801, 987, расположенных на территории данного участка. Содержание нерастворимого остатка в пластах АБ и В,

содержание $MgCl_2$ в пласте В, выход керна с пласта Б-В, а также мощности пластов Б-В и В приведены в таблице 1.

Таблица 1

Показатели выбросоопасности для скважин Половодовского участка ВКМКС

№ скважины	Газовый фактор, ранг	Мощность пласта В, м	Содержание в пласте В $MgCl_2$, %	Содержание в пласте АБ н.о., %	Содержание в пласте В н.о., %	Мощность пласта Б-В, м	Выход керна Б-В, %
146	I	6,8	19,33	0,84	1,24	2	80
406	I	7,8	14,11	6,45	3,35	7,55	98
407	IV	9,65	15,42	3,64	3,57	4,2	86
409	I	5,6	10,35	2,5	10,81*	2,4	83
411	I	4	20,09	3,85	2,97	1,9	96
140	I	8,1	18,38	4,07	21,02	1,4	100
403	I	4,35	21,95	2,28	2,12	0,4	50
110	IV	7,45	23,97	3,5	14,48	2,35	89
600	IV	5,6	17,15	2,96	15,36*	2	100
604	II	5,85	17,17	4,25	32,1	1,55	100
801	IV	8,1	15,82	2,56	8,02*	1,5	100
987	IV	7,5	20,86	1,98	2,12	1,1	100

Газовый фактор представлен рангами, полученными при регистрации характера протекания и продолжительности газовыделений в данных геологоразведочных скважинах Белопащенского участка. По каждому случаю газовыделения при перебурировании зоны, включающей пласты В, Б-В, АБ, Кр.І-А, Кр.І, Кр.ІІ-Кр.І, Кр.ІІ, скважинам №110, 407, 600, 801, 987 присвоен ранг IV, скважине 604 II ранг. Скважинам № 140, 146, 403, 406, 409, 411 присвоен I ранг, так как ни одного случая газовыделения не наблюдалось.

Таблица 2

Результаты расчета по решающим правилам прогнозирования зон, опасных по газодинамическим явлениям

№ скважины	Дискриминантная функция, f	Дискриминантная функция для выбросоопасных зон, f_v	Дискриминантная функция для выбросонеопасных зон, f_n	Вероятность выброса, P1
146	6,60	8,98	16,14	0,9992
406	5,79	29,19	38,24	0,9999
407	15,94	38,14	36,32	0,8601
409	5,44	12,75	21,25	0,9998
411	7,59	12,96	20,09	0,9992
140	6,94	19,59	27,61	0,9997
403	6,75	-3,17	2,04	0,9946
110	15,58	34,24	32,96	0,7830
600	15,13	35,33	35,15	0,5433
604	8,01	25,64	32,58	0,9990
801	16,75	35,63	33,84	0,8574
987	17,47	32,70	30,19	0,9250

По результатам расчетов (Таблица 2) для прогнозирования зон, опасных по газодинамическим явлениям, с использованием полного решающего правила, было установлено, что скважины №110, 407, 600, 801, 987 имеют значение дискриминантной функции $f \geq 8,96$, а это означает, что данные скважины относятся к выбросоопасной зоне. Скважины №140, 146, 403, 406, 409, 411, 604 имеют значение дискриминантной функции $f < 8,96$, а это означает, что данные скважины относятся к выбросонеопасной зоне.

Оценка вероятности выброса показала, что скважина №110 с вероятностью 78,30% относится к выбросоопасной зоне, скважина №407 с вероятностью 86,01% относится к выбросоопасной зоне, скважина №600 с вероятностью 54,33% относится к выбросоопасной зоне, скважина №801 с вероятностью 85,74% относится к выбросоопасной зоне, скважина №987 с вероятностью 92,50% относится к выбросоопасной зоне. Скважины № 140, 146, 403, 406, 409, 411, 604 Белопащенского участка с вероятностью от 99,46 до 99,99% относятся к выбросонеопасной зоне.

Результаты исследования были проанализированы и позволили определить отношение данных скважин №110, 146, 140, 403, 406, 407, 409, 411, 600, 604, 801, 987 Белопащенского участка к зонам, опасным по газодинамическим явлениям. Северо-восточная и восточная части Белопащенского участка Верхнекамского месторождения калийных солей относятся к зонам, опасным по газодинамическим явлениям, а западная и юго-западная части участка относятся к неопасным зонам.

Литература

1. Андрейко С.С. и др. Газодинамические явления в калийных рудниках: Генезис, прогноз, управление / С.С. Андрейко, П.А. Калугин, В.Я. Щерба; Под редакцией В.Я. Прушака. – М.: Изд-во Выш. шк., 2000. – 335 с.

**МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ ЦИКЛИЧЕСКИХ ДЕФОРМАЦИЙ В РЕЗЬБОВЫХ
СОЕДИНЕНИЯХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ**

С. С. Васенин

Научные руководители, профессор Л. А. Саруев, доцент А. Л. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе ударно - вращательного бурения пилотных скважин малого диаметра соединения бурильных труб нагружены осевой силой подачи, крутящим моментом и импульсами силы. Представление о воздействии этих нагрузок на резьбовое соединение в процессе проектирования бурильных труб позволяет повысить долговечность резьбовых соединений.

На практике доказано, что поломка резьбовых соединений при бурении ударно вращательным способом происходит вследствие нагрузки несовершенных конструкций резьбовых соединений силовыми импульсами.

При прохождении силовых импульсов по бурильной колонне форма волны деформации изменяется, а энергия рассеивается. Обзор научных литературных источников показал, что надежная работа резьбового соединения обеспечивается, прежде всего, снижением доли потерянной в нем энергии силовых импульсов. Энергия волны деформации направленная не на продольное перемещение бурильной колонны и породоразрушающего инструмента, а рассеянная в соединениях, связана с неоднократными знакопеременными деформациями, трением витков резьбы и нагревом резьбовых соединений [1].

В настоящее время в технологии горизонтально направленного бурения (ГНБ) пилотных скважин малого диаметра применяют трубы с высаженными концами вовнутрь и резьбовым соединением труба в трубу.

В процессе передачи импульсов силы через данный тип резьбового соединения кроме упругих сил, неизбежно возникают силы сопротивления – диссипативные силы, на работу которых расходуется энергия.

При проведении буровых работ на напряженное состояние резьбовых соединений влияют различные факторы, которые существенно усложняют возможность аналитического определения диссипативных сил при динамических нагрузках. Для представления о характере изменения упругих и диссипативных сил при динамических нагрузках резьбовых соединений проведены квазистатические нагружения соединения.

Обзор научных и литературных данных показал, что количественная оценка напряженного состояния бурильных труб и резьбовых соединений может проводиться на основе тензометрического метода с получением петлевой диаграммы.

Аналогичный метод был принят для проведения экспериментальных исследований современных бурильных труб с резьбовым соединением штанга в штангу.

Таблица 1

Параметры принятых для эксперимента бурильных труб горизонтально-направленного бурения

Диаметр трубы замковый наружный, мм	48
Диаметр трубы наружный, мм	42
Диаметр трубы внутренний, мм	18
Длина трубы, мм	1829
Тип резьбы	Fire stick 1
Толщина стенки, мм	6
Минимальный радиус изгиба, м	29
Марка стали, API	S135
Вес, кг	12

Таблица 2

Эксплуатационные характеристики нагружения бурильной трубы

Максимальный крутящий момент, Нм	1500-2000
Максимальное тяговое усилие, кг	3500
Максимальная глубина бурения, м	95

Испытательная электромеханическая машина серии LFM 125 соответствует ISO 7500-1, класса 0,5 представляет собой напольную конструкцию для проведения испытаний на растяжение, сжатие, изгиб, сдвиг, отслаивание и других испытаний различных типов материалов. Рама нагружения LFM имеет прочную конструкцию, которая обеспечивает достаточно высокую продольную и поперечную жесткость. Два линейных модуля с анодированной рамой из алюминиевого сплава составляют конструкцию, которая комбинирует в себе

высокое качество и компактные размеры. Система безлюфтовых шарико-винтовых пар обеспечивает высокие нагрузки, высокую точность позиционирования и воспроизводимость результатов.

Таблица 3

Технические характеристики электромеханической испытательной машины LFM 20-125

Максимальное усилие, кН	125
Ход траверсы, мм	1200
Максимальная скорость, мм/мин	500
Разрешение, мм	0,0006
Максимальное расстояние между захватами, мм	1450
Расстояние между колоннами, мм	572
Рабочая высота, мм	750
Ширина, мм	920
Глубина, мм	750
Высота, мм	2500
Вес, кг	1000
Жесткость рамы нагружения, кН/мм	140

Данная модификация машин обеспечивает проведение статических испытаний на растяжение, сжатие или изгиб по замкнутому циклу управления при нагрузке до 125 кН.

Осевой экстензометр последнего поколения MFL 500 имеет исключительно точные данные в любом диапазоне измерений, что дает возможность его универсального использования.

Таблица 4

Технические характеристики осевого экстензометра MFL 500

Сила захвата образца, кН	25
Класс (EN10/002-4) на протяжении всего перемещения	0,5
Принцип измерения	Опто-инкрементальный
Максимальное перемещение, мм	500
Сила активации, кН	<1 кН
Вес, кг	43

Проведенная методика исследований циклических деформаций в резьбовых соединениях бурильных труб позволяет получать петлевые диаграммы в координатах "нагрузка – относительное смещение труб" и с достаточно большой точностью определять потери энергии за счёт работы, возникающих в соединении труб, сил неупругого сопротивления.

Литература

1. Шадрин А.В. Исследование процессов циклической деформации резьбовых соединений бурильных труб как упруго-фракционной системы / А.В. Шадрин, Л.А. Саруев // Известия Томского политехнического университета; Томский политехнический университет – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008, - №1. Т.312. – С.51-54.

АНАЛИЗ ПРИЧИН РАЗРУШЕНИЯ ВИНТОВ МАЛЫХ РАЗМЕРОВ

В. Р. Файзуллин, А. И. Заборовский, К. В. Щедриный

Научный руководитель, доцент Ф. А. Симанкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Выявление причин разрушения винтов при нагрузках, явно меньших допускаемых являлось актуальной задачей, поставленной перед коллективом авторов предприятием N (название не указывается, вследствие желания последнего не быть упомянутым в данной работе). В данной работе рассмотрены три модели нагружения винтов М3х8 и М3.5х10 для определения механических характеристик. В процессе ряда экспериментов выявлена группа дефектных винтов, порядка 20% от общей партии, разрушение которых происходило при малых нагрузках. При анализе поверхности разрушения дефектных винтов было установлено, что: 1 – поверхность разрушения образцов не характерна поверхности разрушения образцов без дефекта, 2 – в структуре металла присутствуют концентраторы напряжений (микротрещины), образовавшиеся вследствие химико-термической обработки (ХТО). Сделаны прочностные и количественные оценки винтов с дефектами и без дефектов в рамках предоставленной партии в 1000 штук. Полученные данные позволили произвести сравнение механических характеристик испытанных винтов с ГОСТом.

Ключевые слова: модуль Юнга, растяжение, кручение, поверхность разрушения, эксперимент.

Введение

Для проведения испытаний была взята партия винтов, произведенных по ГОСТу 17475-80 с фосфатным покрытием и классом прочности 8.8. О наличии ХТО винтов свидетельствовала окрашенная в черный цвет поверхность изделий.

При этом, согласно ГОСТ для винтов М3х8 и М3.5х10 [1-3] механические характеристики материала имеют следующие значения: предел текучести (условный предел текучести) $\sigma_T=640$ МПа, предел прочности $\sigma_B=800$ МПа.

При эксплуатации основные виды напряжений, которые испытывают нормально установленные винты (эксцентричные нагрузки не действуют), – это напряжения, вызванные нагружением изделий при растяжении и кручении. Следуя вышесказанному, для проведения эксперимента были выбраны три вида нагружения: одноосное растяжение, кручение, а также одноосное растяжение одновременно с кручением (рис. 1).

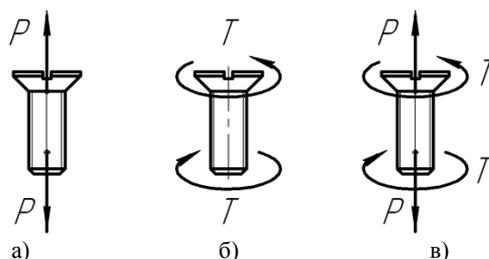


Рис. 1. Схемы нагружения винтов:
а) одноосное растяжение; б) кручение; в) одноосное растяжение с кручением.

Испытание на растяжение проводилось на разрывной машине МИРИ-100 с максимальным усилием 10 тонн и динамикой нагружения равной 0.005 мм/с. Испытания на кручение образцов – на машине с максимальным моментом 10 Нм.

Также был произведен макроскопический анализ, при котором изучалось строение металла путем визуального исследования характера его излома невооруженным глазом или при небольших увеличениях – до 30 раз. При макроанализе одновременно исследовалась сравнительно большая поверхность и составлялась информация об общем строении металла, о наличии в нем различных дефектов.

Описание эксперимента

Методика проведения испытания по ГОСТ 1497-84. Испытание проводят для определения временного сопротивления. Расчет временного сопротивления выполняет по площади поперечного сечения [5].

Согласно методике длина нагруженной резьбовой части должна быть равна одному диаметру резьбы. Считается, что изделие выдержало испытание, если разрушение происходит по стержню или резьбе, но не в месте соединения головки со стержнем. Применяемая при испытании гайка должна быть высотой не менее 0,8 диаметра резьбы. Определяемая свободно движущимся ползуном скорость нагружения не должна превышать 25 мм/мин. Во избежание бокового нагружения образца зажимы разрывной машины должны быть самоцентрирующимися.

Анализ поверхностей разрушения винтов из предоставленной партии

Общая картина поверхности разрушения винтов без дефектов при нагружениях, связанных с кручением, представлена на рисунке 2. С помощью макроанализа подготовленных винтов без дефектов и поверхностей их разрушения было выявлено, что: 1 – отсутствуют нарушения сплошности металла, то есть усадочная рыхлость, газовые пузыри, пустоты, трещины не наблюдались; 2 – химическая неоднородность в распределении некоторых элементов, например ликвацию серы и фосфора, не выявлена; 3 – вид излома образцов, по которому можно установить характера разрушения винтов, имеет стандартную картину.

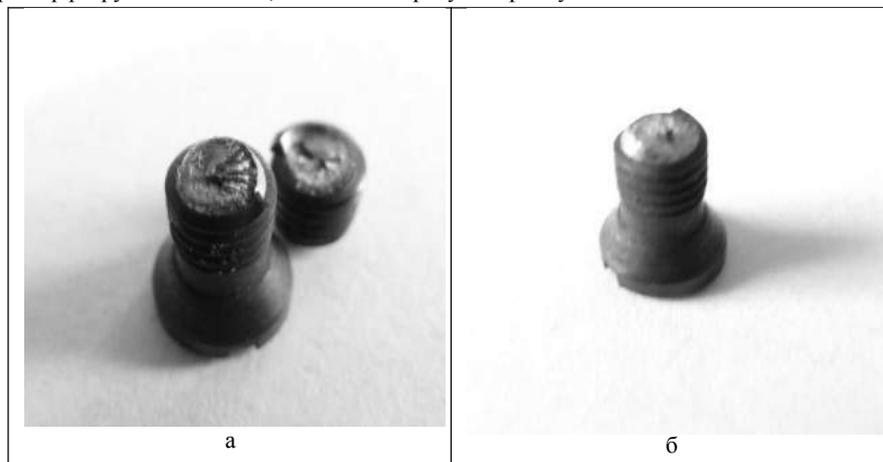


Рис. 2. Поверхности разлома образцов, характерного для нагружения кручением

На рисунке 3, представлены фотографии образцов с дефектами после разрушения. Поверхности разлома не характерны для подобного нагружения и имеют отчетливо окрашенные продольные зоны темного цвета с резко выраженными границами. Глубина зон достигает трети от диаметра стержня винта. Цвет окрашенных зон аналогичен цвету внешней поверхности винтов. Это свидетельствует о том, что трещины, вероятно, металлургического характера были образованы и приняли ярко выраженный цвет при ХТО винтов. Подобное зарождение дефектов характерно для трещин, образованных раскатанными пузырями. Раскатанные пузыри являются дефектом исходного материала. В большинстве случаев, они имеют вид узких прямых или слегка изогнутых дефектов, располагающихся вдоль стержня или головки. В частности, они могут возникать на торце головки, гранях шестигранника (для болтов), опорной поверхности головки и на радиусе под головкой [4].

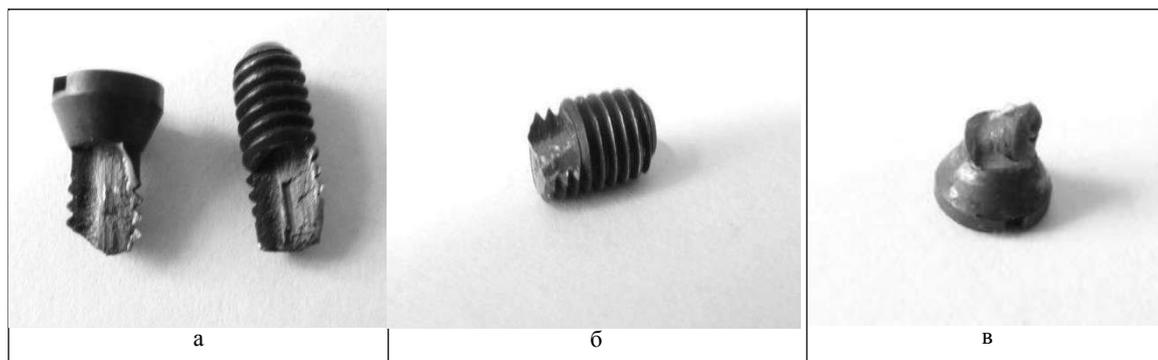


Рис. 3. Поверхности разлома образцов с дефектными зонами, трещинами, темного окраса при нагружении кручением

Выводы:

1. Экспериментальным путем исследована партия винтов с размерами М3х8 и М3,5х10 на прочность, получены распределения разрушающих нагрузок.
2. Произведена классификация предоставленной партии и определена доля бракованных изделий, порядка 20%.
3. В ходе макроскопического анализа установлено, что дефектные винты имеют производственный брак металлургического характера.

Литература

1. ГОСТ 1759.2-82 Болты, винты и шпильки. Дефекты поверхности и методы контроля.
2. ГОСТ 1759.4-87 Болты, винты и шпильки. Механические свойства и методы испытаний.
3. ГОСТ 17475-80 Винты с потайной головкой классов точности А и В.
4. Производство метизов. Шапхатов Х.С., Недовизий И.Н. и др. – М.: Металлургия, 1977. – 392 с.
5. Соппротивление материалов : учебное пособие / Н. М. Беляев. — 15-е изд., перераб. – М.: Наука, 1976. – 607 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ФОРМИРОВАНИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ ЗАКЛАДОЧНЫХ МАССИВОВ ПРИ ОТРАБОТКЕ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПОДЗЕМНЫМ СПОСОБОМ

С. С. Зинякин

Научный руководитель, профессор С. Н. Шапошник

Восточно-Казахстанский Государственный технический университет им. Д. Серикбаева,
г. Усть-Каменогорск, Республика Казахстан

Широкое распространение в последний период получили комбинированные виды закладки с использованием в качестве заполнителя пустых горных пород от проходческих работ.

С целью выявления сегрегации различных фракций породы от проходческих работ в выработанном пространстве камер, существенно, влияющих на пористость породного навала, проведены лабораторные исследования процесса формирования породного навала в рамках НИР «Разработка схем утилизации породы от проходческих работ на 836Малеевском руднике» и «Опытно-промышленные работы по породной и бутобетонной закладке отработанной камеры Малеевского рудника».

Формирование породного навала при лабораторных исследованиях производилось с одной точки, расположенной в центральной плоскости по длине камеры, при изменении высоты породного навала. Таким образом, моделировался процесс формирования породного навала самоходными погрузочно-доставочными машинами (ПДМ) с буро-доставочного орта, расположенного со стороны висячего или лежащего боков залежи.

Значения диаметра среднего куска пустой породы определялось в границах двух зон: со стороны обнажаемого в дальнейшем рудного массива (по длинной стороне камеры); в зоне буро-доставочного орта (по короткой стороне камеры).

Наибольший интерес представляет зона со стороны обнажаемого в дальнейшем рудного массива, так как от достигаемой прочности закладочного массива в этой зоне зависит его устойчивость к внешним воздействиям, а также показатели разубоживания породной и бутобетонной закладкой при ведении очистных работ в смежной камере.

Результаты обработки данных фотопланометражным методом показывают, что распределение фракций пустой породы в навал неравномерно. Мелкие фракции породы распределяются в зоне ее разгрузки, то есть непосредственно у буро-доставочного орта. Наиболее крупные фракции породы расщепляются по периметру навала, в том числе и со стороны обнажаемого в дальнейшем рудного массива.

Как известно, диаметр среднего куска породы оказывает непосредственное влияние на глубину проникновения твердеющей смеси в навал породы, и данная корреляционная зависимость была определена при пропитке породы твердеющей смесью на территории бетоно-закладочного комплекса (БЗК) Малеевского рудника.

Корреляционная зависимость глубины пропитки пустой породы закладочной смесью от ее кусковатости аппроксимируется выражением:

$$h_{np} = 4,693 \cdot d_{cp}^{1,038}$$

в пределах $93 \text{ мм} \leq d_{cp} \leq 187 \text{ мм}$

Одним из основных вопросов совершенствования технологии горных работ является разработка оптимальных схем доставки руды при вариантах с утилизацией породы от проходческих работ. Эти исследования проведены для условий Малеевского рудника.

В последние годы горнорудные предприятия ТОО «Казцинк», ведущие разработку колчеданно-полиметаллических месторождений Восточного Казахстана, стали уделять достаточно большое внимание вопросам рационального недропользования, в частности, утилизации пустой породы от проходческих работ в закладку без выдачи ее на поверхность.

Таким образом, разработка рациональных схем утилизации породы от проходческих работ в выработанное пространство дает возможность предотвратить размещение отходов горного производства на поверхности, что повышает эффективность разработки месторождения и уменьшает ущерб окружающей среде.

Одним из основных вопросов совершенствования технологии закладочных работ является разработка рациональных схем утилизации породы от проходческих работ в закладку без выдачи породы на поверхность и складирования ее в породных отвалах. Эти исследования были проведены для условий Малеевского рудника. В результате проведенных всесторонних исследований сотрудниками КазНТУ им. К.И. Сатпаева, ВКГУ им. Д. Серикбаева, ДГП «ВНИИцветмет», НЦ КГМС РК совместно со специалистами Зыряновского горно-обогатительного комплекса ТОО «Казцинк», разработаны на уровне изобретений, схемы утилизации пустой породы в закладку самоходными машинами, реализация которых в условиях Малеевского рудника позволила получить экономический эффект около 23 млн. тенге на выемочную камеру.

При использовании на утилизации породы в объеме 96,2 тыс. м³ самоходных погрузочно-доставочных машин (ПДМ) максимальное граничное экономически выгодное расстояние доставки пустой породы составляет: в сравнении с вариантом выдачи породы по стволу шх. «Малеевская» для Торо-1400, Cat R-1700 (емкость ковша 5 м³) – 300–400 м, Торо-400 (емкость ковша 3,8 м³) – 500 м; в сравнении с вариантом выдачи породы по стволу шх. «Вентиляционная» для Cat R-1700 – 300 м, Торо-400 – 100 м.

Как видно из данных, представленных на рисунке 1, экономическая эффективность утилизации пустой породы в закладку без выдачи ее на поверхность достигается при небольших расстояниях доставки. Очевидно, что повышение эффективности утилизации породы на достаточно большие расстояния доставки связано с применением самоходных транспортных машин.

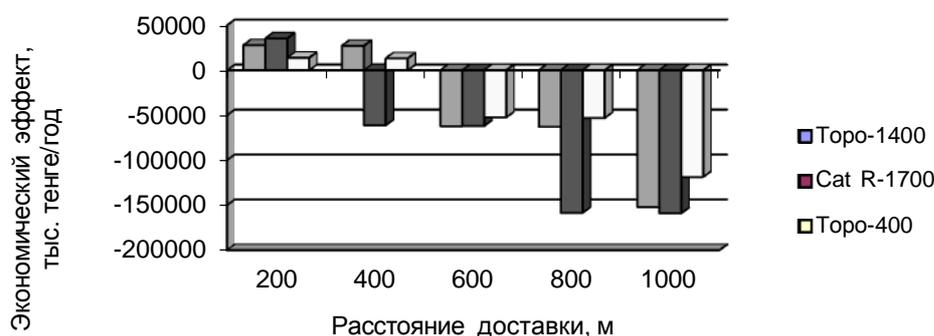


Рисунок 1 - Годовая экономическая эффективность утилизации породы в закладку самоходными ПДМ в сравнении с вариантом выдачи породы по стволу шх. «Малеевская»

В результате проведенных расчетов, прибыли от утилизации пустой породы в закладку комплексом самоходного оборудования «ПДМ без дистанционного управления Торо-400 - транспортная машина Торо-35» установлено, что в сравнении с вариантом выдачи породы на поверхность (при доставке породы в шахте самоходными ПДМ Cat R-1700), экономический эффект достигается также и при достаточно больших расстояниях доставки пустой породы (рисунок 2).

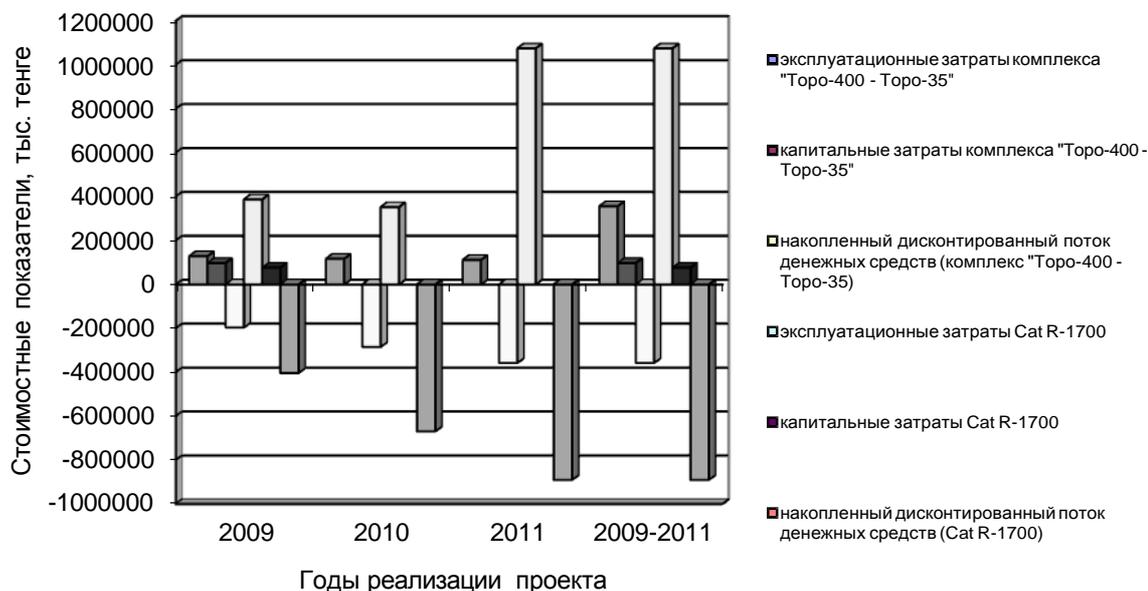


Рисунок 2 - Накопленные дисконтированные потоки денежных средств при утилизации годового объема породы от проходческих работ самоходными ПДМ Cat R-1700 и комплексом самоходного оборудования «ПДМ Торо-400 – транспортная машина Торо-35» при расстоянии доставки 1000 м за период 2006–2008 г. при ставке дисконта 0,15.

АНТИКЛИНАЛЬНЫЕ СКЛАДКИ В УСЛОВИЯХ КАЛИЙНЫХ ПЛАСТОВ РУДНИКА БКПРУ-4 ПАО «УРАЛКАЛИЙ»

О. А. Козлова, Э. Г. Немытых

Научный руководитель, ассистент Е. В. Лукьянец

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Анализ современного состояния теории газодинамических явлений показал, что традиционный подход, основанный на повсеместном применении профилактических мероприятий и оценке состояния массива соляных пород непосредственно в забоях горных выработок по предупредительным признакам, предвестникам и замеренным параметрам газового фактора, исчерпал свои возможности, и требуются новые научно обоснованные и экономически оправданные технические решения.

Складчатые и разрывные дислокации, образующие современный структурный план шахтных полей ОАО «Сильвинит» и ОАО «Уралкалий», представляют собой те основные элементы тектоники ВКМКС, которые выявляются, изучаются и картируются в подземных горных выработках. Они являются основными объектами тектонических исследований, цель которых заключается в установлении динамики и кинематики тектонических процессов и на этой основе создании надежных структурно-тектонических карт.

В настоящее время уровень освоения ВКМКС таков, что эксплуатируемые шахтные поля преимущественно занимают в пространстве западную (СКПРУ-1, 2; БКПРУ-1), и центральную (СКПРУ-3, БКПРУ-2, 3, 4) части месторождения и лишь (БКПРУ-4) характеризует практически все продольные тектонические зоны месторождения. Последние представляют собой крупные элементы тектоники соляной толщи в целом, объединяющие в пространстве структуры меньших порядков, вскрытых двумя и более или одной субгоризонтальными выработками [1].

Геологические запасы месторождения оцениваются по карналлитовой породе в 96,4 млрд.т., по сильвинитам – 113,2 млрд.т., по каменной соли – 4,65 трлн.т.

По запасам калийных солей Верхнекамское месторождение солей является одним из крупнейших в мире. На Верхнекамском месторождении калийно-магниевых солей (ВКМКС) добываются сильвинитовая и карналлитовая руды. Минеральные удобрения экспортируются в десятки стран мира (92%), поставляются сельскому хозяйству (2%) и промышленности (6%) Российской Федерации. [2]

Подземная разработка калийных пластов практически на всех месторождениях мира значительно осложняется газодинамическими явлениями. При разработке Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей происходят газодинамические явления следующих видов:

- внезапные выбросы соли и газа;
- внезапные обрушения пород кровли, стенок выработки, разрушение пород почвы, сопровождающиеся газовыделением;

- явления комбинированного типа – разрушения пород кровли или почвы с последующим развитием выброса пород и газа.

Указанные явления по времени действия могут происходить как в момент отбойки, так и после этого; по месту действия они могут происходить как в призабойном пространстве, так и вне его, называемые запоздалыми газодинамическими явлениями.[3]

В настоящее время практика ведения горных работ на сильвинитовых пластах АБ и КрII в условиях калийных рудников на Верхнекамском калийно-магниевом месторождении показала, что газодинамические явления приурочены к участкам развития интенсивной складчатости пластов. При приближении горных работ к тектоническим нарушениям увеличивается возможность внезапного проявления газодинамического явления. В связи с этим задача структурно-тектонического анализа пласта играет не малую роль при проведении горных работ.

Существует три вида складок:

- складки первого порядка – это внутрислоевые, слоевые складчатости амплитудой до нескольких сантиметров или дециметров. Складки данного порядка сопровождаются обычным, спокойным выделением, не приводящим к газодинамическим явлениям;

- Складки второго порядка охватывают отдельные слои и пласты. Амплитуда таких складок достигает 2 метров. Таким складкам так же присуще газовыделение, но масштаб его не значителен (Рис.1);

- Складки третьего порядка – это складки, охватывающие отдельные группы слоев и пластов амплитудой до 7 метров (Рис.2)[4].



Рисунок 9 – Складка второго порядка

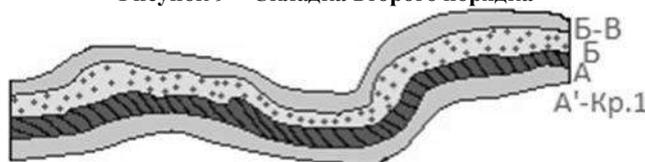


Рисунок 10 – Складка третьего порядка

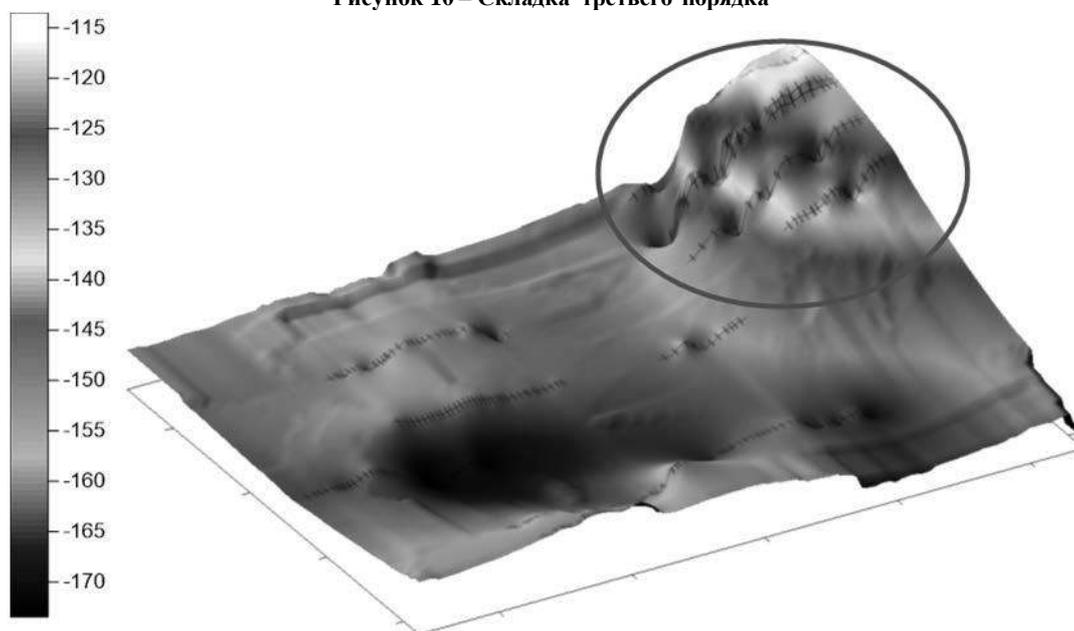


Рисунок 11 - Карта изогипс кровли пласта АБ 1-2 юго-восточных панелей рудника БКПРУ-4

В процессе формирования антиклинальной складки третьего порядка соляные породы подвергаются деформации, в результате которой в пределах складок образуется система секущих трещин. Кроме того происходит расслоение по глинистым прослойкам, как по наиболее слабым контактам соляных пород. В результате миграции в эти расслоения и трещины свободных газов, в состав которых входит метан, тяжелые углеводороды, водород, углекислый газ, сероводород и другие, из массива горных пород образуются очаги газодинамических явлений. В результате ведения горных работ данные очаги приводят к газодинамическим явлениям.[5]

В данной работе объектом исследований является сильвинитовый пласт АБ шахтного поля рудника БКПРУ-4 ПАО «Уралкалий». Целью выполнения работы стал структурно-тектонический анализ пласта АБ

панелей 1-2 рудника БКПРУ-4 ПАО «Уралкалий». Результатом структурно-тектонического анализа сильвинитового пласта АБ является выявление антиклинальных складок третьего порядка.

Исследование строения пласта АБ проводилось в три этапа:

- на первом этапе производился сбор данных геологических профилей по панельным выработкам.
- на втором этапе была проведена цифровая обработка выемочных, северных и южных панельных штреков.

В заключении, по результатам цифровой обработки, построены карта изогипс кровли пласта АБ 1-2 юго-восточных панелей рудника БКПРУ-4. (Рис.3)

На 2 юго-восточной панели прослеживается сильное поднятие в пределах 5, 6, 7 западных блоках, амплитуда которого составляет 40 м и протяженность порядка 500 м, но изучение которого невозможно, так как недостаточно материала для дальнейшего исследования, требуется дополнительный сбор геологических профилей и цифровая обработка для дополнения карты изогипс. Так же на поднятии прослеживаются синклинальные складки, из которых свободные газы поднимаются выше по системе трещин и скапливаются в замке антиклинальных складок.

Заключение

В результате цифровой обработки геологических разрезов по панельным выработкам была построена карта изогипс кровли пласта АБ для 1-2 юго-восточных панелей шахтного поля рудника БКПРУ-4.

По результатам анализа структурно-тектонического строения пласта АБ выделено одно поднятие расположенное в пределах 5, 6, 7 западных блоках.

Литература

1. Петротектонические основы безопасной эксплуатации Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей / под редакцией д.г.-м.н. Н.М. Джиноридзе // СПб-Соликамск: ОГУП Соликамск, типография, 2000. - 400 с.
2. Андрейко С.С. Газодинамические явления в калийных рудниках: методы прогноза и способы предотвращения: учеб. пособие. Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 219 с.
3. Пермяков Р.С., Проскуряков Н.М. Внезапные выбросы соли и газа. – Л.: Недра, 1972. –180 С.
4. Проскуряков Н.М. Внезапные выбросы породы и газа в калийных рудниках. - М.: Недра, 1980. - 264 с.
5. Соловьев В.А., Секунцов А.И. Разработка калийных месторождений: практикум. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 265 с.

РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА СИЛОВОГО БЕЗБОЙКОВОГО МЕХАНИЗМА

Р. Э. Лушников

Научный руководитель, ассистент И. В. Кузнецов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном мире для решения различных задач связанных с разработкой полезных ископаемых, строительства, для бурения шпуров и скважин в горных породах, для разрушения каменных и бетонных блоков, твердых покрытий, забивки свай и труб, в основном применяются механизмы ударно-вращательного действия. Перспективным направлением развития таких машин является их создание на основе безбойкового гидроимпульсного механизма.

Для проверки теоретических исследований на кафедре Теоретической и прикладной механики Томского политехнического университета, разрабатывается экспериментальный стенд безбойкового механизма.

Схема механической части стенда представлена на рис. 1. Неподвижная рама 1, изготовлена из швеллеров и стальных листов. Подвижное основание 2, из листовой стали толщиной 20 мм, может свободно перемещаться относительно рамы в продольном направлении с помощью цилиндрических роликов 3. Гидроцилиндр 4 жестко соединен с подвижным основанием 2 с помощью стойки 5, которая крепится к основанию с помощью болтов. Гидроцилиндр поджат в раме с помощью пружины сжатия 6, которая фиксируется в установке с помощью стаканов 7. Активная масса установки может меняться с помощью грузиков 8. Силловые импульсы, создаваемые установкой, замеряются датчиком силы 9, размещенным между штоком гидроцилиндра и рамой. Перемещения подвижного основания относительно рамы замеряются акселерометром 10.

Силловые импульсы формируются в штанге без механического соударения поршня со штангой с коэффициентом передачи энергии 0,85 – 0,90. Изменяя величину активной массы и коэффициента объемной упругости РВД можно подобрать параметры гидроимпульсного механизма так, чтобы он работал в режиме близком к резонансному при заданной частоте силловых импульсов.

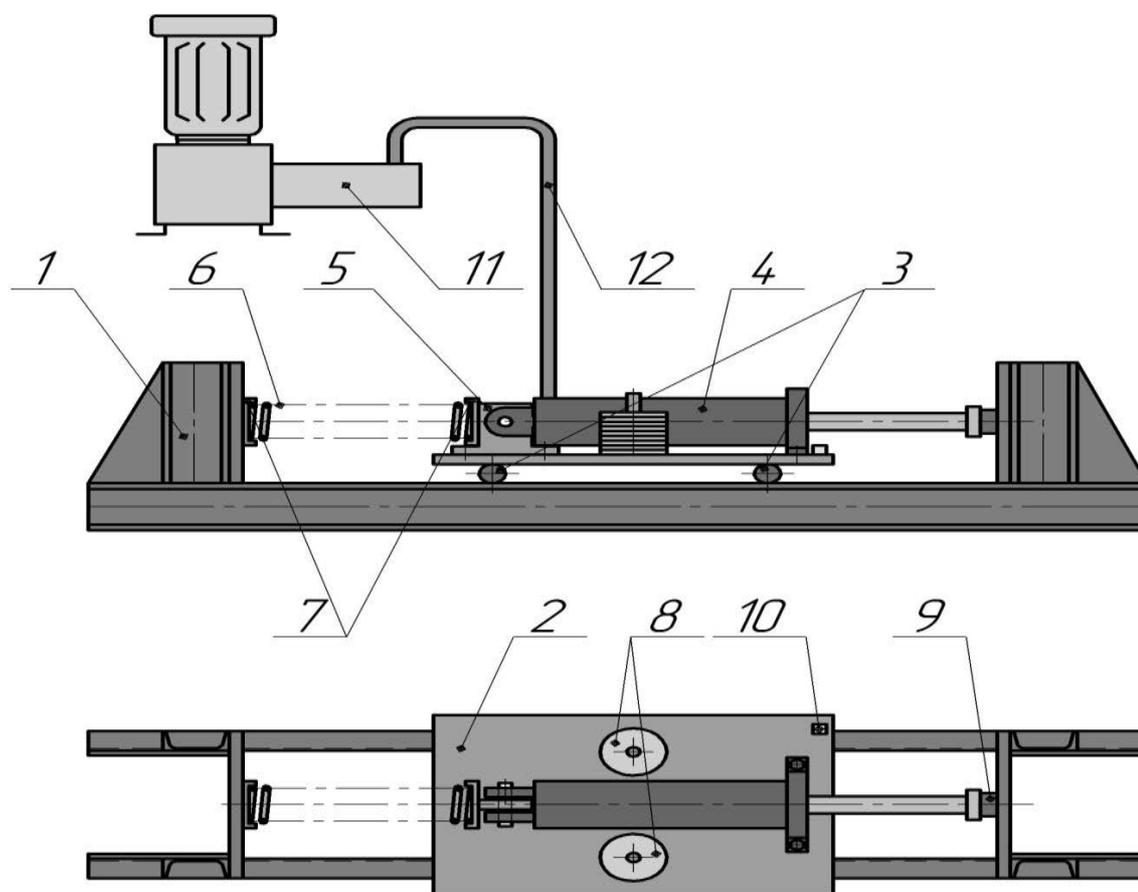


Рис. 1. 3-D модель механической части экспериментального стенда

Литература

1. Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Дифференциальные уравнения процессов гидроимпульсного силового механизма бурильных машин / Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. // Приволжский научный вестник. – 2013. – № 4 (20). – С. 32–36.
2. Пашков Е. Н., Саруев Л. А., Зиякаев Г. Р. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 5 – С. 26-31.
3. Pashkov E. N., Ziyakaev G. R., Tsygankova M. V. Differential equations of processes for the hydropuls power mechanism of drill machines // Applied Mechanics and Materials. - 2013 - Vol. 379. - p. 91-94 [6765-2013].
4. Патент на ПМ 133152 РФ. МПК7 E02D 7/10. Гидроимпульсная сваебойная машина / Е. Н. Пашков, Г. Р. Зиякаев, П. Г. Юровский, А. В. Пономарев. Оpubл. 10.10.2013 г.
5. Саруев Л.А., Кузнецов И.В., Васенин С.С. Исследование и оценка энергоэффективности современных машин ударного действия. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № S4 (1). С. 473-476.
6. Саруев Л.А., Васенин С.С., Кузнецов И.В. Распространение продольных волн через соединительные элементы бурового инструмента Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № S4 (1). С. 568-579.
7. Саруев Л.А., Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Силовой механизм сваебойной машины. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № S4 (1). С. 482-485.

СИСТЕМА ЭНЕРГО И РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩЕГО ПРОВЕТРИВАНИЯ УКЛОННОГО БЛОКА НЕФТЕШАХТЫ**Н. С. Макарычев, И. К. Шеин**

Научный руководитель, доцент А. В. Николаев

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия*

На Ярегском месторождении (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми») применяется уникальный метод добычи нефтедобычи, поскольку нефть имеет высокую плотность и вязкость и нефтеотдача из пластов в естественном режиме невозможна. Технология заключается в разогреве нефтяного пласта горячим паром, в результате чего увеличивается текучесть нефти. Данный способ добычи нефти называется термошахтным.

При добыче нефти вышеупомянутым способом возникают значительные выбросы тепла в горные выработки, из-за чего происходит рост температуры в рабочих зонах нефтешахт – буровых галереях уклонных блоков [3,5,7]. Повышенная температура, в свою очередь, способствует резкому снижению производительности труда горнорабочих.

Для нормализации параметров рудничной атмосферы, в нефтешахту необходимо подавать большее количество свежего воздуха, что влечет за увеличение затрат энергетических ресурсов.

Однако, в силу «дополнительного» характера проветривания в общей структуре производства, физико-технических сложностей управления и расчета процессов вентиляции, вопросам, связанным с минимизацией затрат на обеспечение уклонных блоков и нефтешахты в целом, уделяется недостаточное внимание. В большинстве случаев расчеты расхода воздуха, необходимого для проветривания, ведутся по методике, созданной для угольных шахт и калийных рудников, далекой от учета реальных условий [4].

Для того, чтобы обеспечить безопасность ведения работ по добыче нефти и нормализовать труд горнорабочих, необходимо соблюдать более жесткие требования к энерго- и ресурсосбережению. То есть нужно либо исключать, либо заменять «затратные» процедуры на «низкозатратные», которые смогут обеспечить повышение общей эффективности производства [3].

Для улучшения условий труда рабочих путем снижения температуры в рабочей зоне, при отсутствии регулировки подачи общего объема воздуха, в работе [1] предложено использовать обособленное проветривание уклонного блока через воздухоподающие и вентиляционные скважины (диаметром 800 мм), пробуренные с поверхности. На воздухоподающей скважине устанавливается нагнетательный вентилятор для подачи в нее воздуха с поверхности. Нагнетательный вентилятор предложено оборудовать частотным преобразователем и промышленным кондиционером. При этом для защиты от обмерзания скважины в холодное время года возникает необходимость нагрева воздуха поступающего в нее в небольших калориферных установках.

С одной стороны, предложенная установка [1] способствует снижению температуры в рабочей зоне уклонного блока, тем самым улучшению условий труда, но с другой стороны, любая система кондиционирования (охлаждения) является энергозатратной и не выгодной с экономической точки зрения. Кроме того, снижение температуры воздуха, подаваемого в уклонный блок, приведет к охлаждению пласта, что будет способствовать к уменьшению нефтеотдачи и, как следствие, снижению эффективности термошахтного способа добычи.

Для обеспечения локального проветривания уклонного блока нефтешахты, необходимы значительные финансовые затраты: бурение вентиляционных скважин (каждая более 150 м глубиной), оснащение их холодильными и калориферными установками, а также на процесс воздухоподготовки – затраты электрической энергии на охлаждение и энергетических ресурсов на подогрев воздуха, подаваемого в скважины в холодное время года.

С целью повышения ресурсо- и энергоэффективности работы нефтешахт разработан способ проветривания уклонного блока нефтешахты, который основывается на положительном действии тепловой депрессии, возникающей в результате разности давлений [3]. Концепция данного способа проветривания заключается в следующем. Воздух, нагретый в уклонном блоке, предлагается удалять по вентиляционной скважине на поверхность (рисунок). В данном случае, по закону конвекции, нагретый воздух будет стремиться подняться на поверхность по вентиляционной скважине за счет тепловой депрессии h_e [2,6]. Вентилятор (либо дефлектор), в данном случае, служат как вспомогательные устройства для регулирования процесса выдачи нагретого воздуха из скважины, зависящего в основном от величины h_e , что будет способствовать снижению расхода электроэнергии, затрачиваемой на проветривание. Также при подобном способе практически исключается процесс тепловыделений из уклонного блока в выработки нефтешахты за счет установки воздушного тамбура из перемычек в уклоне.

Таким образом, в настоящей работе представлена система, позволяющая осуществлять проветривание уклонного блока с минимальными энергетическими затратами. Основную роль в проветривании будет играть тепловая депрессия h_e , которая будет тем больше, чем больше температура в буровой галерее уклонного блока. В этом случае в уклонный блок будет поступать тем больше свежего воздуха, чем больше нагреется в нем пласт. К одному из достоинств системы можно отнести практически полное исключение тепловыделений в выработки нефтешахты без ущерба эффективности теплоотдачи пласту, т.е. без негативного влияния на процесс добычи нефти.

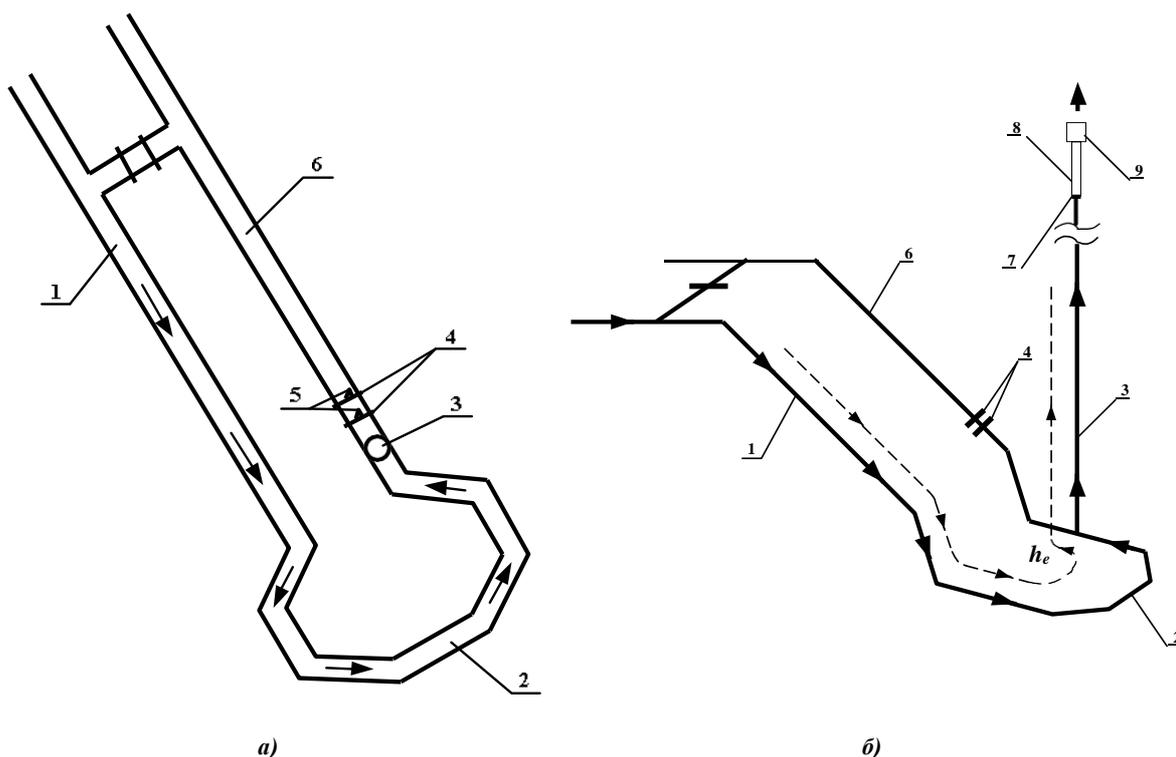


Рисунок. Упрощенная схема предлагаемого способа проветривания уклонного блока нефтешахты:
а – вид сверху; б – вид сбоку
1 – ходок; 2 – буровая галерея; 3 – вентиляционная скважина; 4 – воздушный тамбур из перемычек; 5 –
двери для прохода рабочих; 6 – уклон; 7 – устье скважины; 8 – труба; 9 – источник тяги (дефлектор или
вентилятор); h_c – тепловая депрессия

Литература

1. Исаевич А.Г. Особенности проветривания нефтешахты // Стратегия и процессы освоения георесурсов: материалы науч. сессии Горн. ин-та УрО РАН. Пермь. 2012. Вып. 10. С. 247–248.
2. Николаев А.В. Управление тепловыми депрессиями в системах вентиляции калийных рудников: Дисс. ... канд. техн. наук / Перм. национал. исслед. политех. ун-т. Пермь, 2012. 159 с.
3. Николаев А.В., Файнбург Г.З. Об энерго- и ресурсосберегающем проветривании подземных горных выработок нефтешахт // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 4. С. 92–98.
4. Справочник по рудничной вентиляции / под ред. К.З. Ушакова. М.: Недра, 1977. 328 с.
5. Термошахтная разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Коноплев, В.Ф. Буслаев, З.Х. Ягубов, Н.Д. Цхадая; под ред. Н.Д. Цхадая. М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. 288 с.
6. Alymenko N.I., Nikolaev A.V. Influence of mutual alignment of mine shafts on thermal drop of ventilation pressure between the shafts // Journal of Mining Science, 2011. Vol. 47. № 5. P. 636–642.
7. Chertenkov M.V., Mulyak V.V., Konoplev Y.P. The Yarega Heavy Oil Field History, Experience, and Future // Journal of Petroleum technology. 2012. № 4. P. 158–160.

УСТАНОВКА ДЛЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ПОТОКА ВОЗДУХА В ДИФFUЗОРНОМ КАНАЛЕ ГЛАВНОЙ ВЕНТИЛЯТОРНОЙ УСТАНОВКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

¹А. В. Николаев, ²А. В. Вавулин

Научный руководитель, профессор Н. И. Алыменк

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия

²Уральский научно-исследовательский и проектный институт галургии ОАО «Галургия»,
г. Пермь, Россия

В настоящее время для выработки электроэнергии широкое применение находят установки, использующие возобновляемые, либо вторичные источники энергии. Одним из таких источников является кинетическая энергия воздуха.

Для проветривания подземных горнодобывающих предприятий используются главные вентиляторные установки (ГВУ). При этом из шахты (рудника) через диффузорный канал (диффузор) выдается воздух в значительных объемах (300-500 м³/с), движущийся со скоростью до 10-14 м/с. С целью использования энергии

образующегося потока воздуха разработана установка для непрерывной выработки электроэнергии, использующая тягу в диффузоре, создаваемую ГВУ в процессе проветривания подземного горнодобывающего предприятия [4]. Как было показано в работе [3], выработанной электроэнергии достаточно для работы воздушной завесы, предназначенной для снижения поверхностных утечек воздуха и, как следствие, для экономии электрической энергии, затрачиваемой на работу ГВУ.

Однако предложенная установка имеет следующие недостатки. Лопасти на ведущем валу, расположенные в диффузорном канале ГВУ, создают аэродинамическое сопротивление, для преодоления которого необходимо расходовать дополнительную электроэнергию, по величине превышающую электроэнергию, выработанную электрогенератором. Вследствие невозможности изменения режима работы (перехода на другую аэродинамическую характеристику) ГВУ снижается ее производительность и КПД, что приводит к увеличению энергозатрат на проветривание, т.к. известная система [4] не обеспечивает подобного рода регулирование. Кроме того, на выходе электрогенератора вырабатывается электроэнергия низкого качества из-за изменения амплитуд напряжения в результате различных скоростей потока воздуха в диффузоре.

С целью повышения производительности шахтной энергетической установки путем регулирования режимов работы ГВУ при одновременном улучшении качества вырабатываемой электроэнергии, разработана установка [1], конструкция и принцип работы которой представлены соответственно на рис. 1 и 2.

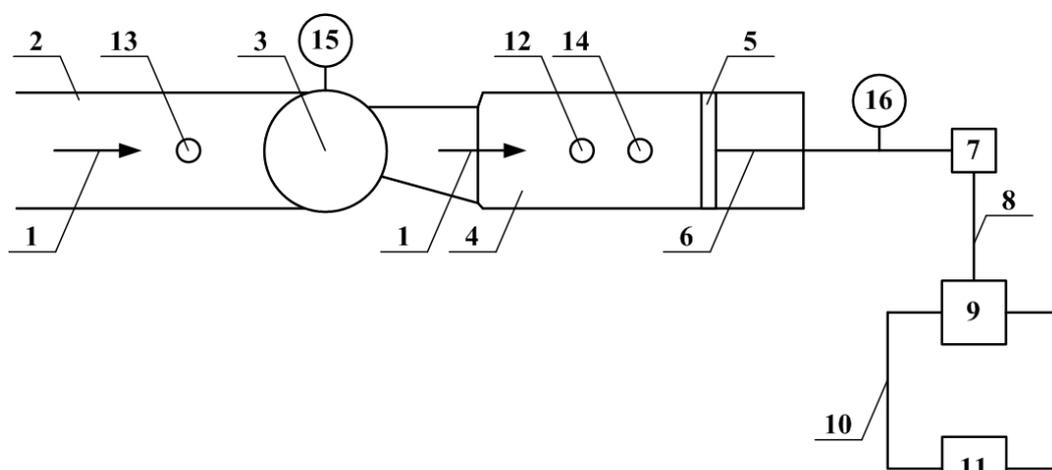


Рис. 1. Установка для преобразования энергии движения потока воздуха в электроэнергию
 1 – шахтный воздух; 2 – вентиляционный канал; 3 – ГВУ; 4 – диффузорный канал; 5 – лопасти; 6 – ведущий вал; 7 – силовая передача; 8 – ведомый вал; 9 – электрогенератор; 10 – электропроводка; 11 – узел передачи, накопления и/или преобразования электроэнергии; 12 – датчик расхода воздуха в диффузорном канале; 13 – датчик расхода воздуха в вентиляционном канале; 14 – датчик давления в диффузорном канале; 15 – регулируемый электропривод ГВУ; 16 – механизм управления ведущим валом

Представленная установка работает следующим образом.

Шахтный воздух за счет работы ГВУ поступает в диффузорный канал, в котором размещены лопасти энергетической установки, жестко закрепленные на ведущем валу. Крутящий момент от ведущего вала передается в трансмиссии или фрикционном вариаторе на ведомый вал. От ведомого вала крутящий момент передается на электрогенератор. Выработанный в ходе работы электрогенератора электрический ток по электропроводке передается в устройство передачи и/или накопления электроэнергии.

Производительность (Q_B) ГВУ определяется датчиком (датчиками) расхода воздуха (в известном сечении канала), а статическое давление (h_B) – датчиками давления. В зависимости от требуемой производительности $Q_{B,i}$ ГВУ и кривой характеристики вентиляционной сети R_c , на которую работает вентилятор, выбирается характеристика режима его работы. С этой целью за счет устройства управления выбирается режим работы трансмиссии или фрикционного вариатора. В случае, если необходимо увеличивать производительность ГВУ на ведущем валу за счет трансмиссии или фрикционного вариатора создается больший крутящий момент. В этом случае ГВУ, для того чтобы преодолеть аэродинамическое сопротивление лопастей, потребует развить большее статическое давление, тем самым характеристика сети переместится в область более высоких давлений – на вышележащую аэродинамическую характеристику [2]. При этом увеличится производительность ГВУ. Устройством управления крутящий момент на ведущем валу будет увеличиваться до тех пор, пока производительность ГВУ не достигнет требуемого значения. В случае, если необходимо снизить производительность ГВУ действия осуществляются в обратной последовательности.

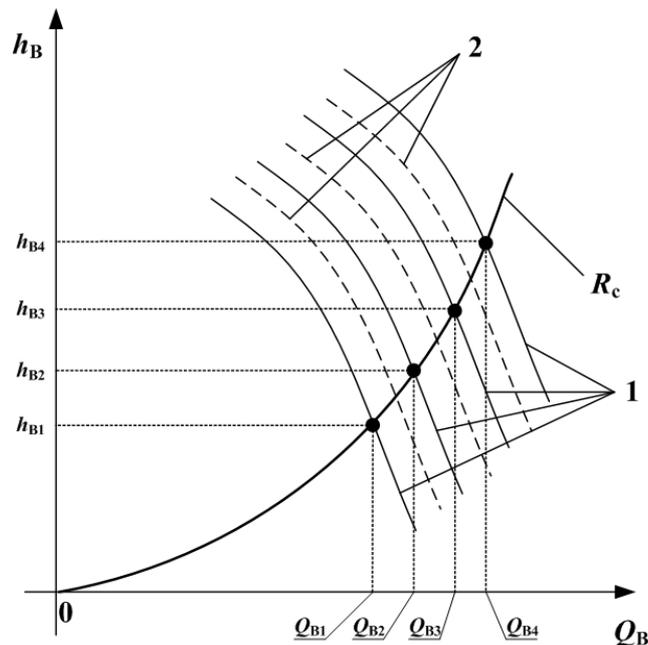


Рис. 2. Аэродинамические характеристики ГВУ
1 – основные аэродинамические характеристики ГВУ; 2 – дополнительные аэродинамические характеристики ГВУ

При регулировании производительности ГВУ только за счет изменения статического давления между аэродинамическими характеристиками, и, следовательно, соседними $Q_{B,i}$ будет наблюдаться значительный перепад значений (рис. 2). Для увеличения количества рабочих характеристик (глубины регулировки) в системе может применяться регулируемый, например, частотно-регулируемый, электропривод, изменяющий скорость вращения рабочего колеса ГВУ, в результате чего появляются дополнительные аэродинамические характеристики (рис. 2). В этом случае изменение производительности ГВУ будет осуществляться более плавно и с меньшей разностью между соседними значениями $Q_{B,i}$. Для управления режимами работы устройства и регулируемого электропривода необходимо использовать систему автоматизации процесса.

За счет того, что в установке изменяется только скорость ведущего вала, ведомый вал будет иметь практически постоянную скорость вращения. В этом случае скорость вращения ротора электрогенератора также будет практически постоянной, в результате чего обеспечится выработка электроэнергии более высокого качества. Выработанная электроэнергия передается по электропроводке в устройство, где она, либо накапливается в аккумуляторе, либо используется для собственных нужд.

Литература

1. Заявка на пат. 2015115232 Россия, МПК E21F1/08; F03D3/00. Система управления режимом работы шахтной главной вентиляторной установки с одновременной выработкой электроэнергии. Николаев А.В., Алыменко Н.И., Николаев В.А. Заявлено. 22.04.2015.
2. Мохирев Н.Н., Радько В.В. Инженерные расчеты вентиляции шахт. Строительство. Реконструкция. Эксплуатация. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 324 с.
3. Селин В.В., Фролов С.А., Николаев А.В. Использование энергии потока воздуха в диффузорном канале главной вентиляторной установки с целью повышения энергоэффективности проветривания // Master's Journal. 2015. № 1. – С. 211 – 216.
4. Пат. 149991 Россия, МПК E21F1/08; F03D3/00. Шахтная энергетическая установка для непрерывной выработки электроэнергии. Николаев А.В., Алыменко Н.И., Николаев В.А. Заявлено. 09.07.2014; Опубл. 27.01.2015, Бюл. № 3. – 2 с.: ил.

ВЛИЯНИЕ АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ СИЛ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОФИЛЬНОЙ ЛОПАТКИ ОСЕВОГО ВЕНТИЛЯТОРА

Н. В. Панова, И. В. Лугин

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Новосибирск, Россия

Современный уровень развития вычислительной техники и методов расчета аэродинамических процессов в проточной части вентилятора позволяет определять аэродинамические параметры осевого вентилятора с высокой долей достоверности [2, 3]. В данной работе в качестве инструмента исследования применен модуль

расчета аэродинамики CFX программно-вычислительного комплекса ANSYS, основанный на численном решении системы уравнений Навье – Стокса, описывающей течение газа (жидкости) на основе фундаментальных законов сохранения (т.е. с минимальными допущениями).

В качестве примера принята аэродинамическая схема вентилятора ОВ-84 [1] с диаметром рабочего колеса 4 м (соответствует одноступенчатому вентилятору ВОД-40 без спрямляющих и направляющих аппаратов) и числом лопаток 10 с частотой вращения 375 об/мин при этом окружная скорость по концам лопаток составила 79 м/с. По исходным данным схемы построена геометрическая модель лопаток и проточной части вентилятора (рис. 1)

Построение расчетной сетки проведено в модуле Turbogrid – специализированном сеточном процессоре, позволяющим с высокой степенью автоматизации создать высококачественную гексаэдрическую сетку, пригодную для расчетов аэродинамики. Количество ячеек на расчетный сектор проточной части для одной лопатки составляет около 200 тыс. На рис.1 приведен пример построения сетки для проточной части вентилятора с профильной лопаткой (рис.1б).

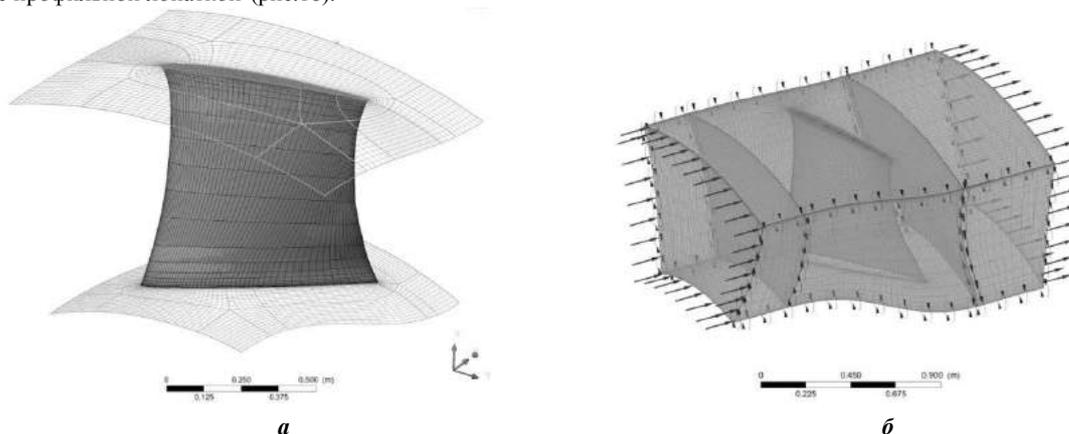


Рис. 1. Сеточная модель (а) и расчетная модель с обозначенными граничными условиями (б) проточной части вентилятора с профильной лопаткой.

При расчете, на входе в вентилятор задается расход воздуха, на выходе – постоянное статическое давление, равное атмосферному. В результате расчета определяется точка аэродинамической характеристики вентилятора, соответствующая данному расходу. Далее расход воздуха на входе меняется, что позволяет построить аэродинамическую характеристику. Кроме этого, использование модуля CFX программно-вычислительного комплекса ANSYS позволило получить величину и характер распределения нагрузки от влияния аэродинамических сил, на лопатку рабочего колеса рассматриваемого вентилятора.

Далее данные передавались в модуль Static Structural, что позволило определить влияние аэродинамических сил на надежность профильной лопатки осевого вентилятора. Надежность обеспечивается запасом статической прочности в пределах заданного ресурса, и предотвращением резонансных явлений, обусловленных частотой вращения ротора и нестационарностью внешних воздействий, в качестве которых рассматриваются колебания потока воздуха из вентиляционной сети и т.п.

Одной из задач исследования является обеспечение допустимого уровня напряжений в лопаточном узле с учетом предельных прочностных характеристик используемых материалов и принятых коэффициентов запаса прочности, второй – осуществление безопасной отстройки частот собственных колебаний лопаток от частот возбуждающих сил с целью предотвращения опасных динамических напряжений из-за возможного резонанса. При статическом анализе наибольший интерес вызывают максимальные напряжения и перемещения в конструкции. Реальная конструкция чаще всего находится в условиях сложного напряженного состояния. При проведении исследований использовался критерий текучести фон Мизеса, позволяющий поставить в соответствие сложному напряженному состоянию эквивалентное ему по некоторой величине простое напряженное состояние [4].

На рабочие лопатки осевых вентиляторов действует преимущественно два вида нагрузок от аэродинамических и центробежных сил. На рис. 2 представлены перемещения лопатки от воздействия этих сил, как видно из рисунка, направление действия сил противоположно. Максимальное давление от аэродинамических сил составляет 2560 Па.

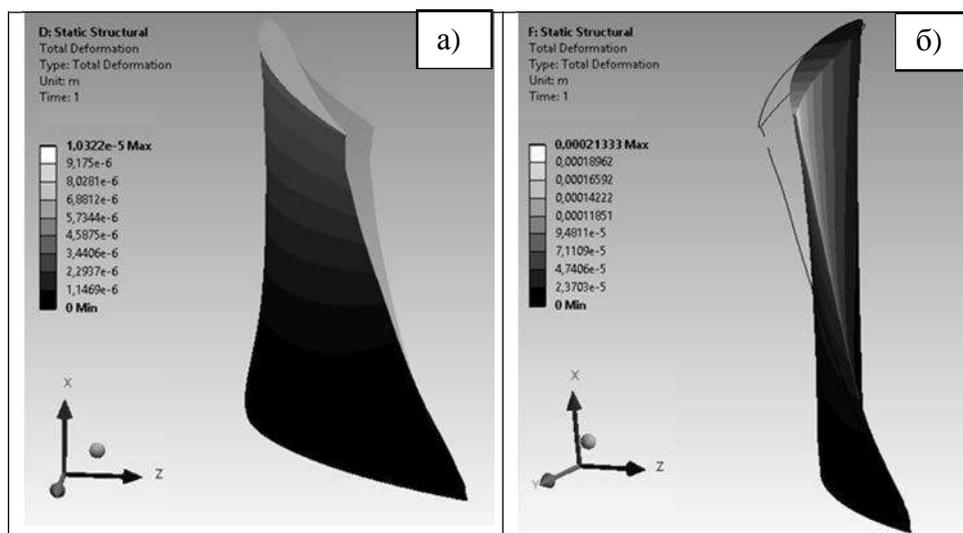


Рис. 2. Перемещение профильной лопатки осевого вентилятора от воздействия: (а) аэродинамических сил; (б) центробежных сил.

Данное распределение действующих сил подтверждают и диаграммы напряжений (рис.3).

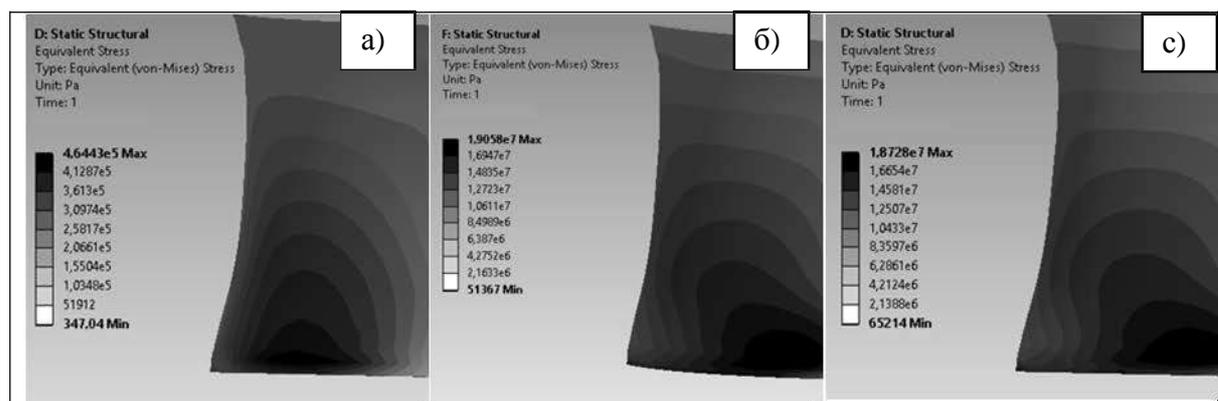


Рис. 3. Распределение напряжений от действия: (а) аэродинамических сил; (б) центробежных сил, (с)

В рамках проведенного расчета была использована сталь с пределом текучести $\sigma_T = 250$ МПа. Как видно из рис. 3 максимальные напряжения не превышают 18 Мпа, следовательно, обеспечивается необходимый запас прочности.

При исследовании надежности профильной лопатки важно учитывать, что основное влияние на напряженно-деформированное состояние оказывают центробежные силы, учет же аэродинамических сил позволяет снизить величину максимальных напряжений в лопатке, но не значительно при рассматриваемых аэродинамических нагрузках.

Литература

1. Брусиловский И.В. Аэродинамические схемы и характеристики осевых вентиляторов ЦАГИ/ М: Недра, 1978 – 198 с.
2. Лугин И.В., Панова Н.В. Численное моделирование аэродинамических параметров осевых вентиляторов на примере схемы ОВ-103 ЦАГИ/ Сборник трудов Всероссийской научной конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых с элементами научной школы «Горняцкая смена – 2015». Том 4, Изд. ИГД СО РАН. – Новосибирск 2015. – С.251-255.
3. Попов Н.А., Красюк А.М., Лугин И.В., Русский Е.Ю. Обоснование параметров и оценка прочности основных узлов осевого тоннельного вентилятора // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2015. – № 6. – с. 80-93.
4. Panova N.V., Spiridonov E.A. Stress-strain state and vibration frequencies of blades of the main mine fan impeller // Open Journal of Applied Sciences. – June 2013. V 3 – P. 56 – 60.

ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ВЕНТИЛЯТОРОСТРОЕНИЯ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ**Н. В. Панова****Институт горного дела им. Н. А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Россия**

Идеи по созданию средств перемещения воздуха активно начали развиваться в период раннего средневековья. В середине семнадцатого века Герике изобрел центробежный компрессор, в 1735 г. для проветривания здания английского парламента использован осевой вентилятор с паровым двигателем. Существенную роль в развитии техники и технологии подземного способа разработки полезных ископаемых в XVIII в. сыграли работы М.В. Ломоносова. Л. Эйлер заложил основу теории лопастных машин.

Первый шахтный вентилятор («воздушный насос») изобрел и применил в 1832 г. на Чигирском руднике Алтай горный инженер А.А. Саблуков.

В начале XX века вентиляторостроение активно развивается на базе идей и методов, заимствованных из самолетостроения (в Европейских странах фирмами «Dingler», «Turmag», «ККК» и др., правопреемник работ фирма «ТЛТ»). В Англии осевые вентиляторы изготавливались на предприятиях фирм «Кэйт Блэкман», «Уокер Бросс», «Хоуден Вей бридж», «Дэвидсон Сирокко» и др.

Отличительной особенностью практически всех вентиляторов ведущих зарубежных фирм являлись повышенные окружные скорости и значительно более длинный диффузор, чем это было принято в отечественных машинах. Количество лопаток рабочего колеса (РК) от 14 до 18, исполнение вентиляторов горизонтальное и вертикальное, относительные диаметры втулок 0.45 – 0.65.

Механизмом поворота лопаток РК, обеспечивал диапазон поворота от 25 до 30°, что являлось достаточным только для регулирования режима работы, но недостаточно для эффективного реверсирования осевого вентилятора путем поворота лопаток РК на угол до 135 – 140° от исходного без изменения направления вращения.

В иностранной практике широко применялось регулирование осевых вентиляторов изменением скорости вращения. Направляющие аппараты не применялись. Реверсирование вентиляционной струи осуществлялось обычно вращением колеса в обратную сторону, что давало примерно 30 – 40% подачи при нормальной работе вентиляторов. Такой способ реверсирования снижает капитальные затраты на строительство установок и делает их более компактными. Но правила безопасности в нашей стране в то время требовали обеспечения при реверсировании 60% нормальной производительности вентиляторов, поэтому такой способ у нас был не приемлем.

Развитие вентиляторостроения в нашей стране с 30-ых по 90-ые годы выполнялось в ЦАГИ им. Н.Е. Жуковского, ВНИИ ГМ им. М. М. Фёдорова, а также Институте «ДОНГИПРОУГЛЕМАШ». Большой вклад в развитие вентиляторостроения в нашей стране внесли К.А. Ушаков, В.И. Поликовский, М.И. Невельсон, С.А. Рысин. На разных этапах были созданы осевые вентиляторы, соответствующие мировому уровню, в том числе: в 30 – 40-ые годы – машины серии «В» (типа ОДВ, ВУПД и др.); в 50 – 60-ые годы – машины серии «К-06» (типа ВОКД, ВОКР и др.); в 60 – 70-ые годы машины серии «К-84» (типа ВОД). Содержащие соответственно, аэродинамические схемы В, К-0.6, К-84, при максимальных окружных скоростях до 78.8 м/с. Упрощенная геометрия лопаток РК (сварные лопатки из листовой обшивки) обеспечивала максимальный статический КПД в пределах 0.65 – 0.8, а эксплуатационный в пределах 0.48 – 0.5.

Вентиляторы типов В-УП, В-УПД имели на каждом из РК по 16 рабочих лопастей имеющих трапециевидную форму и расширяющихся к втулке. Реверсирование вентиляционной струи производилось при неизменных направлениях вращения рабочего колеса и положении лопастей, перестановкой ляд и шиберов при помощи вспомогательных лебедок, при наличии обводного канала. Окружные скорости вентиляторов данной серии не превышали 95 м/с. В вентиляторах типов ОВ и ОВД изменение производительности и напора производилось путем установки лопаток вручную под углом от 10 до 40° к плоскости вращения колеса. Вентиляторы ВОКД и ВГКД имели более высокий номинальный КПД, увеличенную область экономичной работы и большим диапазоном производительности и давления, однако их средневзвешенный КПД по области возможных режимов и эксплуатационных КПД были так же низкими 0.48 – 0.54 [1]. На рабочее колесо устанавливалось по 12 профилированных, крученых лопаток. В 70-ые года были разработаны вентиляторы серии ВОД в реверсивном исполнении. При реверсе этих вентиляторов изменением направления вращения обеспечивалось 60 – 70% производительности нормального режима, что позволило отказаться от применения обводных каналов и сложных систем переключения ляд реверса. Рабочее колесо имело 12 пустотелых сварно-клепаных лопаток. Поворот лопаток в пределах 15 – 45° производился вручную.

На сегодняшний день производителями отечественных шахтных вентиляторов являются: «ТЭМЗ им. В. В. Вахрушева»; Донецк Гормаш; Артемовский машиностроительный завод; Донвентилятор; НЭМЗ «Тайра»; Красногвардейский Крановый Завод. На рынке присутствуют и зарубежные производители: KANAM (Китай), Howden (Великобритания), «ТЛТ-turbo» (Германия), КБ «Аэровент» (Украина) и др.

Фирма KANAM выпускает осевые двухступенчатые вентиляторы встречного вращения серии ВДК по аналогии известных машин. Вентиляторы изготавливаются с окружной скоростью по концам лопаток от 78 м/с до 135 м/с, со статическим КПД 80 – 85%. Вентиляторные агрегаты обеспечивают реверсирование воздушной струи при работе одного или двух рабочих колес путем изменения направления их вращения. При этом подача воздуха вентиляционной струи достигает 70% от подачи при нормальной его работе.

Компания HOWDEN выпускает широкий диапазон осевых вентиляторов с фиксированными и регулируемые углами установки лопаток РК, аэродинамика которых базируется на использовании телесных, крученых лопаток со спрямляющими аппаратами. Перевод вентилятора в реверсивный режим осуществляется на одних установках изменением направления вращения на других изменением угла установки лопаток ротора с соотношением подачи на номинальном режиме при прямом течении и реверсировании от 40 до 60 %. [2]

Артемовский машиностроительный завод «ВЕНТПРОМ» выпускает реверсивные осевые одноступенчатые вентиляторы. Переход в реверсивный режим осуществляется путем изменения направления вращения ротора с соотношением подачи на номинальном режиме при прямом течении и реверсировании 80%. Регулирование режима работы вентиляторов осуществляется путем изменения угла установки лопаток рабочего колеса при остановленном вентиляторе (базовое исполнение) или на ходу, поворотом закрылков НА с помощью электромеханического привода.

Аэродинамические схемы вентиляторов фирм TLT, HOWDEN, AMЗ и др. с «телесными» – профильными лопатками имеют одну принципиальную общность, т.к. они представляют собой ту или другую модификацию «аналитического профиля Чебышева» разработанного в начале двадцатого века. При этом они отличаются только втулочным размером РК (длинной лопатки), степенью «крутки» – закрученностью хорд привтулочных и периферийных профилей, «густотой» – числом лопаток на РК. В этой связи их безразмерные аэродинамические характеристики в координатах «давление производительность» ступеней вентилятора практически одинаковые, и далеко не достаточные для обеспечения меняющихся в широких диапазонах шахтных вентиляционных режимов.

Развитие математических методов проектирования аэродинамики вентиляторов позволяет быстрее находить нужные варианты лопаточных систем и новые пути решения поставленных задач. Современный уровень развития вычислительной техники и методов расчета аэродинамических процессов в проточной части вентилятора позволяет определить аэродинамические параметры вентилятора с высокой долей достоверности. В качестве инструмента исследования стало возможным применение модуля расчета аэродинамики CFX программно-вычислительного комплекса ANSYS, основанного на численном решении системы уравнений Навье – Стокса, описывающей течение газа (жидкости) на основе фундаментальных законов сохранения (т.е. с минимальными допущениями).

На сегодняшний день большой интерес представляет разработка лопаточных систем с новой геометрией и ее оценка с точки зрения аэродинамики и прочности.

Литература

1. Круглов Ю.В. теоретические и технологические основы построения систем оптимального управления проветриванием подземных рудников/ автореферат докторской диссертации/ Пермь 2012
2. Петров Н.Н. Об экономичности, стоимости и металлоемкости вентиляторных агрегатов// ФТПРПИ. – 1988. - №4. – с.66-72.

ФОРМИРОВАНИЕ ПОПЕРЕЧНОЙ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА В НЕОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ С ПОМОЩЬЮ ИНДЕНТОРОВ

А. В. Патутин

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Россия

Метод гидравлического разрыва пласта широко используется в нефтегазовой промышленности для интенсификации добычи углеводородов. Под действием высокого давления жидкости, подаваемой в изолированный интервал скважины, в породе-коллекторе формируется искусственная трещина, которая позволяет значительно увеличить приток флюида.

Впоследствии, данный метод нашел свое применение в горном деле при разработке твердых полезных ископаемых. К особенностям шахтного гидроразрыва (реализация метода в скважинах, пробуренных из подземных выработок) относятся ограниченное пространство и высокие требования к безопасности используемого оборудования. Чаще всего с помощью гидравлического разрыва решаются следующие задачи:

а) разрушение породного массива (перевод в блочное состояние) для эффективного извлечения горной массы (контролируемое обрушение кровли при добыче угля, проходка выработок);

б) дренирование массива горных пород для добычи метана угольных пластов, осушения, увлажнения, интенсификации подземного выщелачивания, пропитки связывающими составами рыхлых пород;

в) предупреждение и борьба с водо и газопроявлениями;

г) измерение напряжений, действующих в горном массиве.

Успешное применение гидроразрыва в первую очередь зависит от знания механизма возникновения и распространения трещины, что позволяет прогнозировать геометрию разрыва и оптимизировать его параметры. В зависимости от глубины подземной выработки, вертикальное напряжение может быть больше или меньше горизонтальных составляющих поля сжатия. Это приводит к тому, что при проведении операции разрыва трещина стремится развернуться и распространяться вдоль максимального напряжения, даже если она была инициирована в другом направлении.

При реализации метода гидравлического разрыва пласта в шахтных условиях наиболее актуальной является задача создания нескольких параллельных друг другу трещин, ориентированных поперек оси скважины.

Протяженные пластовые скважины с подобными системами поперечных трещин могут быть использованы, в том числе, для интенсификации добычи метана угольных пластов [1], герметизации дегазационных скважин [3], разупрочнения труднообрушаемой кровли [4] и других.

Проведенный анализ применяемых технических решений поперечного гидроразрыва показал, что для формирования инициирующих трещин чаще всего используются следующие подходы:

а) нарезка зародышевой дисковой трещины на стенках скважины с помощью специального инструмента (щелеобразователя);

б) внедрение твердосплавных инденторов в стенки скважины.

Создание зародышевой щели путем механического воздействия на породу технически сложная и трудоемкая задача. Обычно такую щель создают с помощью механического щелеобразователя [2], однако, в случае протяженных пластовых скважин, длина которых может достигать 1000 метров, такая технология неприменима.

Рассмотрим способ получения поперечной трещины, при котором ее раскрытие в заданной плоскости на контуре скважины происходит за счет вдавливания индентора, расположенного в межпакерном интервале устройства разрыва. В процессе раскрытия трещины в изолированный пакерами интервал подается рабочая жидкость под давлением, что приводит к гидравлическому разрыву пласта в заданном направлении.

Для оптимизации параметров технических решений инденторного инициатора поперечного разрыва рассмотрим следующую модель (см. рисунок).

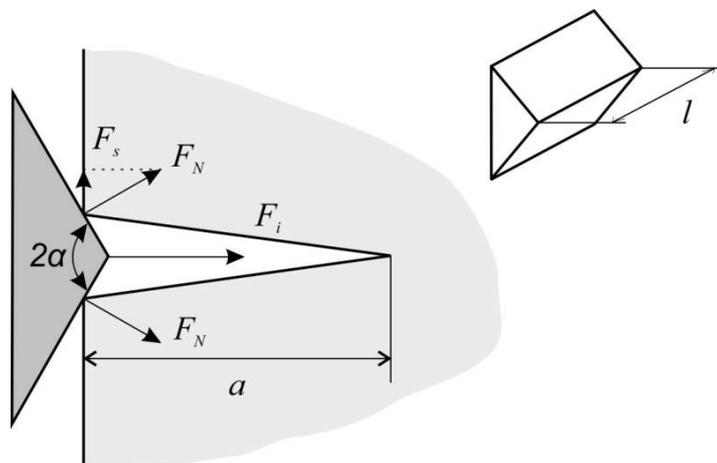


Рис. Вдавливание индентора с раскрытием существующей трещины

Пусть клинообразный индентор вдавливается в стенку скважины с силой F_i , раскрывая берега существующей трещины длиной a . При этом сила, с которой действует индентор на берега трещины рассчитывается по формуле $F_s = F_i / 2 \operatorname{tg} \alpha$, где α – угол клинообразного индентора. Запишем коэффициент интенсивности напряжений (КИН) для полуплоскости с краевой трещиной, нагруженной сосредоточенными силами F_s в точках выхода на поверхность [5]

$$K_I = 0,825 \frac{F_s}{l} \sqrt{\frac{a}{\pi}}, \quad (1)$$

где l – длина режущей кромки клинообразного индентора.

Для приведенной геометрии КИН от сжимающих напряжений на бесконечности равен

$$K = -1,1215 \sigma \sqrt{\pi a}, \quad (2)$$

где σ – сжимающее напряжение, действующее в горном массиве.

Приравняв сумму $K_I + K$ к нулю, получим соотношение, позволяющее оценить длину трещины раскрываемой с помощью индентора

$$a = \frac{0,3681 F_i}{\sigma l \operatorname{tg} \alpha}. \quad (3)$$

Анализ уравнения (3) показывает, что использование индентора с меньшим углом клина увеличивает длину раскрываемой трещины, однако необходимо учитывать технологическое ограничение на расстояние выхода индентора из устройства разрыва. На длину инициирующей трещины также влияет ширина

клинообразного индентора l . При $F_i = 10^3$ Н, $\sigma = 5 \cdot 10^6$ Па, $l = 5 \cdot 10^{-3}$ м и $2\alpha = 60^\circ$, длина раскрываемой трещины a оценивается в 2,55 см.

В случае, когда трещина растет за счет вдавливания индентора, сумма $K_I + K$ равняется K_{IC} , который для угля составляет $0,3 \cdot 10^6$ Па·м^{1/2} (по результатам испытаний с использованием оборудования INSTRON 8802). В этом случае уравнение примет вид

$$\frac{0,4128F_i}{\text{tg}\alpha} \sqrt{\frac{\pi}{a'}} - 1,1215\sigma\sqrt{\pi a'} = K_{IC}, \quad (4)$$

Выражение (4) приводится к квадратному уравнению относительно переменной a' , и в результате его решения получим два корня, один из которых удовлетворяет физическому смыслу поставленной задачи (длина формируемой индентором трещины a' должна быть больше, чем длина существующей трещины a).

По данным расчетов инденторный инициатор поперечного гидроразрыва с параметрами $F_i = 10^3$ Н, $l = 5 \cdot 10^{-3}$ м и $2\alpha = 60^\circ$ обеспечивает формирование в угольном пласте иницирующей щели глубиной не менее 2,11 см, а при значительной трещиноватости пород – глубиной не менее 2,55 см.

Для повышения эффективности направленного гидроразрыва целесообразно использовать систему из нескольких (2–4) инденторов, действующих в плоскости разрыва. Суммарное силовое воздействие инденторов на горный массив увеличивается с их числом, что ведет к созданию иницирующей щели с большей поверхностью. Выполненные расчеты показывают, что для скважин диаметром 76–105 мм для надежного формирования в угольном пласте поперечного разрыва достаточно использовать инициатор, состоящий из трех клиновидных инденторов с шириной клина 8–12 мм и углом при его вершине 60° .

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 15-17-00008).

Литература

1. Jeffrey R.G., Boucher C. Sand Propped Hydraulic Fracture Stimulation of Horizontal In-seam Gas Drainage Holes at Dartbrook Coal Mine // In: Coal Operators' Conference, University of Wollongong & the Australasian Institute of Mining and Metallurgy (Wollongong, February 4–6, 2004). – Wollongong: University of Wollongong, 2004. – P. 169 – 179.
2. Клишин, В.И. Создание оборудования для дегазации угольных пластов на принципе гидроразрыва горных пород / В.И. Клишин, М.В. Курленя // Уголь. – 2011. – № 10. – С. 34 – 39.
3. Курленя М.В., Шилова Т.В., Сердюков С.В., Патутин А.В. Герметизация дегазационных скважин угольных пластов методом барьерного экранирования // ФТПРПИ. – 2014. – № 4. – С. 189 – 194.
4. Леконцев Ю.М., Сажин П.В. Применение метода гидроразрыва на шахте «Березовская» // ФТПРПИ. – 2008. – № 3. – С. 34 – 40.
5. Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений: В 2-х томах. Т. 1: Пер. с англ. / Под ред. Ю. Мураками – М.: Мир, 1990. – 448 с.

АНАЛИЗ РАБОТЫ ШАХТНЫХ ОСЕВЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ СЕРИИ ВО ДИАМЕТРОМ 2100, 2400, 3600 ММ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Е. Ю. Русский

*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск, Россия
Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

Рабочие колеса (РК) крупных шахтных осевых вентиляторов подвержены нестационарному воздействию со стороны воздушного потока, который вызывает дополнительные динамические напряжения в узлах вентилятора. Уровень этих напряжений в большой степени определяет ресурс и надежность вентиляторов, так как под действием циклических нагрузок возможен резонанс с возбуждающими силами и усталостные разрушения.

Компоновка вентилятора серии ВО представлена на рисунке 1. Аварийные режимы в шахтах, такие как взрыв метана, внезапные выбросы, пожары, влияют на узлы вентилятора, а именно, на уровень нагрузок, и, как следствие, на напряженно-деформированное состояние и надежность работы.

Пожары, в силу своей удаленности от вентиляторной установки, практически не оказывают влияния на работу узлов вентилятора. Взрывы, из-за удаленности фронта работ от мест установки вентиляторов, малой длительности и из-за наличия изгибов ствола, также не влияют на вентилятор. Основным фактором, влияющим на работу вентилятора, являются возмущения от внезапных выбросов.

Исследования частотных свойств вентиляционных сетей показали [1], что верхняя существенная частота квазистационарного процесса возмущенного потока равна 0,5 рад/с (см. рисунок 2, а). Такой поток не приведет к резонансным явлениям из-за существенной разности частот собственных и вынужденных колебаний. На рис. 2б и 2в приведены частотные характеристики возмущающих импульсов в шахтной вентиляционной сети вследствие взрыва метана и внезапного выброса. Анализ графиков показывает, что возмущенный взрывом поток действует кратковременно ($\approx 0,1$ с) и с достаточно высокой частотой (628 – 6280 рад/с), далеко отстоящей от собственных частот системы. Поэтому взрыв не опасен с точки зрения роста амплитуды колебания вследствие резонанса. Возмущенный импульс давления от внезапного выброса имеет скачок давления до 12 кПа с длительностью в несколько десятков секунд и скоростью распространения области сжатия в несколько десятков

метров в секунду. При этом ударная воздушная волна, как правило, не возникает, а спектр частот импульса находится в пределах 0,63 – 31,4 рад/с. Это может представлять опасность, так как спектр частот импульса совпадает с частотами собственных крутильных колебаний механической системы.

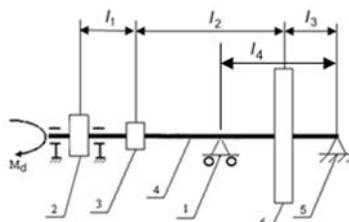


Рис.1 Компоновка ротора осевого вентилятора: 1, 5 – подшипниковые опоры, 2 – электродвигатель, 3 – муфта, 4 – трансмиссионный вал, 6 – рабочее колесо

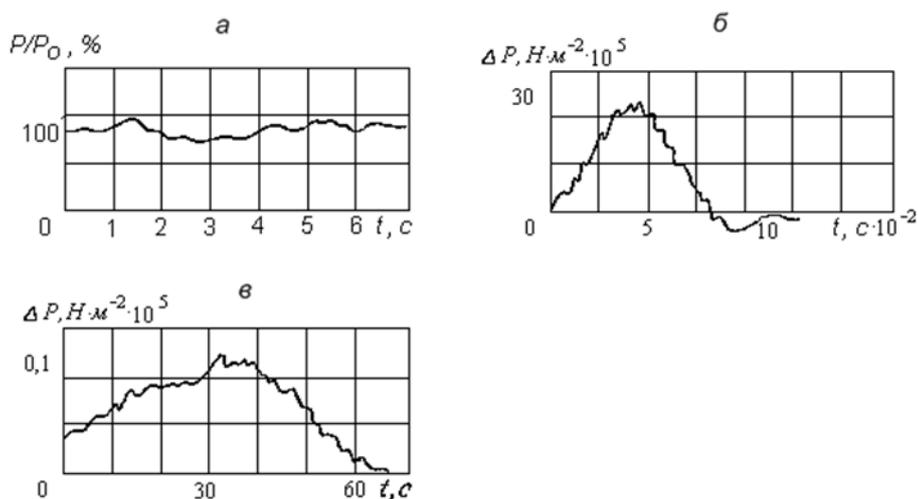


Рис.2 Частотные характеристики потока воздуха и возмущающих импульсов в шахтной вентиляционной сети: а - квазистационарного процесса возмущенного потока; б - возмущающих аэродинамических импульсов от взрыва метана; в - от внезапного выброса. P_0 – номинальное давление в шахтной вентиляционной сети (без возмущений); P – давление с учетом возмущений в сети (возмущения, вызванные изменением конфигурации сети – открытие и закрытие яд, дверей, отключение и включение вентиляторов местного проветривания)

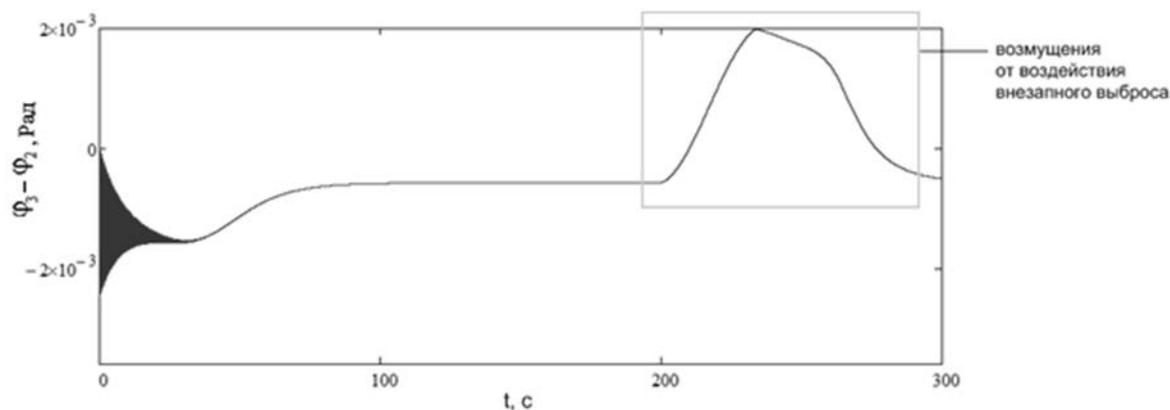


Рис.3 Зависимость крутильных деформаций трансмиссионного вала ротора от времени при пуске вентиляторного агрегата ВО-36К

Возмущения от вентиляционной сети влияют на момент на валу вентилятора, и, следовательно, на крутильные колебания валов. Коренные валы в силу незначительной длины (до 3 м) не подвержены влиянию возмущающих импульсов, как и лопадки – амплитуда возмущений не вызывает значительного увеличения уровня напряжений в них. Таким образом, наибольшее влияние возмущающих импульсов давлений воздуха – на трансмиссионные валы, обладающие значительной длиной (до 10 м) и меньшими диаметрами по сравнению с коренными валами.

Возмущения давления от внезапного выброса влияют на установившиеся значения напряжений в трансмиссионных валах. Рассмотрим изменение уровня напряжений в валах и его влияние на ресурс работы.

Для оценки влияния возмущений воздушной струи, вследствие внезапного выброса, на НДС валов и их долговечность, был проведен численный эксперимент, для оценки угловых амплитуд крутильных колебаний и расчета НДС.

Для серии вентиляторов ВО (ВО-24, ВО-30, ВО-36, ВО-40, ВО-50) получены значения максимальных углов закручивания трансмиссионных валов, по которым определено НДС валов. На рисунке 3 представлен график изменения угла закручивания трансмиссионного вала вентилятора ВО-36К вследствие возмущений от внезапного выброса.

Как следует из представленного графика, касательные напряжения в трансмиссионных валах при внезапном выбросе в несколько десятков, раз превышают касательные напряжения в установившемся режиме работы. Поэтому с учетом частоты внезапных выбросов, необходимо проектировать трансмиссионные валы с учетом частоты внезапных выбросов и вызываемых ими значительного повышения уровня напряжений.

Проведенные исследования дают возможность на стадии проектирования обеспечивать статическую прочность, динамическую устойчивость и прогнозировать усталостную долговечность основных узлов вентиляторных агрегатов (лопаток РК, трансмиссионных валов и т. п.)

Литература

1. Брусиловский И. В. Аэродинамика осевых вентиляторов. – М.: Машиностроение, 1984.
2. Красюк А.М., Русский Е.Ю. Исследования напряженно-деформированного состояния и частотных свойств рабочих колес осевых вентиляторов главного проветривания. – Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2013. № 8. С. 152-156.
3. Русский Е.Ю. Исследование деформаций коренных валов осевых вентиляторов. – Труды Всероссийской научно-технической конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука. Промышленность. Оборона.». (23 – 25 апреля 2014 г.). – Новосибирск, ГОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет». – 2014. – С. 72 – 74.
4. Русский Е.Ю. Рациональное проектирование основных узлов осевых вентиляторов серии ВО. – Труды Всероссийской научно-технической конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука. Промышленность. Оборона» – 2011.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОБСТВЕННЫХ ЧАСТОТ КОЛЕБАНИЙ ЛОПАТОЧНЫХ УЗЛОВ ШАХТНЫХ ОСЕВЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ

Е. Ю. Русский

*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск, Россия
Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия*

Важнейшей характеристикой шахтных осевых вентиляторов главного проветривания является эксплуатационная надежность, которая в значительной степени зависит от запаса прочности и уровня вибраций основных узлов вентилятора. При работе вентилятора на его узлы действуют возмущения от воздушного потока, вызванные действием как нестационарных аэродинамических сил, возникающих вследствие неравномерности течения потока при взаимодействии с ребрами, направляющим аппаратом и лопатками спрямляющего аппарата [4], так и возмущения от внезапного выброса или взрыва.

Основным узлом шахтного осевого вентилятора является ротор, надежность которого, в основном, определяет работоспособность вентилятора. Ротор, в свою очередь, состоит из коренного вала, рабочего колеса (РК), которое включает в себя корпус и рабочие лопатки (рис.1) [1].

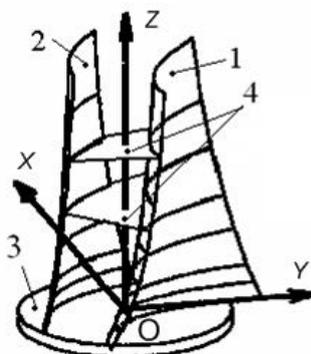


Рис. 1. Схема двоянной листовой лопатки: 1 – большая лопатка, 2 – малая лопатка, 3 – поворотное основание, 4 – перемычки

Лопатки, помимо постоянных нагрузок, испытывают действие циклически изменяющихся во времени возмущающих нагрузок, которые вызывают дополнительные динамические напряжения в лопатках [3]. При совпадении частоты возмущающей силы с одной из собственных частот лопатки наступает явление резонанса,

характеризуемое значительным увеличением амплитуд колебаний. Резонансные явления наблюдаются также, когда собственная частота не равна, но кратна частоте возмущающей силы. Следует отметить, что из-за наличия сил демпфирования (конструкционных и в материале лопатки) бесконечного роста амплитуд вследствие резонанса не будет и, кроме того, сами амплитуды вынужденных колебаний будут ограничены.

Собственные частоты сдвоенной лопатки вентилятора ВО-36К, рассчитанные в пакете Ansys, представлены на рис. 2.

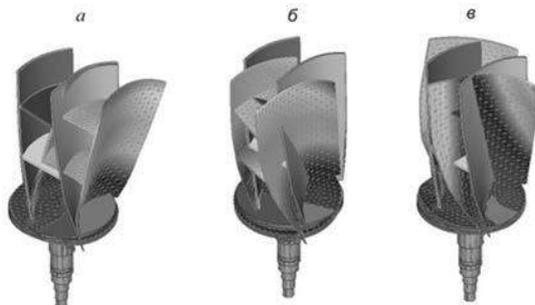


Рис. 2. Формы колебаний сдвоенной лопатки РК: а – первая форма колебаний (частота 66,5 Гц); б – вторая форма колебаний (частота 101,5 Гц); в – третья форма колебаний (частота 165,1 Гц)

Собственные частоты колебаний (рис. 2) составляют: по первой форме 66,5 Гц, по второй форме 101,5 Гц, по третьей форме 165,1 Гц. Основная возбуждающая частота – частота вращения ротора, равная 10 Гц. Наблюдается значительная отстройка собственных частот от основной возбуждающей частоты.

Резонансные колебания лопаток возникают в случаях, когда частоты их собственных колебаний становятся равными или кратными числу оборотов ротора, т.е. $f_d = kn_c$ [4]. Число кратности k определяется исходя из особенностей конструкции машины. Неуравновешенность ротора может вызвать колебания лопаток с частотой, равной секунднему числу оборотов, т.е. при $k = 1$. Кроме того, для осевых вентиляторов опасные режимы могут возникать в результате появления колебаний лопаток под действием нестационарных аэродинамических сил, возникающих вследствие неравномерности течения потока при взаимодействии с ребрами, направляющим аппаратом и лопатками спрямляющего аппарата. В этом случае числа кратности пропорциональны соответственно числу ребер и лопаток направляющего аппарата N_p при реверсе и числу лопаток спрямляющего аппарата $N_{СА}$. Колебания также могут быть вызваны явлением срывного флаттера, заключающегося в возникновении самовозбуждающихся колебаний лопаток вследствие взаимодействия аэродинамических сил с упругими силами лопаток. В случае, если энергия потока достаточна для поддержания этого процесса, то колебания будут незатухающими. Возникновению флаттера способствует срыв потока при обтекании лопатки с большими углами атаки. Обнаружено, что срыв потока может наблюдаться не на всех лопатках решетки, а только на их группе, и что зона срыва может перемещаться по окружности. Такое явление получило название вращающегося срыва. Для такого вида колебаний частота зависит от числа зон отрыва во вращающемся потоке $N_{ВО}$ и в общем случае не кратна частоте вращения рабочего колеса. Значения резонансных частот для последних двух видов колебаний можно записать в следующем виде:

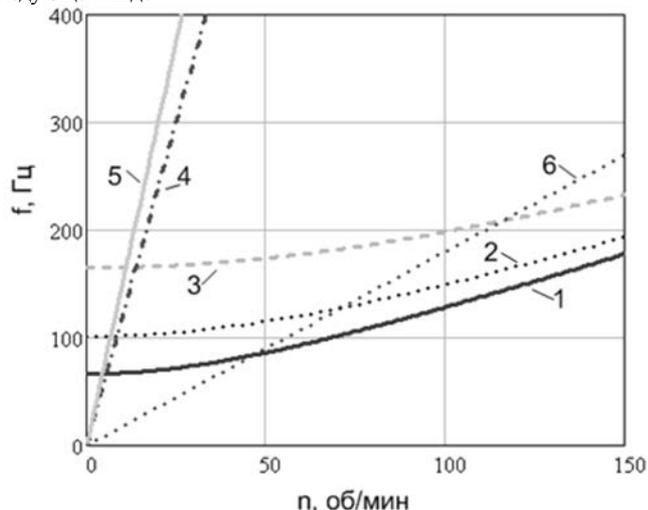


Рис.3 Зависимость собственных частот колебаний сдвоенной лопатки и возбуждающих частот от числа оборотов двигателя: 1 – первая собственная частота; 2 – вторая собственная частота; 3 – третья собственная частота; 4 – возбуждающая частота от лопаток направляющего аппарата; 5 – возбуждающая частота от лопаток спрямляющего аппарата; 6 – возбуждающая частота от отрыва во вращающемся потоке

$$\Omega_n^{(P)} = n N_P \omega, \quad \Omega_n^{(CA)} = n N_{CA} \omega, \quad \Omega_n^{(BO)} = n N_{BO} (1-\alpha) \omega,$$

где $n = 1, 2, 3, \dots$ – номер гармоники возбуждающих сил; $0 < \alpha < 1$.

Для вентилятора ВО-36К при угловой скорости вращения рабочего колеса вентилятора $\omega = 62,82 \text{ с}^{-1} = 10 \text{ Гц}$ (600 об/мин), числе неподвижных лопаток – ребер направляющего аппарата $N_P = 12$ и лопаток спрямляющего аппарата $N_{CA} = 15$, зон отрыва во вращающемся потоке $N_{BO} = 2 - 4$, частоты возбуждающих сил, создаваемых ребрами направляющего аппарата, лопатками спрямляющего аппарата и вращающимся отрывом, записываются так:

$$\Omega_n^{(P)} = 12n\omega \text{ с}^{-1}; \quad \Omega_n^{(CA)} = 15n\omega \text{ с}^{-1}; \quad \Omega_n^{(BO)} = 4n\omega \text{ с}^{-1}$$

Для определения влияния возмущающих частот на колебания лопатки, построим вибрационную диаграмму (рис. 3).

Лучи, выходящие из начала координат (графики 4, 5, 6, рис. 3), представляют собой зависимости частот возмущающих сил от частоты вращения для первых гармоник. Абсциссы точек пересечения с кривыми собственных частот (графики 1, 2, 3, рис. 3) определяют границу зон резонансных частот вращения ротора.

Из анализа графиков следует, что при пуске вентилятора, лопатки проходят через несколько зон резонансов. Из-за кратковременности нахождения в этих зонах, а также вследствие незначительной энергии возмущенного воздушного потока от ребер направляющего аппарата, лопаток спрямляющего аппарата и возмущений от отрыва во вращающемся потоке, это не приведет к возникновению опасных напряжений и деформаций в конструкции лопаточного узла. При выбеге вентилятора, для уменьшения времени нахождения в резонансных областях, необходим тормоз для электродвигателя вентилятора.

Литература

1. Брусиловский И. В. Аэродинамика осевых вентиляторов. – М.: Машиностроение, 1984.
2. Клепаков И.В. Разработка нового ряда шахтных осевых вентиляторов главного проветривания / И.В. Клепаков, В.А. Руденко // Теоретические и эксплуатационные проблемы шахтных стационарных установок. – Донецк: ВНИИГМ им. М.М. Федорова, 1986. – С. 110-121.
3. Манушин Э.А. Конструирование и расчет на прочность турбомашин газотурбинных и комбинированных установок / Э.А. Манушин, И.Г. Суровцев // М.: Машиностроение, 1990. – 400 с.
4. Попов Н.А. Разработка реверсивных осевых вентиляторов главного проветривания шахт // Диссертация на

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ БЛИЖНЕЙ ЗОНЫ ИЗЛУЧЕНИЯ СКВАЖИННОГО ДЕБАЛАНСНОГО ВИБРАТОРА

Л. А. Рыбалкин, В. В. Сказка

Научный руководитель, заведующий лабораторией С. В. Сердюков

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Повышение эффективности предварительной дегазации угольных пластов предполагает интенсификацию десорбции метана, что экономически оправданно только при использовании малоэнергетических нетепловых физических воздействий.

Одним из перспективных методов является воздействие на углепородный массив вибросейсмическими колебаниями [1], создаваемыми скважинными источниками. Разработка технических решений таких источников предполагает исследование и оптимизацию режимов их работы, обеспечивающих высокую интенсивность колебаний в окрестности скважины [2]. Такая постановка задачи связана с тем, что активное воздействие сейсмических волн на вмещающие горные породы предполагает нелинейный характер взаимодействия с геологической средой и необратимые изменения ее свойств. Это отличает горнотехнологические источники от сейсморазведочных, главным требованием к которым является повторяемость сигналов и стабильность условий возбуждения упругих волн.

Известные численные исследования скважинных источников посвящены расчетам полных волновых полей во временной и спектральных областях, в дальней зоне излучения. Анализ установившихся упругих колебаний в ближней зоне излучения скважинного дебалансного источника ранее не проводился. Интерес к такому источнику связан с относительной простотой технической реализации и длительным характером вибрационного воздействия на углепородный массив в гармоническом режиме.

В настоящей статье рассмотрены результаты численных исследований излучения скважинного дебалансного вибросейсмического источника в ближней зоне, представляющей наибольший интерес с точки зрения повышения продуктивности дегазационных скважин.

Численные исследования проводились на математической модели силового воздействия дебалансного скважинного источника, имеющего конечные размеры по оси скважины.

Пусть в скважине вокруг ее оси вращается дебаланс с угловой скоростью ω . В зависимости от конструкции излучателя воздействие на стенки скважины может быть реализовано по-разному. Рассмотрим практически важный случай, когда воздействие приложено ортогонально к небольшой части поверхности скважины (рисунок 1).

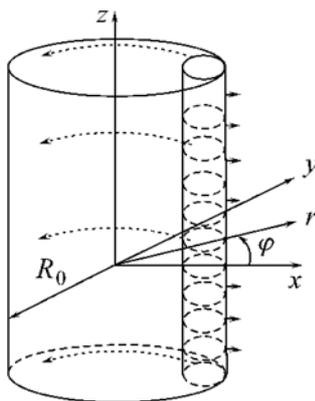


Рисунок 1 – Модель силового воздействия, приложенного ортогонально, дебалансного скважинного источника, имеющего конечные размеры по оси скважины (ось z).

Была рассмотрена система уравнения динамической теории упругости в цилиндрической системе координат (r, ϕ, z) , относительно вектора смещений $\vec{u} = (u_r, u_\phi, u_z)$ в области $Q = \{(x, y, z) | x^2 + y^2 > R_0^2\}$. На границе области при $r = R_0$ заданы краевые условия: $\sigma_{r\phi}|_{r=R_0} = -Aq(z)f(\phi - \omega t)$, $\sigma_{rz}|_{r=R_0} = \sigma_{r\phi}|_{r=R_0} = 0$, где σ_{rr} , $\sigma_{r\phi}$, σ_{rz} – соответствующие компоненты тензора напряжений. Функция $f(\phi)$ периодическая с периодом 2π , функция $q(z)$ задает распределение силы, действующей на скважину вдоль оси z.

Далее проводили преобразование Фурье системы уравнений упругости по координате z и искали

$$u_r = \sum_{n=-\infty}^{\infty} e^{in(\phi - \omega t)} u_r^n(r, \xi), \quad u_\phi = \sum_{n=-\infty}^{\infty} e^{in(\phi - \omega t)} u_\phi^n(r, \xi), \quad u_z = \sum_{n=-\infty}^{\infty} e^{in(\phi - \omega t)} u_z^n(r, \xi).$$

Для этого записывали бесконечную систему обыкновенных дифференциальных уравнений относительно вектора смещений. Находили преобразование Фурье для функций $f(\phi)$ и $q(z)$, причем при разложении для ряда $f(\phi)$ брали не бесконечную сумму, а конечную от -100 до 100 , так как получившийся результат, как показали расчеты, практически не изменяется. Далее решали задачу при различных n, ξ .

Для численного решения задачи была построена устойчивая разностная схема второго порядка аппроксимации, которая решалась методом матричной прогонки. Процесс расчета выглядел следующим образом. При различных n , численно решалась задача, после этого проводилось суммирование и численное обратное преобразование Фурье.

В расчетах использованы следующие параметры среды: плотность $\rho = 2100 \text{ кг/м}^3$, скорости продольных и поперечных волн $V_p = 2400 \text{ м/с}$, $V_s = V_p / \sqrt{3}$, радиус скважины $R_0 = 0.084 \text{ м}$.

Результаты численных экспериментов. На рисунке 2 показана амплитуда смещения частиц среды в волновом поле $\|U\|_t = \max_t |U| = \max_t (\sqrt{u_r^2 + u_\phi^2 + u_z^2})$ на расстоянии $r = 20 \text{ м}$ от скважины, при вращении дебаланса с частотой 70 Гц в зависимости от положения точки наблюдения по оси z.

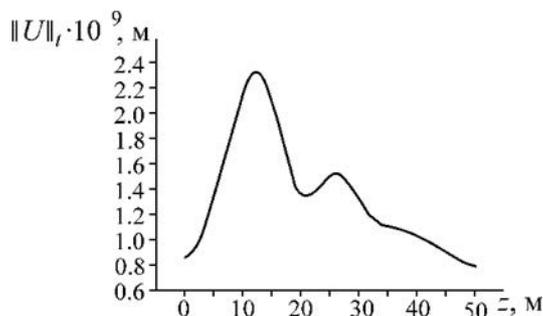


Рисунок 2 Амплитуда смещения среды в волновом поле в зависимости от положения точки наблюдения по оси z при $r = 20 \text{ м}$, $\omega = 70 \text{ Гц}$

Пример расчета волнового поля (два периода колебаний) в точке максимума кривой рис. 4 ($z = 12$ м, $r = 20$ м, $\omega = 70$ Гц) показан на рисунке 3.

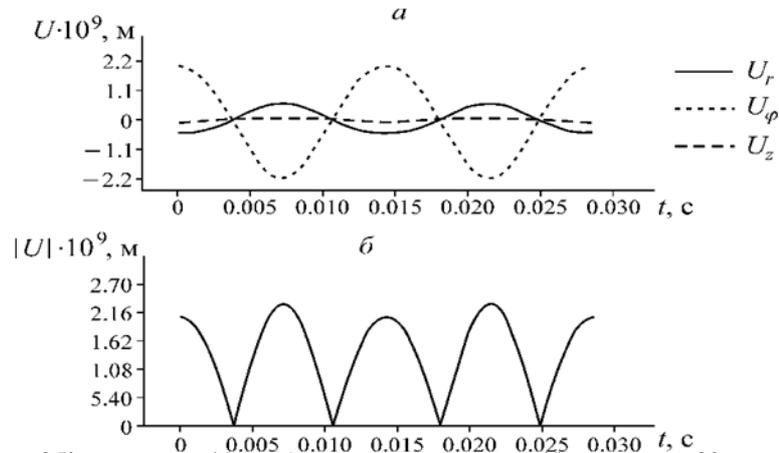


Рисунок 3 Компоненты (а) и модуль вектора смещения (б) в точке $r = 20$ м, $z = 12$ м

На рисунке 4 приведены кривые максимальных амплитуд вектора смещений частиц среды $\|U\|_{t,z} = \max_{t,z} |U|$ в волновом поле на расстояниях $r = 1, 10, 20$ м, а также значения z , при которых этот максимум достигается, в зависимости от частоты вращения дебаланса.

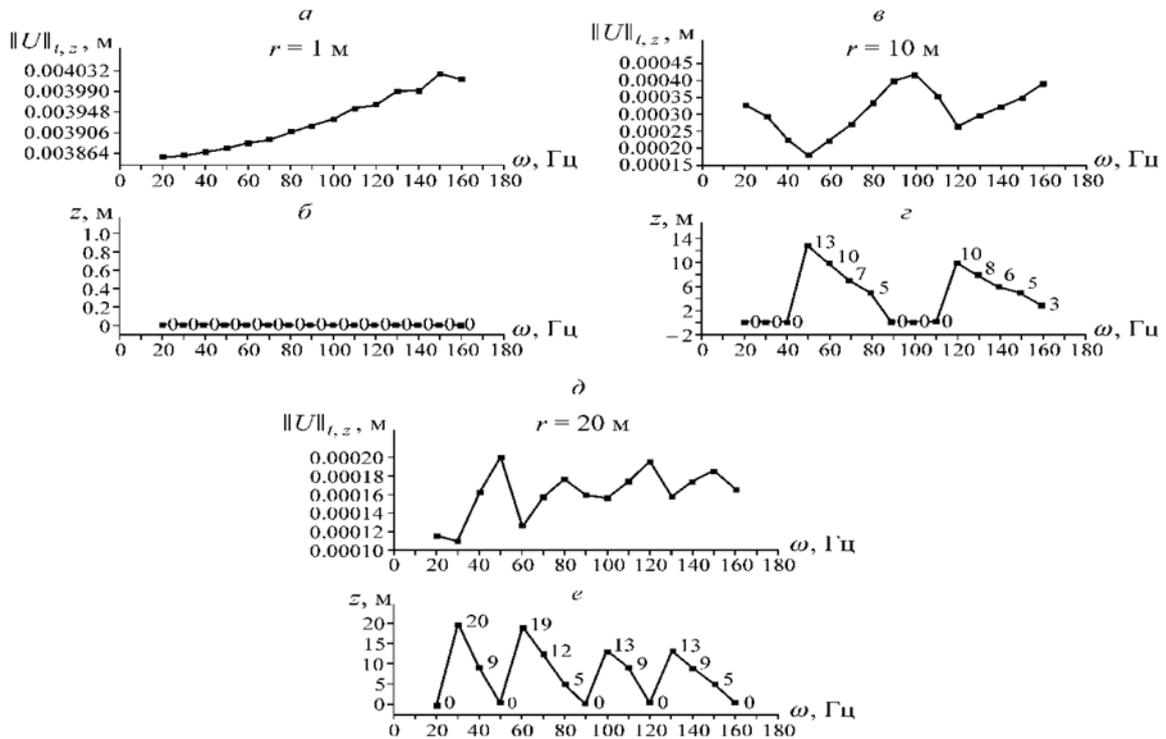


Рисунок 4. Зависимости максимальной амплитуды вектора смещения частиц среды в волновом поле (а, в, д) и положения этого максимума по оси z (б, г, е) от частоты вращения дебаланса

Результаты численных экспериментов показывают сильную пространственную изменчивость интенсивности вибрационного воздействия в ближней зоне дебалансного источника и ее значительную зависимость от частоты генерируемых колебаний.

Таким образом, для получения максимальной интенсивности воздействия в объеме ближней зоны излучения скважинный сейсмический источник с ограниченной мощностью привода должен работать в высокочастотном сейсмическом диапазоне в режиме развертки частоты во времени.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (проект RFMEF160414X0096).

Литература

1. Курленя М.В., Сердюков С.В. Реакция флюидов нефтепродуктивного пласта на вибросейсмическое воздействие малой интенсивности // ФТПРПИ. – 1999. – № 2. – С. 11–17.
2. Сказка В.В., Сердюков С.В., Ерохин Г.Н., Сердюков А.С. Анализ ближней зоны излучения сейсмического источника, действующего вдоль оси скважины // ФТПРПИ. – 2013. – №1. – С. 70–78.

ПРОБЛЕМЫ УРАНОДОБЫВАЮЩИХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ НГМК**К. А. Саидова, С. С. Саноев****Научный руководитель, начальник лаборатории У. З. Шарафутдинов
Навоийский государственный горный институт, г. Навои, Узбекистан**

В Республике Узбекистан основные запасы ураносных залежей сосредоточены в Кызылкумской провинции, что послужило началом освоения этого региона с 1952 года. Поэтому на базе Учкудукского месторождения в 1958 г. было начато строительство Навоийского горно-металлургического комбината (НГМК).

В период 1961-93гг добыча урановых руд осуществлялась открытыми и шахтными способами в Северном рудоуправлении (СевРУ) и Южном рудоуправлении (ЮРУ). Добываемая урановая руда транспортировалась для переработки в г. Навои, где на гидрометаллургическом заводе №1 (ГМЗ-1) извлекался уран, а радиоактивные хвосты переработки сбрасывались на хвостохранилище ГМЗ-1, размещённого в 5 км в сторону запада от завода.

Установлено, что добыча урана способом ПВ имеет ряд преимуществ по сравнению традиционным способом:

- меньший расход электроэнергии;
- низкие капитальные и эксплуатационные затраты;
- возможность рентабельной отработки низкосортных урановых руд песчаникового типа;
- не значительное воздействие радиации на окружающую среду.

В 1993-94 гг. все урановые рудники и карьеры были выведены из эксплуатации, и с этого момента НГМК добывает уран только подземным выщелачиванием (ПВ) - наиболее экономичным и одновременно экологически безопасным способом [1-4].

В структуру уранового производства комбината входят четыре предприятия по добыче и переработке урана:

- Северное рудоуправление (месторождения Учкудук, Кендык-тюбе и Мейлисай);
- Рудоуправление №5 (месторождения Аульбек, Кухнур, Истиклол, Северный Канимех, Бешкок, Лойликен, Суграла, Кетмончи, Ёгду, Мойбулок, Шимолий и Жанубий Букиной);
- Южное рудоуправление (месторождения Сабирсой, Жаркудук);
- ГМЗ-1, выпускающий закись-окись урана после переработки солей серноокислых.

Многолетний опыт использования комбинатом способа подземного выщелачивания подтвердил его высокую эффективность и экологическую безопасность, что обусловило расширение области его применения.

Несмотря на внешнее благополучие, положение дел в уранодобывающем производстве достаточно сложное, что определяется, в первую очередь, низким уровнем мировых цен на уран. Решение проблемы рентабельного производства урана в НГМК производится по следующим направлениям:

- развитие и внедрение экономически эффективных технологий;
- ревизия и переоценка существующей минерально-сырьевой базы;
- экономически обоснованное изменение кондиционных показателей минерального сырья для ведения геологоразведочных работ.

Используя традиционную серноокислотную технологию, подразделение подземного выщелачивания вынуждено решать следующие задачи: 1. Выбор оптимальной плотности сети, не допускающей гравитационного "проседания" рабочих растворов; 2. Интенсификация гидродинамического процесса подземного выщелачивания, на основе сооружения высокодебитных геотехнологических скважин; 3. Сокращение удельных расходов серной кислоты, составляющей до 25-30% затрат в общей структуре себестоимости; 4. Сокращение объёмов ремонтно-восстановительных работ геотехнологических скважин и трубопроводов; 5. Приобретение материалов и оборудования из коррозионно-стойкой стали, имеющих высокую стоимость.

Миниреагентная технология, разработанная и внедрённая в промышленное производство в НГМК, позволяет значительно сократить производственные затраты по сравнению с серноокислотной: 1. Оптимальное разряжение сети геотехнологических скважин позволяет сократить на 30-35% затраты на сооружение добычных полей; 2. Отсутствие продуктов химической коагуляции и использование современных средств раствороподъёма позволяют увеличить производительность откачных скважин в 2-5 раз и вести работы на максимальном понижении динамического уровня; 3. Удельный расход серной кислоты сокращён в 20-25 раз; 4. Количество проведения ремонтно-восстановительных работ скважин сокращено в 2,5-3 раза; 5. Значительно снизилось потребление материалов и оборудования, выполненных из не коррозионно-стойкой стали, увеличился срок использования оборудования (насосы производства Aziygidromash).

Таким образом, использование миниреагентной схемы, позволило сократить его производственные затраты практически в два раза.

Одним из основных показателей, разделяющей балансовые промышленные запасы и технологический баланс, при использовании сернокислотного ПВ является содержание карбонатов в рудовмещающих отложениях. Высокий удельный расход кислоты на килограмм урана резко меняет экономическую оценку ураново-рудных объектов. На сегодняшний день происходит ревизия запасов отнесенных к забалансовым по этому показателю, поскольку имеются положительные результаты отработки руд с повышенной карбонатностью по миниреагентной технологии. При этом плановый коэффициент извлечения урана из недр остаётся неизменным.

Задачи, связанные с обеспечением рентабельности отработки месторождений, следует решать не только совершенствованием технологических схем, подбором оптимальных средств раствороподъёма, управлением динамикой процесса выщелачивания, но и путём внесения изменений в традиционный перечень кондиционных показателей для оконтуривания промышленного оруденения при ведении геологоразведочных работ. Вносимые изменения должны быть экономически обоснованы на базе существующего опыта эксплуатации ураново-рудных объектов.

Практика свидетельствует о том, что экономическая эффективность совместной отработки крыльевых частей ролла значительно ниже, чем при эксплуатации "мешка". Специалистами Рудоуправления №5 был произведён пересчет запасов по месторождениям Букинайской группы, где при сдаче запасов геологоразведкой минимальный линейный запас для оконтуривания в плане был принят равным 0,060. Ужесточив этот показатель для крыльев до значения 0,082, и снизив его до 0,040 для мешковой части, получен незначительный прирост (2-3%) запасов. Основной эффект был выражен на этапе эксплуатации – достигнуты плановые экономические показатели.

Этот кондиционный показатель оказывает большое влияние на экономику при использовании миниреагентной технологии на отработке крыльев. Для месторождения Кендык-тюбе, при подсчёте запасов геологоразведкой, объединение крыльев в единый блок произведено через пустой прослой мощностью до 8 метров.

Экономические расчёты свидетельствуют о том, что затраты на транспортировку растворов и передел смолы окупаются при минимальном содержании урана в растворах равном 6 мг/л, т.е. этот показатель является пределом, ниже которого скважины должны выводиться из эксплуатации.

Объём добычи отдельной скважины (ячейки) определяется производительностью по растворам и содержанием урана в растворах. Гидрогеологические исследования должны достаточно точно определить плановый дебит скважин в различных блоках объекта эксплуатации. Этот показатель положен в основу расчета плотности сетей геотехнологических скважин и определяет сумму затрат на бурение для отработки всех промышленных запасов. Подразделения НГМК обладают техническими средствами, позволяющими вести эксплуатацию при максимальном понижении динамического уровня в откачных скважинах.

Перечисленные проблемы могут быть решены без ущерба для производства только совместными усилиями служб геологоразведки и эксплуатации, поскольку результаты геологоразведочных работ НПЦ востребуются в основном НГМК.

Литература

1. Ларионов Е.Д., Лильбок Л.А., Саттаров Г.С., и др. Вклад ЦНИЛ в создание и развитие урана и золотодобывающей промышленности Узбекистана. Навои. Типография НГМК. 2007.- 252 с.
2. Мустакимов О.М., Сапаров А.Б., Шарафутдинов У.З. Современное состояние производства урана в Навоийском ГМК // Горный вестник Узбекистана, 2013. – №4. – С. 33-36.
3. Мушоряпов И.А., Хосилов Н.Д., Шарафутдинов У.З., Шмакова Н.И. Особенности объектного экологического мониторинга на урановых предприятиях Навоийского ГМК // Экологический вестник Узбекистана, №5/6, 2013г. - С. 85-89.
4. Толстов Е.А., Толстов Д.Е. Физико-химические геотехнологии освоения месторождений урана и золота в кзылкумском регионе. М. Геоинформцентр. 2002. -380 с.

ПРОЯВЛЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ В ЭПИЦЕНТРЕ ПОДЗЕМНОГО МАССОВОГО ВЗРЫВА

А. А. Семин

Научный руководитель, доцент И. В. Машуков

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

Для разрушения горных пород и полезного ископаемого используется буровзрывной способ, являющийся наиболее эффективным в сравнении с другими способами разрушения. Взрывное дробление пород и полезного ископаемого осуществляется проведением массовых взрывов скважинных зарядов. Количество взрывчатых

веществ на массовый взрыв изменяется в пределах от 40 до 200 – 300 тонн и более. Такое количество взрывчатых веществ приводит к негативным проявлениям, основным из которых является сейсмическое воздействие на близлежащие объекты [2]. Данное проявление требует постоянного мониторинга.

В настоящее время специалистами ФГБОУ ВПО «СибГИУ» совместно с ОАО «НЦ«ВостНИИ» была выполнена регистрация сейсмических колебаний земной поверхности на Горно-Шорском филиале ООО «Евразруда» при проведении массового взрыва. Взрыв произведен 12.06.2015, по блоку №8-2 расположенному на этаже (+180) ÷ (+250).

Расчет безопасных расстояний по сейсмическому воздействию производится с помощью видоизменённой формулы М.А Садовского, на основе эмпирических коэффициентов, учитывающих свойства грунта в основании сооружения, тип сооружения и условия проведения взрывания [1].

Для выполнения замеров применялась переносная сейсмостанция, которая включает: сейсмоприемники СМ – 3КВ, коммутатор, АЦП (аналогово – цифровой преобразователь) и персональный компьютер (рис.).

Методика регистрации и обработки разработана в институте динамики геосфер РАН.

Регистрация основана на записи аналоговых электрических сигналов сейсмоприемников на персональный компьютер. Для получения сигналов применяются сейсмоприемники горизонтального и вертикального направления СМ-3КВ.

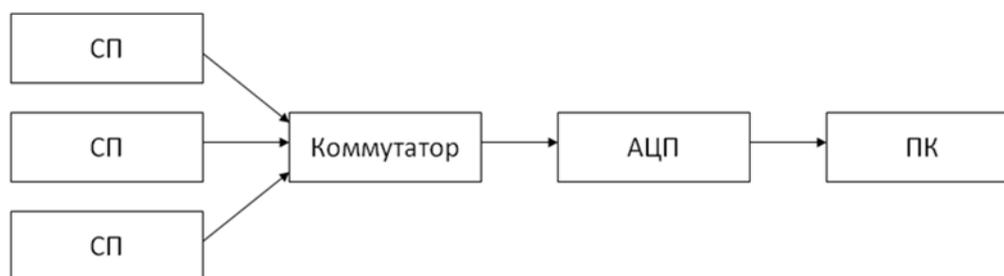


Рис. Блок-схема переносной сейсмостанции регистрации сейсмических колебаний

Регистрация сигналов осуществляется программой «L – graf», а обработка программой «Сейсмоанализ».

Масса взрывчатых веществ на отработку блока № 8-2 составила 49 тонн. Были применены пучки сближенных скважин диаметром 105 мм. Заряды инициировались неэлектрической системой ИСКРА – Ш, в качестве патронируемого взрывчатого вещества применялся аммонит – бЖВ. Иницирующий импульс в волноводы передавался с помощью детонирующего шнура, который инициировался с помощью электродетонатора.

Высота блока составляет 70 метров.

Регистрация сейсмических колебаний проводилась в двух точках. Расстояние от массового взрыва до точки «А» составило 350 метров, в точке В -800 метров. На рисунке 2 представлена сейсмограммы колебаний земной поверхности в точке «А».

Первая сейсмограмма зарегистрирована вертикальным датчиком. Максимальное значение колебаний составило 2,7 см/с. Длительность вертикальных колебаний составляет 2 секунды, из которых основной импульс с максимальным значением скорости, имеет длительность равную 1 секунде.

Вторая сейсмограмма зарегистрирована горизонтальным датчиком, ориентированным в юго-восточном направлении. Сейсмодатчик был установлен перпендикулярно направлению массового взрыва. Максимальное значение колебаний составило 4,5 см/с. Длительность колебаний в юго-восточном направлении составляет 2 секунды. Импульс с максимальным значением скорости колебаний земной поверхности в данном направлении имеет длительность равную 0,75 секунды.

Третья сейсмограмма зарегистрирована горизонтальным датчиком, расположенном в северо-восточном направлении. Сейсмодатчик был установлен в направлении массового взрыва. На данной сейсмограмме зарегистрировано максимальное значение скорости сейсмических колебаний, равное 6,5 см/с. Длительность колебаний составляет 1,75 секунды, максимальный импульс имеет длительность равную 0,75 секунде.

Первая сейсмограмма зарегистрирована вертикальным датчиком. Максимальное значение колебаний составило 1,5 см/с. Длительность вертикальных колебаний составляет 0,8 секунды, из которых основной импульс с максимальным значением скорости, имеет длительность равную 0,35 секунде.

Вторая сейсмограмма зарегистрирована горизонтальным датчиком, ориентированным в юго-восточном направлении. Сейсмодатчик был установлен в направлении массового взрыва. На данной сейсмограмме зарегистрировано максимальное значение скорости сейсмических колебаний, равное 1,9 см/с. Длительность колебаний составляет 0,8 секунды, максимальный импульс имеет длительность равную 0,4 секунды.

Третья сейсмограмма зарегистрирована горизонтальным датчиком расположенном в Северо-Восточном направлении. Сейсмодатчик был установлен перпендикулярно направлению массового взрыва. Максимальное значение колебаний составило 1,5 см/с. Длительность колебаний в данном направлении составляет 0,8 секунд, из которых основной импульс с максимальным значением скорости имеет длительность равную 0,5 секунды.

Максимальные величины вертикальных и горизонтальных скоростей сейсмических колебаний приведены в таблице.

Таблица

Величина максимальной скорости сейсмических колебаний

Дата регистрации, (масса ВВ, кг)	Пункт регистрации (расстояние, м)	Максимальная скорость сейсмо- колебаний, см/с	Направление колебаний
12.06.2015 г. (49000 кг)	Эпицентр (точка «А»)	2,7	Вертикальные
		4,5	Горизонтальные, перпендикулярные направлению массового взрыва
		6,5	Горизонтальные, в направлении массового взрыва
	Рудоуправление (точка «В»)	1,5	Вертикальные
		1,9	Горизонтальные, в направлении массового взрыва
		1,5	Горизонтальные, перпендикулярно направлению массового взрыва

На основании полученных результатов, следует отметить что, колебания земной поверхности в результате проведения массового взрыва имеют высокие значения на земной поверхности.

Литература

1. Доманов В.П., Машуков И.В. Мониторинг сейсмического воздействия на охраняемые объекты при производстве массовых взрывов на разрезах Кузбасса /Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности, 2013. – 60 – 64 .
2. Правила безопасности при взрывных работах Приказ Ростехнадзора от 16.12.2013 N 605 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности при взрывных работах" (Зарегистрировано в Минюсте России 01.04.2014 N 31796)

КОНЦЕПЦИЯ МОДЕРНИЗАЦИИ БУРОВОГО СНАРЯДА ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ

Н. Г. Тимофеев, А. Н. Жирков

Научный руководитель, профессор Р. М. Скрыбин

Северо-Восточный федеральный университет, г. Якутск, Россия

Особенности буровой разведки россыпных месторождений полезных ископаемых (алмаза, золота, олова и др.) в условиях Северо-Востока России требуют серьезного совершенствования существующей техники и технологии. Основным способом разведки россыпных месторождений в этом регионе является осуществление горнопроходческих работ в зимнее время, с проведением большого объема шурфов с большой долей ручного труда. Единственным буровым способом до настоящего времени остается ударно-канатное бурение. Но этот способ исчерпал свои возможности повышения технико-экономических показателей и характерен низким качеством отбора пробы.

Совершенствование существующей техники и технологии геологоразведочных работ с целью повышения производительности и технико-экономических показателей, ориентированных в суровых условиях Арктической зоны Северо-Востока страны, где преобладают мощные толщи многолетнемерзлых пород является актуальной научно-технической проблемой современной геологоразведочной отрасли региона.

Для решения выше обозначенной задачи, кафедрой технологии и техники разведки МПИ геологоразведочного факультета СВФУ совместно с ОАО «Алмазы Анабара» сделаны первые шаги и продолжается научно-исследовательская работа по теме «Исследования по совершенствованию техники и технологии бурения скважин большого диаметра для разведки россыпных месторождений на объектах ОАО «Алмазы Анабара»».

На первом этапе совершенствования бурового способа, по результатам проведенных исследований, выявлено что, наиболее эффективным способом бурения скважин большого диаметра (шурфо-скважин) при разведке россыпных месторождений, является использование короткого (2-3 витка) шнекового транспортера с возможностью рейсового (поинтервального) отбора выбуренной породы.

Однако бурения традиционным шнековым способом имеет свои недостатки. К ним относятся плохая транспортировка породы по непрерывно набегающим лентам шнека в открытом стволе, происходит смешение породы (разубоживание) со стенок скважины, которое приводит к соответствующему снижению представительности пробы.

Результатом нашей совместной работы, разработана конструкция *рис.1* и изготовлен шнеко-аккумулирующий буровой снаряд большого диаметра (750мм.) *рис.2* для бурения шурфо-скважин с поинтервальным отбором разрушенной породы [3]. Новизна бурового снаряда подтверждена патентом РФ

№123826 «Буровой снаряд» [2]. Буровой снаряд принят для внедрения в производство ОАО «Алмазы Анабара», где предстоят дальнейшие производственные испытания.

Но, одной из самых сложных задач, которую приходится решать при разведке россыпных месторождений, это преодоление пластов валунов и крупной гальки. Так как, при сооружении шурфов и скважин большого диаметра в валунно-галечниковых отложениях характерны специфические осложнения. Если проходка по пластам мелкой гальки может быть осуществлена с использованием шнеков с достаточно большим шагом, то появление валунов может существенно замедлить или даже сделать невозможным сооружение выработки. Проблему можно решить при конструировании особого, приспособленного для таких условий породоразрушающего инструмента либо посредством увеличения мощности двигателя и крутящего момента до таких значений, когда станет возможным задавливание валуна в стенки шурфа, или до полного его разрушения [1].

Исходя из этого, нами определены дальнейшие цели и задачи по совершенствованию техники и технологии бурения шурфо-скважин при разведке россыпных месторождений полезных ископаемых в условиях криолитозоны, которые направлены на исследование температурного режима процесса бурения, разрушения валунно-галечниковых отложений, транспортирования и аккумуляции пробы в буровом снаряде, а также разработке технико-технологических и конструкторских решений борьбы с процессом оттайки и смерзания разрушенной породы в буровом инструменте.

В этом направлении, эффективным способом является комбинированный (ударно-вращательный) способ бурения скважин большого диаметра с поинтервальным аккумулярованием разрушенной породы.

Современный рынок предлагает для строительных и горнодобывающих компаний нашей страны различные зарубежные пневмоударники большого диаметра и кластеры, предназначенные для бурения скважин под сваи, скважин технического назначения диаметром 250 - 1500 мм и др. по породам высокой крепости, которые трудно бурить традиционным вращательным способом.

Как показывает практика, основными недостатками современной зарубежной техники и технологии является – высокая цена установок и бурильных инструментов, их обслуживание, а также недостаточная мобильность в труднодоступных районах Севера.

Все это сводит к созданию и разработке совершенных, импортозамещающих отечественных буровых инструментов и оборудования для внедрения в геологоразведочное производство нашей страны, которые позволят оптимизировать весь буровой процесс и повысить технико-экономические показатели производства.

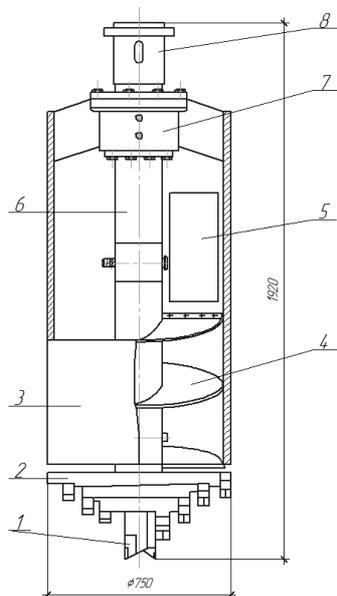


Рис.1. Конструкция шнеко-аккумулялирующего бурового снаряда. 1 – резцы породоразрушающего инструмента; 2 – долото; 3 – труба; 4 – шнековый транспортер; 5 – разгрузочный люк; 6 – штанга снаряда; 7 – подшипниковый узел; 8 – квадрат переходник.



Рис.2. Шнеко-аккумулялирующий буровой снаряд Ø750 мм. Акт о внедрении №736 от 26 сентября 2014г. ОАО «Алмазы Анабара»

С этой целью, разрабатываются концепции по совершенствованию конструкции шнеко-аккумулялирующего бурового снаряда и технологии бурения шурфо-скважин по мерзлым породам с содержанием валунно-галечниковых отложений, включающее модернизацию породоразрушающего инструмента (долота), позволяющего оптимизировать процесс оттайки мерзлого грунта [5] и разработку инновационной конструкции бурового снаряда с возможностью комбинировать ударные и вращательные способы [4].

Литература

1. Грабчак В. Л. Обоснование оптимальных параметров процесса бурения геологоразведочных шурфов в моренных отложениях: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2009. – 137 с.
2. Пат. 123826 Россия МПК E21B7/00 (2006.01). (Буровой снаряд) Скрыбин Р.М., Тимофеев Н.Г., Карпов К.К. Заявлено. 01.06.2012; Опубл. 10.01.2013, – 8 с.: ил.1
3. Скрыбин Р.М., Тимофеев Н.Г. Техничко-технологическое совершенствование буровой разведки россыпных месторождений в арктической зоне Северо-Востока России// «Горный журнал», -М., ИД «Руда и металлы» - М., 2015. - №3. - С.14 - 17
4. Скрыбин Р.М., Тимофеев Н.Г., Аргунов Б.В. О модернизации шнеко-аккумулирующего бурового снаряда большого диаметра// журнал «Разведка и охрана недр» - М., 2015. №11. - С.38 - 41.
5. Тимофеев Н.Г., Скрыбин Р.М., Яковлев Б.В. Оптимизация процесса оттайки мерзлого грунта при бурении скважин// «Наука и образование», - Якутск, 2015. №4(80).- С.57 - 61

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ РАЗУПЛОТНЕНИЯ СОЛЯНЫХ ПОРОД ПРИ ДЕФОРМИРОВАНИИ В УСЛОВИЯХ ОДНООСНОГО СЖАТИЯ

Л. Ф. Тухватуллина

Научный руководитель, доцент И. Л. Паньков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Отработка запасов калийных солей Верхнекамского месторождения осуществляется камерной системой разработки с оставлением ленточных междукамерных целиков, воспринимающих нагрузку от веса вышележащих пород [1]. При этом состояние целиков характеризуется их разуплотнением, представляющим собой увеличение объема горных пород в процессе нагружения.

Оценка разуплотнения соляных пород при деформировании проводилась по результатам определения пористости горных пород методом насыщения, основанного на насыщении горных пород рабочей жидкостью в вакууме [3].

Поскольку при определении пористости соляных пород методом насыщения в качестве рабочей жидкости нельзя использовать воду, так как она способствует растворению солей, применялся насыщенный солевой рассол с плотностью 1170-1200 кг/м³.

В этом случае пористость определяется по формуле:

$$P = (m_n - m_c) / (\rho_{p.ж} * V_{обр}), \quad (1)$$

где m_n – масса насыщенного образца;
 m_c – масса сухого образца;
 $\rho_{p.ж}$ – плотность рабочей жидкости;
 $V_{обр}$ – объем образца.

Изучение изменения разуплотнения при деформировании соляных пород проводилось на 5 кубических образцах с размеров ребра 40 мм при нагружении в условиях одноосного сжатия (рис. 1).



Рис. 1 Общий вид образцов соляных пород

Для определения разуплотнения методом насыщения образцы высушивались в сушильном шкафу при $t = 50 \div 55^\circ\text{C}$. После чего образцы взвешивались на электронных весах, и проводилось определение их объема методом гидростатического взвешивания [2]. Затем образцы заливались насыщенным соевым раствором и помещались в эксикатор, где под действием вакуума насыщались до полного удаления пузырьков газа в течение 1,5-2 часов. Далее образцы извлекались из эксикатора, и производилось их повторное взвешивание.

На основании полученных данных по формуле (1) определялось первоначальное разуплотнение каждого образца. Далее проводилось последовательное нагружение образцов с усилиями, составляющими 10 % от предела прочности, предел прочности и 40 % от предела прочности на за предельной стадии деформирования. При этом после каждого нагружения определялось разуплотнение образцов методом насыщения.

На основании полученных данных был проведен анализ процесса разуплотнения при нагружении соляных пород и построены графики влияния работы деформирования на изменение процесса разуплотнения соляных пород (рис. 2).

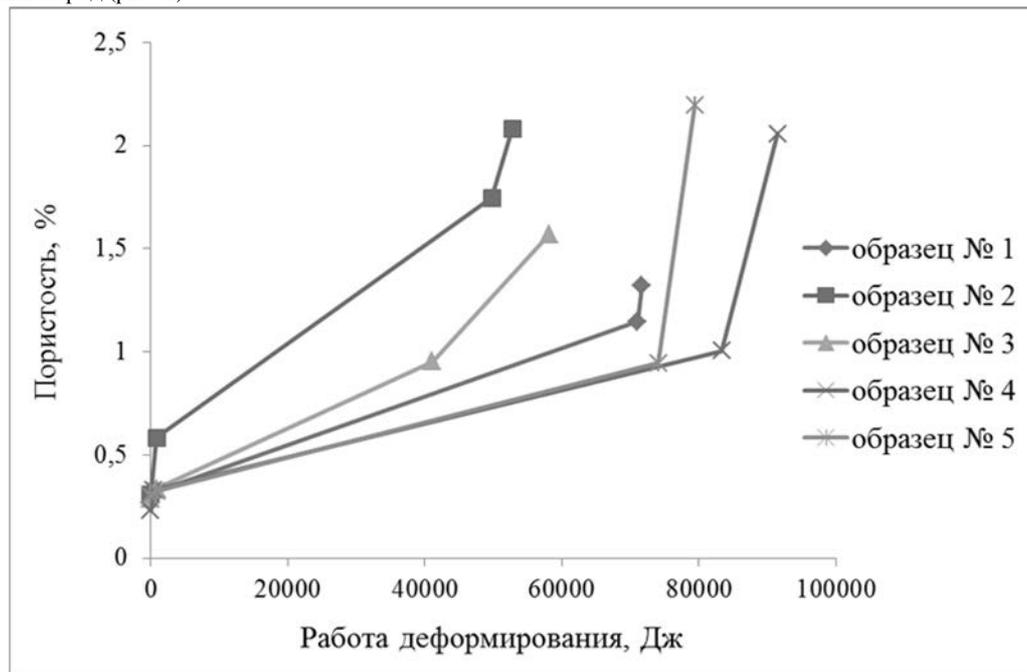


Рис. 2 Влияние работы деформирования на изменение процесса разуплотнения в условиях одноосного сжатия

Анализ результатов показал, что начальное разуплотнение образцов соляных пород составляет 0,23 - 0,31 %. Определенное конечное разуплотнение образцов, находящихся на стадии запредельного деформирования в области предела прочности, составляет 1,32 - 2,19 %.

Также анализ результатов выявил, что процесс разуплотнения соляных пород начинается при нагрузках превышающих 10÷20 % от предела прочности. При нагружении образцов с усилием, составляющим 10 % от предела прочности, происходит процесс уплотнения соляных пород, характеризующийся образованием скрытых и закрытых микротрещин без их раскрытия. Процесс разуплотнения происходит в 2 стадии:

1 стадия – стадия, характеризующаяся увеличением числа микротрещин с их последующим раскрытием (соответствует участку упругого деформирования при нагружении образцов до предела прочности);

2 стадия – стадия, характеризующаяся резким сокращением образования новых микротрещин, при этом происходит образование магистральных трещин и продолжается раскрытие уже имеющихся микротрещин (соответствует участку запредельного деформирования).

Данные исследования необходимо продолжить с целью повышения статистической зависимости полученных показателей, а также и с применением других режимов нагружения (объемное сжатие).

Литература

1. Барях А.А., Асанов В.А., Паньков И.Л. Физико-механические свойства соляных пород Верхнекамского калийного месторождения: учеб.пособие – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – 199 с.
2. Воронина Н.В. Определение пористости пород: метод. указания /– 2-е изд., исправ. – Ухта: УГТУ, 2012. – 8 с., ил.
3. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа - М.: изд-во «Недра», 1970. — 488 с.

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

А. А. Черепанов, Р. Э. Лушников, Е. В. Мелентович

Научный руководитель, доцент Пашков Е. Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), что образуются в нефтепромысловом и нефтезаводском оборудовании, это проблема, с которой нефтяной промысел сталкивается постоянно. Используемые современные методы борьбы с образованиями АСПО лишь увеличивают на некоторое время межремонтный период, однако полностью избежать образования отложений не удастся. Потому проблема АСПО в нефтепромысловом деле и по сей день является актуальной.

Асфальтосмолопарафиновые отложения, образующиеся на стенках нефтепромыслового оборудования, в зависимости от их состава, представляют собой черную твердую или темно-коричневую густую маэобразную массу, обладающую высокой вязкостью.

Последствия подобных образований асфальтосмолопарафиновых отложений крайне негативны в технологической и экономической сфере, так как они понижают период межремонтных работ, к тому же велики затраты на проведение постоянных мероприятий по очистке и предотвращению АСПО. С практической точки зрения, очень важно понимать, как ведут себя органические соединения АСПО в процессе работы и транспортировки, потому как это позволит с высокой степенью достоверности моделировать процессы образования отложений и выработать наиболее эффективные методы предотвращения отложений тяжелой органики.

На данный момент определены два направления, в которых постоянно развиваются и ведутся исследования новых способов борьбы с АСПО.

Первое направление это по заблаговременному замедлению образования и накопления отложений. К нему относятся мероприятия с использованием: гладких покрытий; специальных химических соединений; физических воздействий.

Ко второму направлению относятся методы с непосредственным воздействием на скопления АСПО. К ним принадлежат различные тепловые, механические и химические методы. Как показывает практика, наиболее положительное воздействие оказывают предупреждающие методы борьбы, вследствие того, что при их использовании работа оборудования более стабильна, менее подвержена авариям, улучшаются экономические показатели, а также затраты на разработку.

Для борьбы с отложениями парафина в лифтовых колоннах скважин наиболее широко используются защитные покрытия, в качестве которых применяют полярные (гидрофильные) материалы с диэлектрической проницаемостью 5—8 ед., обладающие низкой адгезией к парафину и имеющие гладкую поверхность. Известно несколько защитных материалов: бакелитовый, эпоксидные смолы, стекло из известных материалов имеет наименьшую сцепляемость с парафином, стеклоэмали, полиэтилен.

При перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Стеклоэмальное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Последнее приводит к образованию стеклянных пробок в колонне НКТ и заклиниванию насосов. Кроме того, технология нанесения стеклянных и эмалевых покрытий предполагает нагрев труб до 700-800 °С, что вызывает необратимые процессы в структуре металла и расплавление вершин резьб [4].

Наиболее перспективным способом борьбы с парафинными скоплениями трубной сети и скважин определенно является химический метод, потому что его эффективность превосходит остальные, технология проведения работ несложна, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер [3]. Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений [8]. Действия ингибиторов основаны на адсорбционных процессах, которые проявляют себя на границе раздела фаз поверхности металла и нефти.

Удалители и растворители АСПО. В настоящее время поиск удалителей и растворителей АСПО, как правило, проводится опытным путем. Многие предложенные составы подбирают лишь с учетом наличия сырья в нефтедобывающем регионе, причем выявляется общий эффект взаимодействия АСПО-удалителя, без определенного механизма его действия. Естественно, что такие составы нашли успешное применение лишь на отдельных месторождениях и не во всех технологических процессах удаления АСПО.

На практике получили применение три способа подачи реагента:

а) залповый - разовая закачка большого объема химреагента в пласт через определенные интервалы времени;

б) затрубный - дозирование в затрубное пространство устьевыми дозаторами;

в) скважинный (глубинный) - дозирование к приему насоса скважинными дозаторами.

Залповый способ неэкономичен, так как реагент выносится вместе с жидкостью и используется (по результатам исследований) на 20-30%. Учитывая высокую стоимость химических реагентов, особенно импортных, повсеместное применение этого способа вряд ли можно считать оправданным. При дозировании в затрубное пространство реагент, проходя слой эмульгированной нефти, к приему насосов или башмаку труб поступает лишенным активности. С целью достижения эффекта приходится намеренно увеличивать дозу реагента, что также снижает экономичность дозатора. Следует иметь в виду еще один фактор: многие реагенты

при снижении температуры окружающей среды увеличивают вязкость, а в зимнее время - замерзают. Это затрудняет операции с ними [7].

Термические методы борьбы с АСПО относятся к физическому методу, который применяется как для удаления, так и для предотвращения образований АСПО. Данные методы борьбы заключаются в своевременной температурной обработке скважин, при том, что температура должна быть выше, чем температура плавления парафина.

Выделяют несколько главных способов:

1. Промывочные операции нефтью разогретой до высоких температур с использованием АДП(специальный агрегат).

2. Использование электронагревателя для прогрева продукции внутри скважины

3. С помощью пропускания по трубам НКТ электрического тока, которые впоследствии нагреваются.

Основным недостатком первых двух методов являются существенные потери тепла во внешнюю среду, из-за недостаточной прогреваемой зоны, поэтому данные методы используются редко[2].

Метод прогрева НКТ при прохождении электрического тока также редко применяется из-за дороговизны, сложности применения в скважинах с высокой обводненностью продукции и ряда других причин. Следует свести до минимума перепад давления между забоем и устьем скважины для уменьшения интенсивности отложения парафина. При этом увеличивается осаждение парафина на устье скважины, нефтеотводной трубе и в устьевой арматуре.

В настоящее время в НГДУ «ЛН» стремятся отказаться от тепловых методов борьбы из-за высокой энергоёмкости [7].

Механические способы борьбы с парафином относятся к наиболее ранним, а вследствие, простоты и доступности осуществления применяются и в настоящее время. В основном данные методы борьбы используют в целях своевременного удаления компонентов АСПО с различных поверхностей нефтяного оборудования. Для этого применяют скребки различных конструкций, эластичные шары, перемешивающие устройства. Скребки позволили увеличить межремонтный период работы скважины до 3-5 месяцев. Но выявились и негативные стороны их применения:

а) скребки утяжеляли колонну на 700-1000 кг;

б) требовалась тщательная центровка колонны штанг после установки.

В последние годы получили применение скребки-центраторы, выполненные из пластика и монтируемые на штангах с помощью специальных термо-пластавтоматов. Применение НКТ с покрытиями в таких скважинах повышает эффективность их эксплуатации. Однако при ходе вниз колонны штанг со скребками-центраторами образуется турбинный эффект, который поворачивает штанги в обратную сторону, раскручивая их. Это приводит к дополнительным ремонтам и вынуждает применять штанговращатели[1].

В настоящее время в национальном исследовательском Томском политехническом университете ведется поиск новых методов решения рассматриваемой проблемы. Перспективным направлением является изучение методов, которые используют гидроимпульсные механизмы [5, 6, 9].

Образование АСПО остаётся большой проблемой, масштабы которой увеличиваются из-за перехода большего числа месторождений в заключительную стадию разработки. Перспективным методом борьбы с АСПО являются гидроимпульсные механизмы, он имеет ряд преимуществ по сравнению с другими механизмами такими как: экологичность, безударный способ, меньшие вибрации.

Литература

1. Бабалян, Г. Борьба с отложениями парафина / Г. Бабалян. - М.: Наука, 1972. - 325 с.
2. Злобин А.А. О механизме структурообразования нефтяных дисперсионных систем.
3. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". — УГНГУ, 2011. — № 1. — С. 268-284
4. Овчар Е.В., Ингибирование образования асфальто-смоло-парафиновых отложений в нефтях, Москва, 2013
5. Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Дифференциальные уравнения процессов гидроимпульсного силового механизма бурильных машин / Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. // Приволжский научный вестник. – 2013. – № 4 (20). – С. 32–36.
6. Пашков Е. Н., Саруев Л. А., Зиякаев Г. Р. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 5 – С. 26-31.
7. Сюняев З.И. Нефтяные дисперсные системы. М.: Химия, 1990. – 224 с.
8. Oliver C. Mullins, Andrew E. Pomerantz, A. Ballard Andrews, Julian Y. Zuo Asphaltenes Explained for the Nonchemist
9. Pashkov E. N. , Ziyakaev G. R. , Tsygankova M. V. Differential equations of processes for the hydropuls power mechanism of drill machines // Applied Mechanics and Materials. - 2013 - Vol. 379. - p. 91-94 [6765-2013].

**ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ВЗРЫВАТЫХ ВЕЩЕСТВ НА РУДНИКАХ ВОСТОЧНОГО
КАЗАХСТАНА**

Ж. Н. Шаймарданов

Научный руководитель, профессор С. Н. Шапошник

*Восточно-Казахстанский государственный технический университет им. Д.Серикабева,
г. Усть-Каменогорск, Казахстан*

Добыча руды и проходка горных выработок с помощью буровзрывных работ (БВР) остается основным способом при разрушении горных пород и самым трудоемким. При проведении горных выработок по крепким породам и рудам буровзрывной комплекс занимает от 40 до 60% времени от общей производительности проходческого цикла, а стоимость БВР составляет 25-30% общей стоимости единицы выработки. А поэтому его совершенствование должно быть приоритетным и постоянным в общей проблеме разрушения скальных пород.

Одним из главных вопросов в условиях рыночных отношений во всем мире, а также в Казахстане и на наших рудниках, идет тенденция перевода на применение более дешевых взрывчатых веществ (ВВ), изготовляемых непосредственно вблизи мест их применения на стационарных пунктах или в специальных транспортно-смесительных машинах (ТСЗМ).

Применительно к подземным рудникам ВНИИцветметом и специалистами ТОО «Казцинк» проведен большой объем комплексных исследований по выбору эффективных и безопасных составов и технологий приготовления простейших ВВ.

На подземных работах большое применение получило изготовление простейшего ВВ типа игданит непосредственно на местах зарядки.

Игданит изготовлялся на местах массовых взрывов при помощи смесительно-зарядных установок «Ульба-400МИ» и «Ульба-150И», которые позволяют использовать для изготовления простейших ВВ только два компонента: аммиачную селитру и дизельное топливо или масла.

По результатам взрывов скважинных и шпуровых зарядов установлено, что технические показатели буровзрывных работ с использованием игданита находятся на уровне гранулита АС - 8 за счет увеличения плотности с 1,08 до 1,18 г/см³ при увеличенном на 10-15% удельном расходе ВВ на первичное взрывание. При этом в процессе пневмозаряжания у гранулита АС-8 выносятся из восстающей скважины до 50% энергоёмкой алюминиевой пудры. Проведенный технико-экономический расчет эффективности испытаний ВВ показал, что при существующих ценах на основные компоненты наибольшую экономическую эффективность имеет игданит на российской АС. Стоимость 1 т заряженного ВВ с учетом оптовой цены, затрат на перевозку, таможенные сборы, изготовление и зарядание, удельного расхода на первичное взрывание: игданита на шведской пористой АС и дизельном топливе - 685, гранулит АС-8 - 567, игданит на российской гранулированной АС с индустриальным маслом - 207, и дизельным - 192 доллара США.

Данные технические характеристики полностью обеспечили нормальное дробление руды при массовых взрывах в условиях наших рудников при полном соблюдении технологии зарядки.

На Малеевском руднике провели испытания игданита на проходческих работах, и результат получили отрицательный: коэффициент использования шпура был очень низкий. Для данных работ необходимо было применять более мощное ВВ, с более высокими техническими характеристиками.

Для этой цели был закуплен на фирме «Интеррин» гранулит А-6, и проведено его испытание с использованием на проходческих и очистных работах. Получили хорошие показатели при проходке горных выработок и очистных работах, а главное, что его цена дешевле почти в 2 раза ПВВ.

ТОО «Казцинк» получило лицензию на изготовление этого ВВ. Малеевский стационарный пункт обеспечивает гранулитом А-6 все проходческие работы Малеевского, Греховского рудников и подрядные организации (ЗШСУ, «Колор»), а также рудник Текели.

Цена гранулита А-6 по данным Малеевского рудника почти в 2 раза дешевле гранулита АС-8, практически при равных технических характеристиках.

Программа перехода на простейшие ВВ по рудникам ТОО «Казцинк» принесла огромный экономический эффект.

В дальнейшем на всех рудниках ТОО «Казцинк» планируется:

- испытание и внедрение эмульсионных ВВ фирмы «Орика-Казахстан»;
- испытание гранулированных ВВ типа АС-ДТ повышенной плотности по технологии фирмы «Мавра»;
- на Малеевском руднике испытание гранулированных ВВ типа А-8ФСА.

Техническая характеристика гранулита А-8ФСА показывает, что результаты испытаний ожидаются удовлетворительные, и данное ВВ будет дешевле гранулита А-6, за счет цены 3-го компонента. Все испытания намечено проводить совместно с ВНИИцветметом, и при положительных результатах внедрять данное ВВ на всех рудниках.

Кроме того, планируется постоянное улучшение параметров БВР (сетка бурения, диаметр и глубина скважин, и шпуров, ЛНС и т.д.), повышение уровня механизации взрывных работ, так как это значительно влияет на производительность труда и себестоимость горных работ.

Литература

1. А.К. Бахтин, Е.А. Бахтин. Результаты промышленных испытаний и перспективы применения новых взрывчатых материалов на горнодобывающих предприятиях Республики Казахстан // Сборник научных трудов. – Усть-Каменогорск, 2000. – Т.1. – С.223 – 224.

ЗОННОЕ ЭКРАНИРОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ГАЛЕРЕЙ ОТ ПРОРЫВОВ ПАРА ПРИ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ

Т. В. Шилова

Научный руководитель, заведующий лабораторией С. В. Сердюков
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Основной объем добычи тяжелых нефтей, в России приходится на термошахтный способ. Он сочетает дренажную шахтную разработку с воздействием на пласт теплоносителем и вскрытием продуктивного пласта скважинами, пробуренными из подземных выработок (галерей) [1]. Нефтенасыщенная порода на дневную поверхность не поднимается.

В наиболее эффективных системах термошахтной разработки нагнетательные (парораспределительные) и добывающие скважины бурятся из одних и тех же галерей (см. рисунок 1). Это позволяет снизить объем проходки горных выработок. Но такие системы обладают и существенным недостатком – насыщенный водяной пар температурой до 200°C и давлением до 1,6 МПа может прорываться в горные выработки через околоскважинное пространство породного массива, что создает недопустимые условия для работы шахтеров.

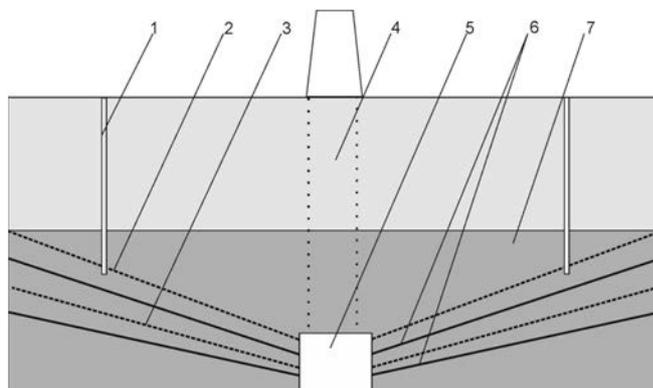


Рис. 1. Термошахтная разработка залежей тяжелой нефти: 1 – нагнетательная и 2 – парораспределительная скважины поверхностно-подземной системы разработки; 3 – нагнетательная скважина одногоризонтной системы разработки; 4 – шахтный ствол; 5 – подземная галерея; 6 – добывающие скважины; 7 – продуктивный пласт

Возникает задача разработки методов и средств защиты подземных галерей от прорывов пара. Возможным способом решения проблемы является создание в породном массиве газонепроницаемых экранов. В известных способах герметизации скважин полость экранов формируют направленным гидроразрывом с последующим заполнением различными вязкими твердеющими составами [3]. Из-за неравномерного отвердевания состава и падения его давления на отдельных участках ниже давления запирающей трещины получить сплошной экран большого радиуса не удастся. Целостность твердого экрана может быть также нарушена различными техногенными воздействиями.

Для преодоления указанных недостатков нами разработан зонный экран, а также способ и технические средства для его создания.

Экран состоит из трех параллельных близко расположенных трещин гидроразрыва. Внешние трещины, заполненные двухкомпонентным полимерным твердеющим составом, ограничивают выделенную зону породного массива. В центральном сечении этой зоны создается дренажная трещина, через которую закачивают термоустойчивую рабочую жидкость под давлением выше давления подачи теплоносителя. Тем самым создается область горных пород с повышенным поровым давлением, надежно блокирующим фильтрацию теплоносителя.

Схема зонного экрана показана на рисунке 2.

Экран создается из вспомогательной скважины диаметром 60 (76) мм глубиной 10–30 м, пробуренной параллельно нагнетательной скважине на расстоянии 1–2 м от нее. Работы проводят без остановки нагнетательной скважины в несколько этапов:

- 1) вначале бурят вспомогательную скважину до плоскости заложения наименее глубокой трещины;
- 2) выполняют направленный гидроразрыв твердеющим составом по однопакерной схеме с механическим якорем (см. ниже). Закачку низковязких компонент состава в зону разрыва проводят по двум отдельным гидравлическим линиям;

- 3) разбуривают вспомогательную скважину до следующей плоскости разрыва, который проводят нетвердеющей рабочей жидкостью (например, термостойким индустриальным маслом);
- 4) разбуривают скважину до глубины третьего разрыва, который проводят по схеме пункта 2);
- 5) интервал скважины глубже первой плоскости гидроразрыва герметизируют пакером и подают в него рабочую жидкость под давлением выше давления закачки теплоносителя.

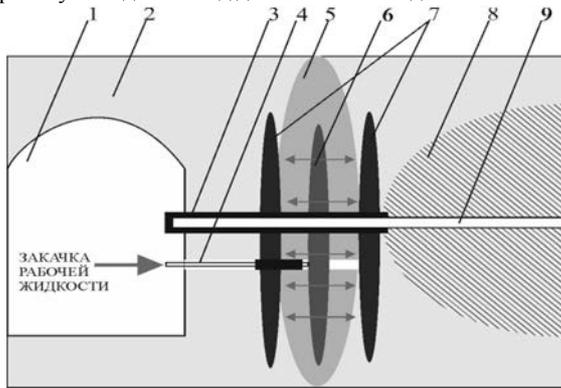


Рис. 2. Схема зонного экрана: 1 – подземная галерея; 2 – массив горных пород; 3 – нагнетательная скважина; 4 – вспомогательная скважина; 5 – зона повышенного порового давления; 6 – нагнетательная трещина; 7 – трещины, заполненные полимерным герметиком; 8 – зона разогрева пласта; 9 – рабочая часть нагнетательной скважины

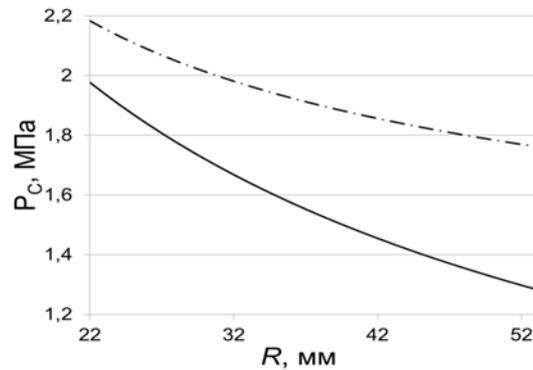


Рис. 3. Зависимость давления разрыва скважины от ее радиуса при $K_{IC}=0,3 \text{ МПа}\cdot\text{м}^{1/2}$, $|\sigma_3|=1,0 \text{ МПа}$: \square – разрыв по схеме с щелевым инициатором радиусом $R_i=2,5R$; \square – разрыв по схеме с якорем при глубине техногенной трещины 10 мм

Для создания поперечных трещин зонного экрана разработан способ, основанный на дополнительном касательном нагружении поверхности скважины вдоль ее оси. Устройство для реализации этого способа состоит из пакера, закрепляемого на забое скважины с помощью механического якоря, площадь сцепления которого с породой мала. Касательное нагружение S скважины возникает под действием давления P рабочей жидкости гидроразрыва на пакер. Формирование поперечной трещины происходит за счет суммарного воздействия касательного нагружения и давления рабочей жидкости на берега трещины и забой скважины. Коэффициент интенсивности напряжений дается следующим выражением

$$K_I = (P - |\sigma_3|) \left(\sqrt{\frac{R+l_0}{\pi}} + \sqrt{\frac{(R+l_0)^2 - R^2}{\pi(R+l_0)}} \right) + \frac{P \cdot R^2}{\sqrt{\pi(R+l_0) \cdot ((R+l_0)^2 - R^2)}}$$

где l_0 – глубина трещины, имеющейся на контуре скважины, R – радиус скважины, σ_3 – сжатие породы вдоль ее оси.

На рис. 3 приведен график зависимости давления разрыва от радиуса скважины в трещиноватых породах (критический коэффициент интенсивности напряжений для трещин отрыва $K_{IC}=0,3 \text{ МПа}\cdot\text{м}^{1/2}$) вблизи борта горной выработки. При выполнении расчетов в соответствии с работой [4] полагали, что на контуре скважины имеются техногенные трещины глубиной 10 мм, возникающие в процессе бурения скважины.

Для сравнения на рисунке приведен график такой же зависимости для направленного гидроразрыва по известной схеме с щелевым инициатором [2] радиусом $R_i=2,5R$. Представленные графики показывают, что давление разрыва по схеме с якорем ниже, чем по схеме со щелевым инициатором для всех рассматриваемых значений R . То же справедливо и для прочных пород ($K_{IC}\approx 1,5 \text{ МПа}\cdot\text{м}^{1/2}$).

Таким образом, в результате проведенных исследований разработана схема защиты подземных галерей от прорывов пара при термошахтной разработке тяжелых нефтей.

Разработана технологическая схема поперечного гидроразрыва призабойной зоны скважин с использованием механического якоря. По результатам выполненного анализа показано преимущество такой схемы по сравнению с известным способом на основе щелевого инициатора. Применение якоря вместо иницирующей щели обеспечивает более низкие значения давлений направленного гидроразрыва, не требует проведения дополнительных технологических операций по механической резке горных пород специальными устройствами.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 15-17-00008).

Литература

1. Герасимов И.В., Коноплев Ю.П., Гуляев В.Э. Комплексное развитие Ягерского нефтетитанового месторождения // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2011. – №11. – С. 26 – 31.

2. Леконцев Ю.М., Сажин П.В. Технология направленного гидроразрыва пород для управления труднообрушающимися кровлями в очистных забоях и дегазации угольных пластов // ФТПРПИ. – 2014. – № 5. – С. 137 – 142.
3. Патент РФ №2108464. Способ герметизации дегазационных скважин / Полевщиков Г.Я., Тризно С.К., Мельников П.Н. – БИ. – 2002. – № 31. – опубл. 10.04.1998.
4. Rummel F., Jung R.J. Hydraulic fracturing stress measurements near the Hohenzollern-Graben-structure, SW Germany // Pure appl. Geophys. – 1975. – Т. 113. – № 1. – С. 321 – 330.

СТИМУЛИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ МЕТАНА В ПРОМЫШЛЕННЫХ МАСШТАБАХ С ЦЕЛЬЮ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПОДХОДА К ОТРАБОТКЕ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Е. А.Шубина

Научный руководитель, профессор В. Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Метан, содержащийся в различных пластах угольных бассейнов, представляет собой большие перспективы увеличения ресурсов углеводородных газов. В связи с наличием на территории России большого количества угольных месторождений, отношение к метану, как к нетрадиционному источнику углеводородов было достаточно скептическим. Только в последнее десятилетие наблюдается возрастание определённого интереса к развитию этой отрасли и формированию государственного баланса запасов метана.

Ресурсы метана в основных угольных бассейнах России оцениваются в 83,7 трлн куб. м, что соответствует примерно трети прогнозных ресурсов природного газа страны. Особое место среди угольных бассейнов России принадлежит Кузбассу, который по праву можно считать крупнейшим из наиболее изученных метанугольных бассейнов мира. Прогнозные ресурсы метана в Кузбасском бассейне оцениваются более чем в 13-20 трлн куб. м.

Из сообщения администрации Кемеровской области, до 2025 г. будет ликвидировано 25 угольных шахт и разрезов [1]. Из них 13 предприятий закроются по причине полной отработки запасов, а остальные - из-за нерентабельности. Количество шахт за период с 1996 по 2013 год сократилось с 86 до 62. Основной горно-геологической причиной повлиявшей на закрытие шахт является увеличение природной газоносности угольных пластов.

На сегодняшний день угледобывающими предприятиями Кемеровской области добывается 57 % от общей добычи угля в России. Что касается распределения объёмов добычи угля по способам отработки, следует отметить, что за последние десять лет объём добычи подземным способом по отношению к открытому способу уменьшился на 10 %. И составил в 2014 г.: подземным -36 %, открытым -64 %.

При разработке месторождения подземным способом, с целью обеспечения безопасной добычи угля, проводятся дорогостоящие и зачастую малоэффективные мероприятия по дегазации угольных пластов. Данные затраты существенно увеличивают себестоимость продукции угольных шахт ведущих добычу угля в условиях высокой природной газоносности.

С целью проведения анализа объёмов добычи угля подземным способом и выбросов метана на рис. 1 представлена информация о количестве выбросов метана в атмосферу за 2004-2014 гг. полученная в Территориальном органе Федеральной службы государственной статистики по Кемеровской области.

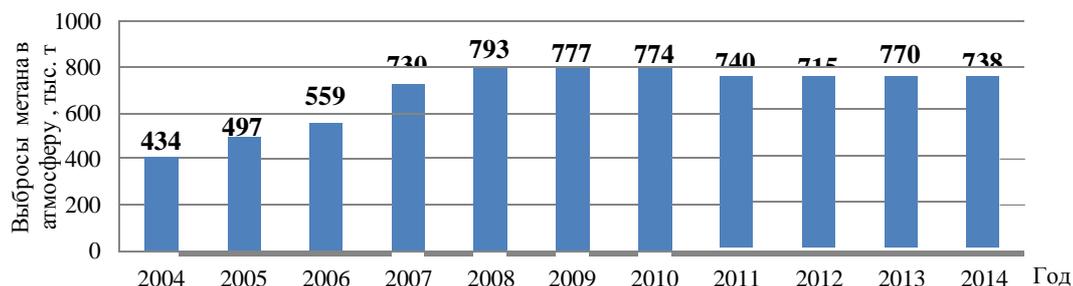


Рис. 1 Сведения о количестве выбросов метана в атмосферу за 2004-2014 гг. по Кузнецкому бассейну.

Учитывая особенности строения метанугольных месторождений, добыча угля открытым способом ведется в зоне метановыветривания, в связи с чем на рис. 2 представлен сравнительный анализ объёмов добычи угля подземным способом и объёмов выбросов метана в атмосферу.

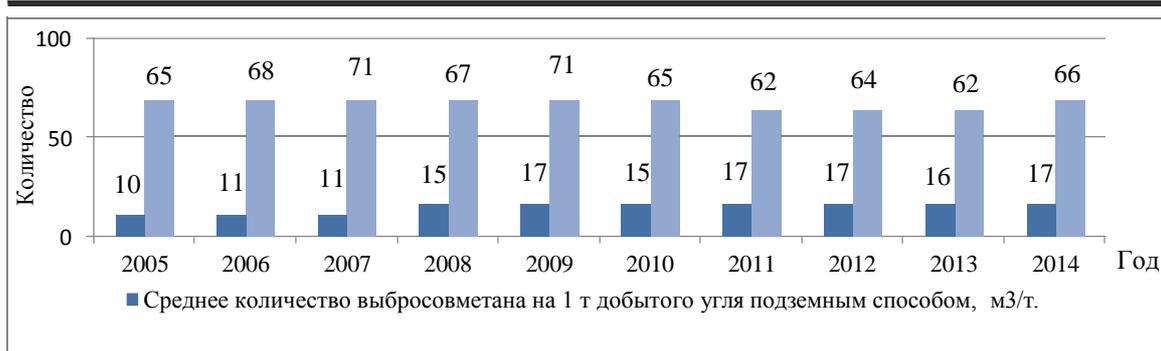


Рис. 2 Сравнительный анализ количества выбросов метана в атмосферу на 1 т добытого угля подземным способом.

Согласно данным, представленным на рис. 2, наблюдается увеличение среднего количества выбросов метана с 1 тонны добытого угля подземным способом. Данный анализ подтверждает нарастание актуальности проблемы увеличения природной газоносности угольных шахт.

Согласно данным, представленным на рис. 1, годовые выбросы угледобывающих предприятий за 2004 г. составили 434 тыс. т, а в 2014 выбросы метана в атмосферу составили 739 тыс. т. В связи с чем, можно сделать вывод, что количество выбросов метана в атмосферу за последние 10 лет возросло на 70 %. Данный факт подтверждает актуальность проблемы увеличения газообильности действующих угольных шахт и необходимости изменения подхода к отработке метаноугольных месторождений.

Норматив платы за выброс 1 т загрязняющих веществ метана в пределах установленных допустимых нормативов выбросов составляет 50 руб., в пределах установленных лимитов выбросов составляет 250 руб. [2]. Следует отметить, что плата за выбросы метана в атмосферу остаётся неизменной на протяжении более 10 лет. Её снижение в связи с ростом количества выбросов метана и как следствие увеличение себестоимости добычи не предусматривается. Произведённая плата за выбросы метана не обеспечивает безопасную добычу угля и не исключает простои очистных и проходческих забоев по газовому фактору.

Географически сложилось так, что многие районы, в которых находятся угольные бассейны расположены на значительном расстоянии от месторождений природного газа. Целевым назначением широкомасштабной добычи метана из угольных пластов является полное обеспечение потребностей шахтерских регионов России собственным местным газом. При обеспечении угольного предприятия теплом и электричеством за счёт каптирования метана, себестоимость добычи угля сократится до 30 %. Развитие добычи метана в промышленных масштабах необходимо начинать с внедрения заблаговременной дегазации метаноугольных месторождений.

С целью организации промышленной добычи метана в Кузбассе, в 2001 г. была разработана и утверждена Правительством Российской Федерации «Программа добычи углеводородного сырья в Кемеровской области».

ООО «Газпром добыча Кузнецк» производит опытно-промышленную эксплуатацию Талдинского и Нарыкско-Осташкинского участка. Обществом уже добыто из Кузбасских недр почти 40 млн. м³ угольного метана, в том числе за 2014 г. — 12 млн. м³. По результатам, опытно – промышленной разработки участков, будет сформирована нормативно методическая база, в части регламентирования объёмов геологического изучения природной газоносности при разведочных работах, методики обоснования кондиций для подсчёта геологических и извлекаемых запасов и ресурсов метана, инструкций по проектированию заблаговременной дегазации и комплексного освоения метаноугольных месторождений, с целью обеспечения рационального использования и охраны недр.

Опыт зарубежных стран показывает, что масштабная добыча угольного метана в США, Австралии, Китае началась после того, как государства стали стимулировать данные проекты, предоставив значительные налоговые льготы компаниям, занявшимся извлечением метана из угольных пластов. С целью стимулирования развития добычи метана из угольных пластов, в России уже так же приняты ряд различных налоговых послаблений.

В Кемеровской области, Советом народных депутатов в 2010 г. принят Закон № 5-ОЗ «О налоговых льготах резидентам технопарков и субъектам инвестиционной деятельности, осуществляющим деятельность по добыче природного газа (метана) из угольных месторождений на территории Кемеровской области» [3].

На основании статьи 3 вышеуказанного закона Резидентам технопарков и субъектам инвестиционной деятельности, предоставляются следующие налоговые : ставка налога на прибыль организаций снижается с 18 до 13,5 %, а налоговая ставка по налогу на имущество организаций снижается с 2,2 до 0 %.

Правительством предложена возможность предоставления организациям налоговых льгот и отмены налога на добычу полезных ископаемых и применения нулевой ставки ввозных таможенных пошлин на не имеющее аналогов в России оборудование по дегазации и добыче газа метана [4].

В 2010 г. Федеральным законом № 425-ФЗ введены изменения в Налоговый кодекс [5]. В соответствии со статьёй 325.1 налогоплательщикам предоставлено право на налоговый вычет в виде уменьшения суммы НДС на величину расходов, понесенных в целях обеспечения безопасных условий и охраны труда при добыче

угля на участках недр с высокой природной газоносностью. Статья 343.1, предусматривает изменение порядка уменьшения суммы налога, исчисленного при добыче угля, на расходы, связанные с обеспечением безопасных условий и охраны труда.

В 2012 г. Федеральным законом № 278-ФЗ были внесены изменения в статьи 336 и 337 в части признания метана угольных пластов отдельным видом полезного ископаемого, но не признан объектом налогообложения. Внесённые изменения являются существенной поддержкой развития добычи метана из угольных пластов в промышленных масштабах, а так же стимулируют обеспечение безопасной добычи угля за счёт производства различных видов дегазации угольных пластов [6].

Таким образом, на основании вышеизложенного можно утверждать об актуальности изменения подхода к отработке метаноугольных месторождений подземным способом. Со стороны Правительства РФ создаются благоприятные условия для развития добычи метана в промышленных масштабах с целью обеспечения безопасной добычи угля. В то же время действующее законодательство не освобождает угледобывающие предприятия от выплат за выбросы метана в атмосферу, что так же стимулирует угледобывающие предприятия менять скептическое отношение метану. Проектные организации и недропользователи в данный момент находятся на стадии формирования комплексного освоения метаноугольных месторождений.

Литература

- 1 Макин М. В Кузбассе будут строиться новые высокопроизводительные предприятия//Стандарт качества. – г. Новокузнецк, 2014. – № 37/38. – С. 8 – 10.
- 2 О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, в том числе через централизованные системы водоотведения, размещения отходов производства и потребления: постановление Правительства РФ от 12.06.2003 № 344 (ред. От 24.12.2014) URL: http://consultant.ru/document/cont_doc_LAW_42740/ (дата обращения 02.02.2016)
- 3 О налоговых льготах резидентам технопарков и субъектам инвестиционной деятельности, осуществляющим деятельность по добыче природного газа (метана) из угольных месторождений на территории Кемеровской области: Закон Кемеровской области от 28.01.2010 № 5-ОЗ: принят советом народных депутатов Кемеровской области 27.10.2010. – Док. опубл. «законодательный вестник Совета народных депутатов Кемеровской области» № 94 01.02.2010. URL: <http://www.gosbook.ru/node/67978> (дата обращения 02.02.2016)
- 4 О законодательном обеспечении безопасных условий труда в угольной отрасли: постановление СФ ФС РФ от 09.06.2010 № 218-СФ. – Док. опубл. «Собрание законодательства РФ» 14.06.2010 № 24 стр. 24. 2958. URL: <http://www.lawmix.ru/expertlaw/12757> (дата обращения 02.02.2016)
- 5 О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации: федеральный закон от 28.12.2010 № 425 – ФЗ. Док. опубл. «Собрание законодательства РФ» 03.01.2011 № 1 стр. 37. 2958. URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?red=doc; base=LAW; n=108786> (дата обращения 02.02.2016)
- 6 О внесении изменений в статьи 336 и 337 части второй Налогового кодекса РФ в статью 6 Федерального закона «О внесении изменений в Бюджетный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты РФ»: Федеральный закон от 29.12.2012 № 278-ФЗ. URL: http://consultant.ru/document/cont_doc_LAW_140073/ (дата обращения 02.02.2016).

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ТЕЧЕНИЙ ПРИ ОБТЕКАНИИ ОБЪЕКТОВ ТЭК

С. Н. Харламов, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

История развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в нашей стране неразрывно связана с решением многочисленных проблем, сопровождающих работу по проектированию, изготовлению, совершенствованию разнообразного теплоэнергетического и нефтегазового оборудования, обеспечивающего эффективное функционирование трубопроводной системы, оптимизацию процессов сбора и разделения сырьевой продукции, минимизацию потерь при длительном хранении нефти и нефтепродуктов. Функционирование оборудования и объектов ТЭК часто происходит в экстремальных режимах, связанных с изменениями климатических условий, динамических и тепловых нагрузок в рабочих органах устройств, поддерживающих оптимальные параметры. Необходимость размещения объектов хранения с учетом фактора минимизации больших потерь от испарения, утечек, рециркуляционных аэродинамических эффектов и теплообмена с окружающей внешней средой представляет важную практическую задачу строительной механики, динамики жидкости и газа, прочности и тепломассопереноса. В такой задаче методам математического моделирования пространственных процессов в трубопроводной системе и резервуарном парке отводится главная роль. Рассматривая объекты ТЭК, как открытые термодинамические системы, их функционирование в режимах неустойчивости, обусловленной переходами вихревой и тепловой природы с неоднородными распределениями динамических и скалярных характеристик процессов переноса тепла, массы, импульса часто проводят в рамках RANS-метода [1-3] с опорными двухпараметрическими ($k\epsilon$)-, ($k\tau$)-, ($k\omega$)-, (kL)- моделями турбулентности, предложенными в работах В. Е. Лаундера, К.Г. Спезизэла, Д.С. Уилкокса, Ф.Р. Менера, Г.С. Глушко и др. Этот подход вполне успешен в прогнозе молярной вязкости (μ_t), молярной теплопроводности (λ_t) и диффузии (D_t) в сложных пространственных течениях вязких сред. Заметим, что возможности используемого метода в исследованиях интенсивности процессов транспорта энергетического сырья подробно представлены в [2, 4]. Кроме того, в определенных условиях предсказания изменений неоднородной анизотропной структуры по указанным моделям следует считать вполне корректными. Вместе с тем, требуются четкие представления о границах достоверности подобных расчетов с модельным представлением о скалярном характере изменения молярной вязкости и теплопроводности в переходных и рециркуляционных течениях, при обтекании поверхности тел со сложной геометрией. В таких условиях сведения по уточнению результатов расчета по многопараметрическим дифференциальным моделям второго порядка для корреляционных моментов пульсаций поля скорости и скаляра представляются весьма ценными. Последнее справедливо и в прикладных и в фундаментальных исследованиях вихревых течений с произвольной степенью турбулентности. Учитывая, сказанное в настоящей работе поставлены **цели**: 1) исследовать структуру сложного сдвигового потока в нижнем расчетном слое атмосферы при обтекании резервуаров, сгенерированную источниками естественного и антропогенного происхождения в условиях обтекания объектов ТЭК; 2) оценить характер влияния потока на хранилища посредством эволюции рециркуляционных течений; 3) уяснить детали и закономерности аэродинамики и теплообмена в приповерхностной области с криволинейной образующей, обусловленной расположением и геометрией хранилищ в рамках двух- и многопараметрических моделей для молярных коэффициентов переноса импульса и тепла и их турбулентных потоков; 4) выдать рекомендации к снижению потерь сырья в резервуарах при длительном его хранении из-за интенсификации фазовых процессов в замкнутых областях.

Рассматриваются неизотермические, стационарные и нестационарные пространственные течения вязких сред с неоднородной анизотропной структурой турбулентности в широком диапазоне изменений масштабов вихревых структур. Предполагается, что течения и теплообмен воздуха с объектами хранения осуществляются в условиях действия гравитационных сил. Термодинамическая система “воздушная среда – отдельные хранилища” отличается нелинейностью вследствие переменности теплофизических свойств в потоке и стенках хранилищ. В процессах переноса доминируют вязкостно-инерционные режимы течения и теплообмена. Воздушный поток представляет собой однокомпонентный, химически инертный, идеальный, слабо сжимаемый газ с ньютоновскими реологическими свойствами, в котором пренебрежимо малыми считаются процессы переноса массы, а скорости течения характерны для дозвукового режима. По форме и схеме размещения резервуары представляют собой наземные вертикальные цилиндрические стальные сосуды со стационарными крышами, установленными на ровной поверхности с расстоянием не менее 0.75 их диаметра. Моделирование аэродинамики и теплообмена проводится в рамках системы определяющих уравнений: законов сохранения массы (неразрывности), импульса (осредненных по Рейнольдсу полных уравнений Навье-Стокса), энергии и состояния. Полезно отметить, что в нашем случае общая система достаточно громоздка, т.к. включает гидродинамический и тепловой блоки, которые для большинства сложных течений из-за своей незамкнутости (по причине используемого выше осреднения) включает новые неизвестные – турбулентные потоки импульса и

тепла. Для их определения требуется дополнительная система уравнений (модель турбулентности). Практический опыт исследования подобных процессов показывает, что преимущества моделей с транспортными уравнениями для моментов второго порядка (потоков тепла и массы) в данных условиях неоспоримы [1-4] и может служить аргументом в пользу их использования для замыканий общей системы уравнений. **Численное решение** системы определяющих уравнений и замыкающих связей строится с использованием полунявного метода для связанных давлением уравнений (SIMPLE алгоритма) и метода контрольного объема. При получении разностных аналогов для компонент вектора скорости используются разнесенные “шахматные” сетки. Дискретные аналоги дифференциальной задачи рассчитываются методом переменных направлений, причем на каждом своем шаге система линейных алгебраических уравнений решалась с помощью метода прогонки с трехдиагональной матрицей коэффициентов (для скалярных характеристик) и Гаусса-Зейделя (для компонент скорости). В итерационном процессе, ориентированном на ускорение или замедление сходимости той или иной расчетной величины использовался метод верхней или нижней релаксации. Расчеты выполнены при следующих **граничных условиях**: на входе - однородные распределения всех зависимых переменных; в выходной удаленной зоне – “мягкие граничные условия”; на твердых поверхностях (земля-стенки резервуара) – условия отсутствия скольжения, теплоизоляции или функциональной зависимости для поля температуры (первого или второго рода) по известным опытным данным; на достаточном удалении в нормальном направлении к горизонтальной границе обтекаемой поверхности расчетной системы – условия внешнего течения и теплообмена. Достоверность модели и метода оценивалась сравнениями с имеющимися опытными данными по локальным и интегральным параметрам течения и теплообмена [1, 2]. В частности, расчеты [взаимодействия неизотермического воздушного потока с парком вертикальных стальных резервуаров ($N=2-5$) с наливным объемом порядка - $V=(0.5 - 20)10^3$, м³ и характерными размерами: высота стенки порядка - $H=(10-17)$, м; внутренний диаметр порядка - $D=(15-40)$, м; конструктивным коэффициентом порядка - $\chi=D/H=(2.7 - 3.5)$ и расстояниями между объектами $S>(0.7 - 0.8) D$, м] выполнялись в соответствии с рекомендациями и документацией [4]. Предполагается, что турбулентное течение слабо сжимаемого газа отвечает условиям: $\Theta=Tw/T0=1.0-1.1$, где температура потока ($T0$) варьировалась в диапазоне $(0-30)$, °C, температура стенок РВС слабо чувствительна к механизмам смешанной конвекции, а механизмы переноса импульса и тепла отвечают вязкостно-инерционным режимам интенсивной турбулентности. Принято, что степень турбулентности набегающего потока - $Tu=(1-10)$, %; критерий Рейнольдса - $Re=(5 - 40)10^5$, Рэлея - $Ra<8 \cdot 10^5$, $Pr=0.713-0.715$. Отдельные результаты эволюции течений и теплообмена при обтекании резервуарного парка ($N=3$) приведены на рис. 1,2.

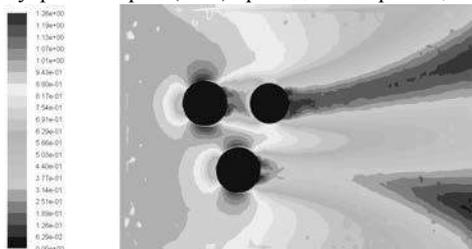


Рис.1 Характерная карта изменений полной скорости (движение – слева направо, вид сверху, нормально к обтекаемой поверхности). Условия расчета: $Tu=10\%$, $Re=5.45 \cdot 10^5$, $T_0=300^\circ K$.



Рис.2 Картина интенсификации тепловых процессов в атмосферном фронте вследствие изменений температурного поля в условиях турбулентного течения и теплообмена при обтекании РВС (данные расчета, их демонстрация, отвечают условиям, представленным на рис. 1).

Из рисунков видно, что формирование зон отрыва, присоединения потока с интенсификацией обменных процессов в приземном фронте, в областях перед, за и между объектами способны генерировать специфические условия для переходных, устойчивых и неустойчивых изменений в локальной теплодинамической структуре. Расчеты показывают, что выраженное ускорение в межобъектной зоне приземного течения при обтекании вертикальных участков, а также крыш строений заметно снижается. Установлено, что выражены эти явления в зонах следа, где преобладают сложные нелинейные механизмы конвективно-диффузионного взаимодействия, активизируются переходные эффекты, обусловленные особенностями изменений пульсационного поля скорости и давления. Расчет этих областей повышает требования к выбору двухпараметрических моделей турбулентности со скалярным характером изменений соответствующих коэффициентов переноса.

Литература

1. Kharlamov S.N. Actual Problems of Hydrodynamics at Internal not-Isothermal Flows in Fields of Mass Forces. P. 183-232, chapter from the monograph “Hydrodynamics: Theory and Model”. Edited by Jinhai Zheng. - Intech, Croatia. - 2012. -307p.
2. Бубенников А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. - Томск: Изд-во Томский государственный университет, 2001. -448с

3. Харламов С.Н., Альгинов Р.А., Коротких А.В., Сурков А.В., Макеев, К.С. Моделирование рециркуляционных турбулентных течений при обтекании объектов топливно-энергетического комплекса // Вестник ЗСО РАЕН, №18. 2016. –С. 78-88.
4. Харламов С.Н. Выработка решений по защите теплообменников от гидравлического удара. Материалы отчетов в ООО "Томский инженерно-технический центр". Томск. 2012 (Хд № 1-526/12у от 01.08.2012г.).

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВОДНОЙ ЭРОЗИИ ГРУНТОВ НА ПОТЕНЦИАЛЬНО ЭРОЗИОННО-ОПАСНЫХ УАСТКАХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Е. Э. Аксёнова

Научный руководитель, доцент Н. А. Антропова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При проектировании инженерной защиты от обвальных и оползневых процессов необходимо рассматривать целесообразность применения мероприятий, направленных на предотвращение и стабилизацию эрозионных процессов. Эти опасные геологические явления характеризуются относительно высокой интенсивностью. Эрозия непосредственно или потенциально влияет на эксплуатационную надежность сооружений, их основания и фундамент. Например, интенсивность проявления экзогенных геологических процессов на магистральном газопроводе «Сила Сибири», в числе которых склоновые и эрозионные процессы, составляет 25%. Главной причиной появления эрозии является механическое воздействие воды на горные породы и переносимых ею обломков, прежде разрушенных пород. При наличии в воде обломков пород эрозия резко усиливается. Чем больше скорость течения воды, тем более крупные обломки будут переноситься, и тем интенсивнее будут идти эрозионные процессы. Следовательно, в этих местах должны предусматриваться противозерозионные сооружения [3].

Для этого проводят инженерно-геодезические изыскания. Они позволяют привязать положение трубопровода к устойчивым формам рельефа и установить изменение высотных отметок, а также тенденцию глубинных и плановых переформирований русла рек и водотоков [2].

На участках, подверженных действию опасных природных процессов, проведение работ должно быть отнесено на периоды времени, когда возможность появления этих процессов наименее вероятна. Работа в таких местах должна выполняться в минимально короткие сроки, при этом весь комплекс работ следует выполнять одновременно, не допуская переноса их на последующие периоды. На время проведения работ в местах появления опасных природных процессов организуются службы наблюдения и оповещения.

Таблица 1

Виды инженерной защиты от эрозии

Параметры	открытый дренаж	Закрытый дренаж	поверхностное закрепление грунта	объемное закрепление грунта
Вид эрозионного разрушения	–Вымывание и смыв грунта засыпки на склонах –Размывы на пересечениях трубопровода с малыми и временными водотоками	Вымывание и смыв грунта засыпки на склонах	– Вымывание и смыв грунта на склонах –Размыв береговых приурезных участков подводных переходов трубопроводов	Размывы в русловой части подводных переходов трубопроводов
Плюсы	Простота и дешевизна, не предполагает использование какого-либо специального оборудования	Долговечность	Повышение прочности грунта	Повышение прочности грунта Не нарушает естественное сложение грунтов.
Недостатки	Требует дополнительных ограждений и ежегодной прочистки.	Система будет функционировать только при наличии внешнего водоотвода	Недостаточно надежны, дороги и трудоемки.	Недостаточно надежны, дороги и трудоемки.

Выбор противозерозионного мероприятия, достаточного для защиты трубопровода от размыва, определяется в зависимости от вида эрозионного разрушения. Также следует учесть такие факторы как наличие техники, строительные материалы, грунтовые и климатические условия, транспортную схему и т.п.

Регулирование стока поверхностных вод возможно с помощью устройства системы поверхностного водоотвода и вертикальной планировки территории. К основным мероприятиям, предотвращающим вымывание грунта засыпки и поверхностный смыв на склоновых участках газопроводов, относятся устройства закрытого или открытого дренажа, объемное или поверхностное закрепление грунта и биологическая рекультивация [1].

В качестве дополнительных средств инженерной защиты от эрозии следует использовать естественные свойства природных систем и их компонентов, усиливающие эффективность основных средств инженерной защиты. Например, повышение дренирующей и водоотводящей роли гидрографической сети путем спрямления и расчистки русел и стариц [3].

Необходимость устройства противозерозионных сооружений определяется способностью грунта противостоять действиям размывающего потока, характеризующейся донной не размывающей скоростью течения воды V_{DN} . При выполнении условия, когда фактическая донная скорость потока ниже донной допускаемой не размывающей скорости размыв не происходит [1].

Степень развития водной эрозии определяется природными и антропогенными факторами. К их числу относятся рельеф, климат, гранулометрический состав, растительный покров. Водная эрозия от стока дождевых и талых вод проявляется на склонах более 10° и даже при уклоне $0,3-0,50$ [4].

В зависимости от вида эрозионного нарушения, рекомендовано в соответствии с классификацией, представленной в Табл. 1 выбирать виды инженерной защиты от эрозии.

Рассмотрев экзогенные процессы на примере магистрального газопровода «Сила Сибири», где процессы эрозии наблюдаются в долинах рек, можем сделать вывод, что инженерная защита от эрозии применена в соответствии с нормативными документами.

На объекте преобладает боковая эрозия, выраженная в разрушении берегов водным потоком, наиболее интенсивно она протекает при подъеме уровня воды в весенние паводки.

На береговых склонах для предотвращения уноса и сползания грунта в траншеи и в теле восстанавливаемых срезов устанавливаются противозерозионные дамбы из наполненных привозным или местным грунтом контейнеров КП-Р-1,8, которые перекрывают поперечное сечение траншеи и тем самым препятствуют выносу нарушенного при строительстве грунта из траншеи. Для той же цели в сечении траншеи ниже верха трубы применяются полимерно-контейнерные балластирующие устройства типа ПКБУ-МК.

Для защиты берегов рек и ручьев от эрозии на площади нарушенного при строительстве естественного растительного покрова предусматривается закрепление поверхности береговых участков водных преград после засыпки траншеи, защищается от размыва укреплением трехмерными георешетками из полимерных материалов с заполнением ячеек щебнем.

Также следует отметить, что для получения данных о геотехническом состоянии магистрального газопровода «Сила Сибири» в период строительства создана система геотехнического мониторинга, состоящая из сети режимных наблюдений за деформациями сооружений и контроля состояния грунтов оснований данных сооружений и площадок в целом. В состав стационарной сети геотехнического мониторинга входят системно расположенные грунтовые реперы, деформационные и грунтовые марки и засечки, наблюдательные термометрические и пьезометрические скважины.

Геотехнический мониторинг на этапе строительства обеспечивает полную информации, позволяет осуществлять комплексную диагностику, своевременно выявлять отклонения от проектной документации, правил и строительных норм, обеспечивает ввод объекта в эксплуатацию в полном соответствии с проектной документацией.

Геотехнический мониторинг на этапе строительства выполняет важную задачу определения соответствия состояния оснований и опорных конструкций проекта до момента сдачи в эксплуатацию и, при необходимости, разработку дополнительных эксплуатационных решений.

Именно в соответствии с этими условиями и определяется комплекс работ, направленных на предотвращение в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов.

Литература

1. Борьба с водной эрозией грунтов на линейной части трубопроводов инструкция РД 51-2.4-007-97, Москва, 1998. – 10–25 с.
2. СНиП 1.02.07.87. Инженерные изыскания для строительства/ Госстрой СССР. - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 104 с.
3. СНиП 2.06.15-85. Строительные нормы и правила инженерная защита территории от затопления и подтопления. – 1986 – 14–18 с.
4. Тема б. Развитие склонов и склоновые отложения. URL:http://www.bsu.ru/content/page/1415/hecadem/turunhaev_av/cl_353/files/mzip_249_5698/index.htm.

КОМПОЗИЦИЯ ГРУНТОВОГО ОСНОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Л. Б. Антропова, М. И. Гильдебрандт, А. В. Грузин

Научный руководитель, доцент А. В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Строительство новых резервуарных парков в экстремальных климатических условиях Крайнего Севера является сложным и дорогостоящим процессом. Как правило, доставка необходимых строительных материалов в данную местность требует много времени и значительных транспортных затрат, поэтому актуальной является задача рационального использования имеющихся местных строительных материалов, что в свою очередь приведёт к сокращению материальных и временных затрат при строительстве. При строительстве резервуарного парка экономически целесообразным является использование резервуаров с объемом 50000 м³, поскольку они позволяют минимизировать удельный расход материалов, накапливать и хранить большие объёмы нефти и нефтепродуктов. В процессе сооружения резервуаров для хранения жидких углеводородов большой вместимости, уплотнение грунтов относится к числу наиболее важных операций технологического процесса устройства их оснований, т.к. во многом бесперебойная эксплуатация резервуара связана с правильно подготовленным песчаным основанием [5, 6]. Тем не менее, иногда возникает ситуация, когда на вновь осваиваемой территории отсутствуют необходимые природные строительные материалы, например, песчаный грунт средней крупности для устройства основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов.



Рис. 1. Компрессионные испытания

Для решения данной проблемы предлагается на базе имеющихся природных дисперсных несвязных грунтов готовить искусственную композицию грунтового основания резервуара. На базе организованной в Омском государственном техническом университете студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» проводятся исследования, направленные на решение задач композиции грунтового основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов и изменения деформационных свойств несвязного дисперсного грунта [1-4, 7]. Согласно разработанному техническому решению, в соответствии с ГОСТ 5180-84 «Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик» и ГОСТ 12248-96 «Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости» определяют деформационную характеристику χ_i каждой выделенной на первом этапе гранулометрической фракции грунта (рис. 1). Затем с помощью полученных характеристик χ_i каждой гранулометрической фракции грунта рассчитывают интегральное значение требуемой деформационной характеристики χ_Σ по формуле:

$$\chi_\Sigma = \sum_{i=1}^n A_i k_i \chi_i,$$

где χ_Σ - суммарная деформационная характеристика грунта; A_i - требуемое содержание i -ой гранулометрической фракции в несвязанном дисперсном грунте, определяется подбором так, что бы $\sum A_i = 1$; k_i - поправочный коэффициент для i -ой гранулометрической фракции грунта, определяется опытным путём; χ_i - деформационная характеристика i -ой гранулометрической фракции грунта.

Таким образом, зная деформационную характеристику каждой фракции, методом подбора определяется доля A_i каждой i -ой гранулометрической фракции в несвязанном дисперсном грунте с заданной деформационной характеристикой (например, величиной $\epsilon_{тр}$ относительной деформации), так, что бы было выполнено условие $\sum A_i = 1$. Для обеспечения необходимых деформационных свойств несвязанного дисперсного грунта при устройстве оснований зданий и сооружений на основе полученных значений содержания A_i гранулометрических фракций в синтезируемом несвязанном дисперсном грунте с помощью смесителей (мешалок) смешивают заданные количества отдельных гранулометрических фракций исходного природного грунта. Очевидно, что данный способ регулирования деформационных свойств дисперсного несвязного грунта может быть использован как в промышленном, так и в гражданском строительстве. При этом стоит отметить то факт, что предлагаемая технология не требует какого-либо специального оборудования.

С целью, отработки предлагаемой технологии композиции грунтового основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов на начальном этапе исследований в лабораторных условиях исходный песчаный грунт был разделен на фракции с помощью лабораторных сит. Далее с каждой из выделенных фракций

были проведены компрессионные испытания с целью изучения их деформационных характеристик. Результаты предварительных исследований начального этапа представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты предварительных исследований

Показатели	Фракции грунта, мм								Итого
	Более 10	10—5	5—2	2—1	1—0,5	0,5—0,25	0,25—0,1	Менее 0,1	
Относительная деформация ε_i	0,102	0,105	0,111	0,112	0,117	0,106	0,108	0,110	
Поправочный коэффициент k_i	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	
Содержание фракции A_i	0,00	0,00	0,01	0,08	0,25	0,39	0,22	0,05	1,00
$A_i \cdot k_i \cdot \varepsilon_i$	0,000	0,000	0,001	0,007	0,023	0,034	0,019	0,004	0,088

Предварительные результаты, полученные в ходе лабораторных исследований, позволяют сделать вывод о перспективности разрабатываемой технологии композиции грунтового основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов (рис. 2).

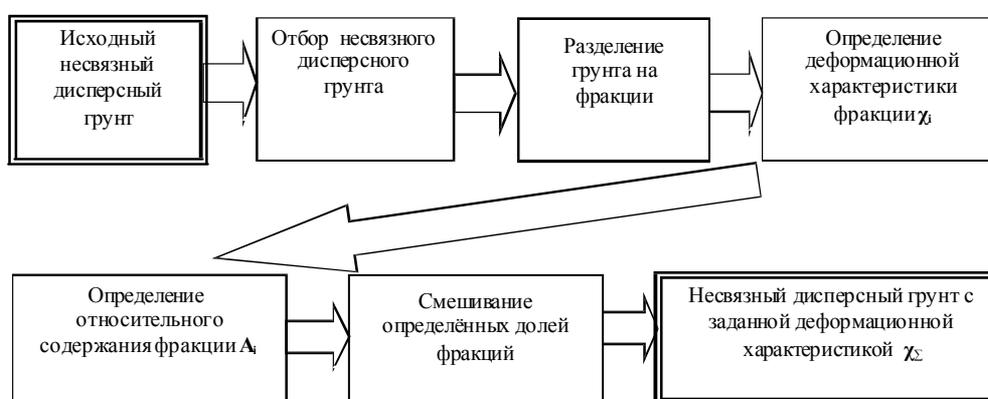


Рис. 2. Последовательность композиции грунтового основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов

Очевидно, что разрабатываемая технология позволит рационально решить проблему комплексного использования местных ресурсов в ходе строительства резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

Литература

1. Антропова Л.Б. Изменение характеристик деформируемости несвязных дисперсных грунтов оснований резервуаров для хранения нефти и продуктов её переработки / Л.Б. Антропова, М.И. Гильдебрандт, А.В. Грузин // Россия молодая: передовые технологии – в промышленность: материалы VI Всерос. науч.-техн. конф., Омск, 10-11 ноя. 2015 г. Омск: изд-во ОмГТУ, 2015. С.94–98.
2. Антропова Л.Б. Техничко-экономические показатели технологии подготовки рационального состава грунтов оснований резервуаров марки РВС / Л.Б. Антропова, А.Д. Русанова, А.В. Грузин // Проблемы геологии и освоения недр: тр. XIX Междунар. науч. симпоз. им. ак. М.А. Усова студ. и молод. уч., Томск, 6–10 апр. 2015 г. Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2015. Т. 2. С.535–537.
3. Грузин А.В. Изменение строительных свойств несвязанных дисперсных грунтов оснований резервуаров для хранения жидких углеводородов / А.В. Грузин, Л.Б. Антропова, А.Д. Русанова // Современные инструментальные системы, информационные технологии и инновации: сб. науч. тр. XII Междунар. науч.-техн. конф., Курск, 19–20 мар. 2015 г. Курск: Юго-Зап. гос. ун-т, 2015. Т. 1. С.357–359.
4. Грузин А.В. Особенности деформации отдельных фракций грунтов оснований нефтегазовых объектов с размером частиц менее 2 мм / А.В. Грузин, А.Д. Сиротин, М.И. Гильдебрандт, Л.Б. Антропова // Молодежь и XXI век - 2015: материалы V Междунар. молодёжн. науч. конф., Курск, 26–27 фев. 2015 г. Курск: Юго-Зап. гос. ун-т, 2015. Т. 2. С.251–254.
5. Грузин А.В. Совершенствование технологии подготовки песчаного основания резервуара для хранения жидких углеводородов / А.В. Грузин, Л.Б. Антропова // Инновации в строительстве глазами молодых специалистов: сб. науч. тр. Междунар. науч.-техн. конф., Курск, 5–6 дек. 2014 г. Курск: Юго-Зап. гос. ун-т, 2014. С.96–99.
6. Коновалова, А. Д. Исследование особенностей деформации песчаного основания резервуара РВС-50000 / А. Д. Коновалова, А. В. Грузин // Материалы IV Междунар. науч.-практ. конф. «Фундаментальные и прикладные исследования в современном мире» (24-25 декабря 2013 г., Россия, г. Санкт-Петербург). С-Пб.: ООО «Стратегия будущего». – 2013. – Т.1. – С.86-90.

7. Сиротин А.Д. Исследование особенностей уплотнения фракций грунтов оснований резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов / А.Д. Сиротин, М.И. Гильдебрандт, А.В. Грузин // Проблемы геологии и освоения недр: тр. XIX Междунар. науч. симпоз. им. ак. М.А. Усова студ. и молод. уч., Томск, 6–10 апр. 2015 г. Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2015. Т. 2. С.551–553.

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОТВОДА С ОДИНОЧНЫМ КОРРОЗИОННЫМ ДЕФЕКТОМ

Р. Н. Ахмедьянов

Научный руководитель, доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Производство подводных труб большого диаметра для работы в высокотемпературных условиях высокого давления, предназначенных для транспорта нефти и газа, растет в связи с возрастающими объемами разведки и переработки ресурсов нефтегазовых месторождений. Первоначальные дефекты в трубопроводах образуются либо в процессе изготовления трубы, либо в процессе сварки, а так же возникают под действием внешней и внутренней коррозионно-агрессивной среды [1]. Основными средствами защиты от внутренней коррозии являются: изоляционные покрытия трубы, применение различных ингибиторов, и контроль гидравлических режимов течения транспортируемой среды. Главной причиной порывов нефтепромысловых трубопроводов Западной Сибири остается внутренняя коррозия [2].

Коррозионные дефекты уменьшают прочностной ресурс трубопровода, что увеличивает вероятность утечек, загрязнения окружающей водной среды и близлежащих береговых зон. Поэтому целостность и безопасность сооружения очень важна как по экономическим, так и по экологическим соображениям, а значит необходима точная оценка возможных аварий и угроз [3]. Периодическая диагностика средствами неразрушающего контроля обеспечивает достаточное количество информации о коррозионных дефектах, которая в свою очередь анализируется для определения остаточной допустимой нагрузки, планирования проведения дальнейшей диагностики, и условий и режимов работы объекта [4].

Из-за наличия радиуса кривизны поведение отводов под нагрузкой от создаваемого внутреннего давления отличается от поведения прямого участка трубопровода из того же материала и той же геометрии, так же различно распределение создаваемых напряжений. В прямом тонкостенном трубопроводе продольные и кольцевые напряжения распределены равномерно, но в отводе с уменьшением радиуса кривизны кольцевые напряжения внутренней дуги увеличиваются, а внешней – уменьшаются. Это условие делает отвод слабым звеном в трубопроводном сооружении [5].

Существует большое количество исследований на тему поведения прямолинейного участка корродирующего трубопровода под стандартными нагрузками, такими как внутреннее давление и изгибающий момент, однако для отводов таких исследований гораздо меньше, а общепринятая методика по оценки трубопровода и вовсе отсутствует. В [6] был вычислен эффект от локального утонения стенки и сопутствующая пластическая деформация отвода с помощью метода конечных трехмерных элементов (МКЭ). Однако это и несколько других аналогичных исследований не учитывали внутреннего давления.

Основной задачей данного исследования является анализ напряженно-деформированного состояния (НДС) отвода с язвенным коррозионным дефектом. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопроводных конструкций, базирующийся на методах сопротивления материалов и строительной механики, не позволяет провести адекватный анализ прочности трубопроводов с требуемой точностью, а в некоторых случаях может дать неверную качественную картину. В настоящее время интенсивное развитие получают численные методы, позволяющие значительно расширить класс и постановку решаемых задач за счет более полного учета реальных свойств используемых материалов. Среди этих методов наибольшее распространение получил метод конечных элементов. К его достоинствам следует отнести и минимум требований к исходной информации, и оптимальную форму результатов. Учет температурного влияния и работы конструкции не вносит в реализацию метода принципиальных затруднений. Анализ конструкций с использованием метода конечных элементов является в настоящее время универсальным инструментом для прочностных и других видов расчетов конструкций [7]. Информация, полученная в результате оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов, позволяет рассмотреть особенности распределения напряжения в зоне дефекта в предаварийной ситуации.

Коррозия ведет к потере материала на больших участках трубы (общая коррозия) или сосредотачивается на отдельных небольших участках (локальная коррозия). Общая коррозия обычно моделируется как общее уменьшение толщины стенки трубы/отвода. Эта статья рассматривает только случай локальной язвенной коррозии. Геометрия локального коррозионного повреждения обычно неравномерна по глубине и поверхности, поэтому в рамках данной задачи принято идеализировать эти нестандартные дефекты до эквивалентной эллипсоидальной формы.

Изменение кольцевого расположение дефекта (внутренняя дуга или внешняя) существенно влияет на остаточную прочность трубопровода. Изменение продольного расположения коррозионного повреждения влияет на показатель в меньшей степени, поэтому для удобства вычислений дефект был расположен на середине длины внутренней дуги отвода с плоскостью симметрии (рис. 1).

Модель так же должна включать в себя два прямых участка трубопровода, так как на них распространяется зона пластической деформации отвода. Путем проб и ошибок, было установлено, что для

правдоподобного моделирования соединения будет достаточно прямолинейного участка трубопровода длиной 6 м.

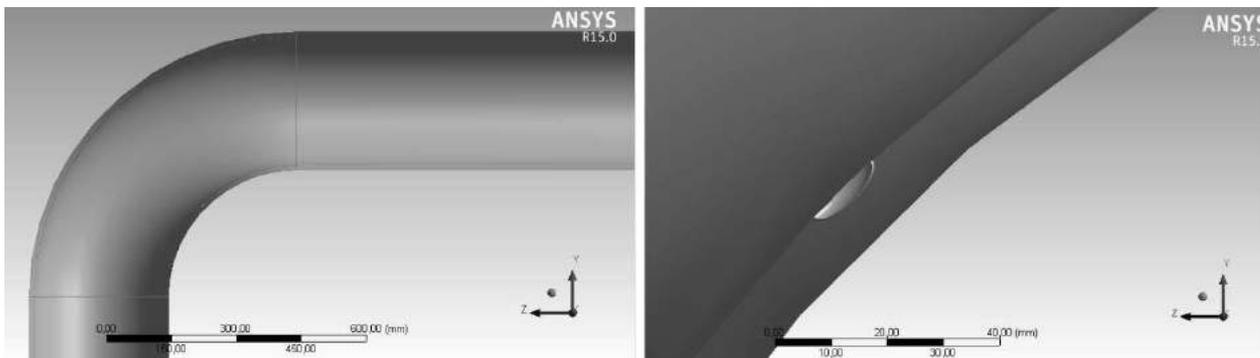


Рис. 1. Геометрия отвода с дефектом

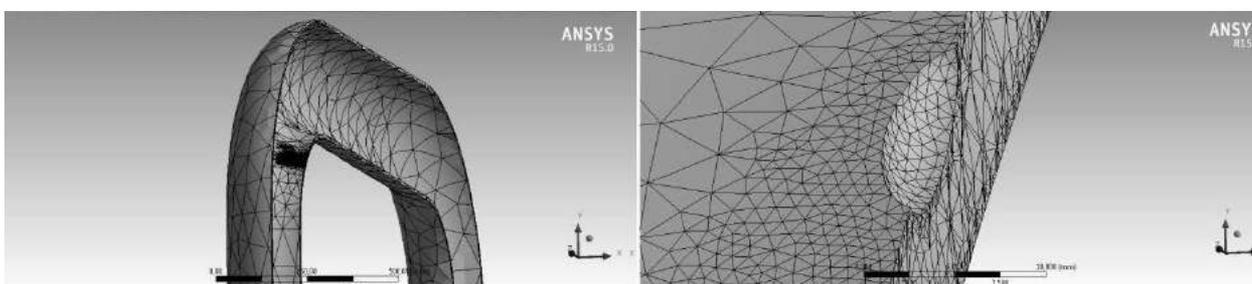


Рис. 2. Сеть конечных элементов

Для анализа использовался программный комплекс Ansys (версия 16.1). Как показано на рис. 2 для более точных расчетов в зоне дефекта была увеличена плотность сетки конечных элементов. Согласно схожим исследованиям, такой тип сетки и подходит для решения описанной задачи.

Для нагружения внутренней части отвода и прямолинейных участков трубопровода использовалось давление. Для разработанной модели был применен анализ методом конечных элементов. В этом анализе значение внутреннего давления увеличивалось пошагово, разрушение произошло, когда эквивалентное напряжение по Мизесу достигло предела прочности. На рис. 3 показаны соответствующие граничные условия: было применено жесткое закрепление на концах участка трубопровода, сварными соединениями было принято пренебречь.



Рис. 3. Жесткое закрепление на концах участка трубопровода

Материал, используемый в этом исследовании, – трубопроводная сталь API 5L, обладает следующими механическими свойствами: E (модуль Юнга) = 200 GPa, ν (коэффициент поперечной деформации) = 0,3, σ_y (предел текучести) = 448 МПа, σ_u (временное сопротивление разрыву) = 531 МПа, ϵ_y (деформация текучести) = 0,005, ϵ_r (деформация разрыва) = 0,2.

Истинный график напряженно-деформированного состояния имеет вид:

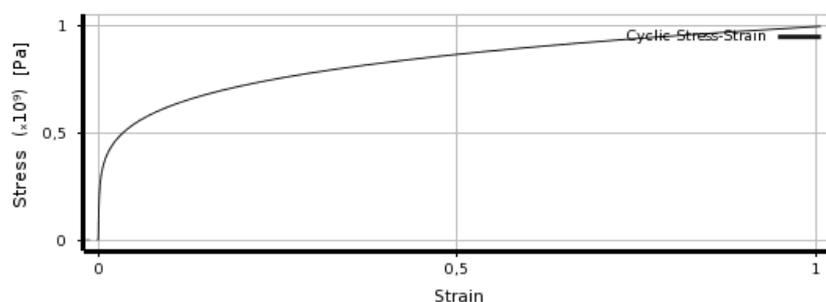


Рис. 4. Кривая напряженно-деформированного состояния исследуемых материалов

Были рассмотрены питтинговые дефекты на внутренней дуге отвода. Когда длина очага коррозии составляет 15 мм, глубина составляет 5 мм, распределения напряжения по Мизесу вокруг очага под различным внутренним давлением показаны на рис. 5 и рис. 6.

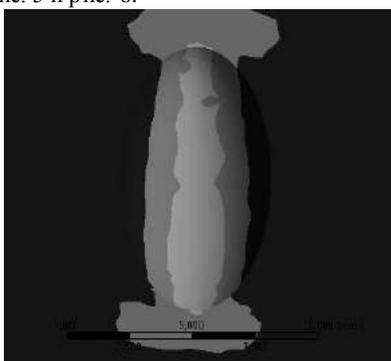


Рис. 5. Распределение эквивалентных напряжений в зоне дефекта при внутреннем давлении 4 МПа

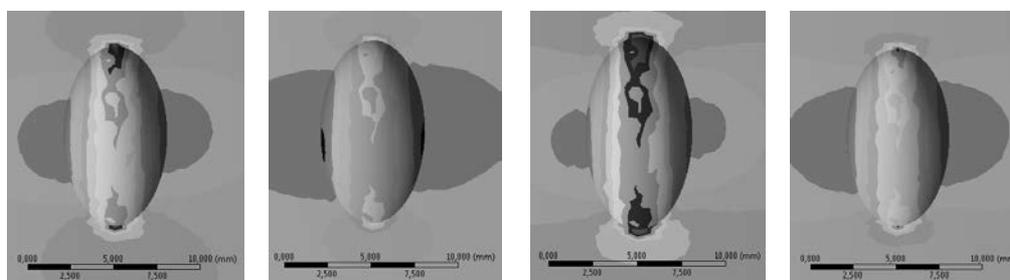


Рис. 6. Распределение эквивалентных напряжений в зоне дефекта при давлении 20 МПа, 24 МПа, 28 МПа, 32 МПа

Зависимость предельного давления от геометрических параметров представлена в таблице 1. Независимо от расположения дефекта, максимальное напряжение возникает в крайних точках образующей эллипсоида, расположенной в осевом направлении. Минимальное значение напряжения – в крайних точках, вдоль поперечного направления. Напряжения по Мизесу и пластическая деформация увеличивается с увеличением внутреннего давления. Предельное давление корродирующего трубопровода уменьшается с уменьшением глубины язвы и увеличивается с увеличением толщины стенки. С увеличением длины язвенного дефекта, предельное давление уменьшается. С увеличением внутреннего давления максимальная пластическая деформация появляется в конце эллипсоида язвы, а затем на дне.

Экспериментального подтверждения результатов для данного исследования не проводилось, однако примененная методика и полученные результаты были косвенно подтверждены путем их сравнения с аналитическим решением, представленным в статье [8]. Геометрия рассматриваемого в данной работе дефекта отличается от случая прямоугольного утонения стенки, предложенного в статье упомянутой ранее, по этому стоит заметить, что сравнение результатов анализа методом конечных элементов с описанными упрощенными моделями не может рассматриваться как надежное подтверждение, что не делает их менее интересными и информативными.

Таблица 1

Зависимость предельного давления от геометрических параметров

толщина стенки	длина дефекта	глубина дефекта	предельное давление
0,1	15	3	18,28707
0,1	15	4	15,10801
0,1	15	5	13,06219
0,1	17	5	12,04726

Как известно из мембранной теории, в прямолинейной трубе под давлением, кольцевые напряжения в два раза больше продольных, поэтому, при достижении ими величины σ_f происходит разрушение. Давление можно рассчитать из формулы:

$$\sigma_f = \frac{P_f(D-t)}{2t},$$

где σ_f – кольцевые напряжения, P_f – предельное давление, D – наружный диаметр трубопровода, t – толщина стенки трубопровода.

$$P_f = \frac{2\sigma_f t}{D-t}.$$

Для отображения влияния дефекта на толщину стенки и расчетное давление, ее умножают на выражение $(1-d/t)/(1-d/tQ)$. Аналогично этой методике, было выведено следующее уравнение для отвода:

$$P_f = \frac{2t_u}{D-t} \cdot \frac{2R + 2r \sin\theta}{2R + r \sin\theta} \cdot \frac{(1-d/t)}{(1-d/tQ)}$$

Полученные с помощью данной формулы результаты занесены в таблицу 2.

Для определения погрешность метода МКЭ сопоставим соответствующие результаты вычислений:

$$\Delta = \frac{P_{fa} - P_{fМКЭ}}{P_{fa}} \times 100\%.$$

Относительная погрешность МКЭ от аналитического решения составила 3,98 %

Таблица 2

Аналитическая зависимость предельного давления от геометрических параметров

толщина стенки	длина дефекта	глубина дефекта	предельное давление
0,1	15	3	19,04583
0,1	15	4	16,06219
0,1	15	5	14,03542
0,1	17	5	21,02156

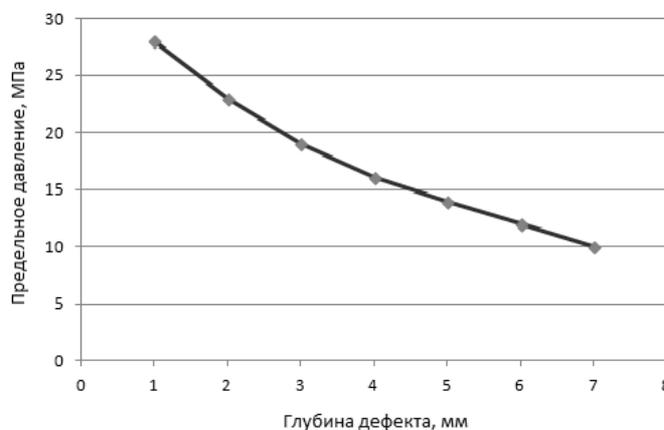


Рис. 7. Зависимость предельного давления от глубины дефекта

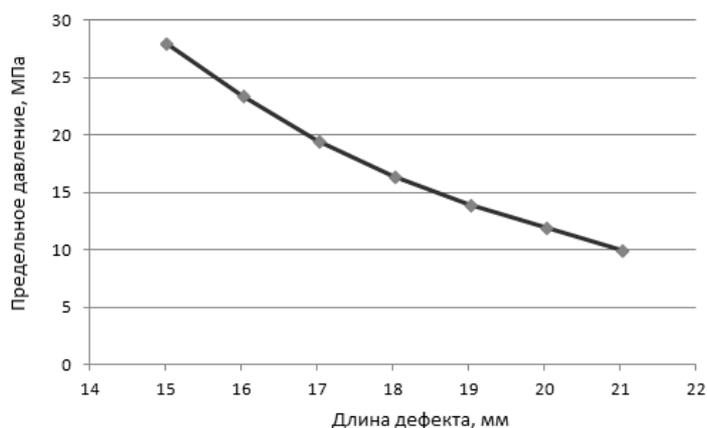


Рис. 8. Зависимость предельного давления от длины дефекта

Основной задачей данного исследования являлся анализ напряженно-деформированного состояния отвода с язвенным коррозионным дефектом. Информация, полученная в результате оценки НДС трубопроводов, позволяет рассмотреть особенности распределения напряжения в зоне дефекта в предаварийной ситуации. Было установлено, что глубина и длина дефекта являются наиболее важными и опасными параметрами, в то время как его ширина и радиус кривизны отвода влияют на величину предельного давления в меньшей степени. Также важно угловое расположение дефекта – наиболее опасные из них располагаются вблизи внутренней дуги отвода. Был опробован аналитический подход к решению проблемы. Для учета особенностей геометрии отвода использовалось уравнение, представленное в статье [1]. Средняя относительная погрешность между новым методом и результатами анализа МКЭ составила 3,98 %.

Литература

1. Guo W, Dong H, Lu M, Zhao X. The coupled effects of thickness and delamination on cracking resistance of X70 pipeline steel. *Int J Press Vessels Pip* 2002;79:403–12.
2. Fan YF, Hu ZQ, Zhou J. Study on mechanical property of corroded pipeline: pipelines. ASCE; 2007. p. 1–9.
3. Adb-Ramezani H, Jeong J, Pluvinage G. Structural integrity evaluation of X52 gas pipes subjected to external corrosion defects using the SINTAP procedure. *Int J Press Vessels Pip* 2006;83:420–32.
4. Alami J, Oliveros J, Garcia-Vargas J. Probabilistic modelling of a corroded pressurized pipeline at inspection time. *Struct Infrastruct Eng* 2009;5: 91–104.
5. Li Z, Yinpei W, Jin C, Cengdian L. Evaluation of local thinned pressurized elbows. *Int J Press Vessels Pip* 2001;78:697–703.
6. Oh C-S, Kim Y-J, Park C-Y. Plastic loads of elbows with local wall thinning under in-plane bending. *Int J Fract* 2007;145:63–79.
7. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах [Текст]. – М.: Компьютер Пресс, 2002. – 224 с.
8. Mohsen Khalaj Khalajestania, Mohammad Reza Bahaaria, Alireza Salehib, Siamak Shahbazic, Predicting the limit pressure capacity of pipe elbows containing single defects. *Applied Ocean Research* 53 (2015) 15–22

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА, ПРОЛОЖЕННОГО В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛОМ ГРУНТЕ, В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS

Я.С. Бадина

Научный руководитель доцент А.В. Шадрина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение безопасной и надежной работы трубопроводного транспорта углеводородов является главной задачей, которая позволит сократить риск возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций. Решение этой задачи улучшит экологическую обстановку, снизит невозвратимые утечки углеводородов, предотвратит разрушение трубопроводной системы и обеспечит ее оптимальное функционирование.

Актуальностью данной работы является то, что для подземных трубопроводов грунт представляет собой одновременно нагрузку и среду, в которой развиваются деформации сооружения. В качестве грунта рассматривается многолетнемерзлый грунт, обладающий нулевой либо отрицательной температурой и в своем составе содержащий видимые ледяные включения.

Взаимодействие теплого трубопровода с многолетнемерзлым грунтом приводит к значительным деформациям трубопроводов и появлению напряженных участков.

В настоящее время большое развитие получают численные методы, позволяющие значительно расширить класс и постановку решаемых задач за счет более полного учета реальных условий нагружения и свойств используемых материалов. Наибольшее распространение получил метод конечных элементов (МКЭ) [1].

Универсальным расчетным комплексом, предназначенным для моно - и междисциплинарных расчетов является ANSYS [2].

В качестве исходных данных напряженно-деформированного состояния трубопровода в работе было использовано типичное проектное решение, основанное на технических требованиях СНиП 2.05.06-85*.

Объектом исследования является участок трубопровода, изготовленный из стали 08ГБЮ, наружным диаметром 720 мм, рабочим давлением 5,5 МПа и длиной 12 м. Толщина стенки трубопровода рассчитывается в соответствии со СНиП 2.05.06-85* и принимается равной 11 мм. Температура стенки трубопровода равняется 8 °С, а температура среды (мерзлого грунта) -10 °С [3].

Таблица 1

Общие характеристики и параметры трубопровода

Диаметр трубопровода (наружный), мм	Толщина стенки трубы, мм	Длина участка трубы, мм	Трубопровод изготовлен из стали	Рабочее давление, МПа	Температура стенки трубопровода, °С	Температура среды (мерзлого грунта), °С
720	11	12000	08ГБЮ	5,5	8	10

В ходе работы был смоделирован участок трубопровода, проложенный в многолетнемерзлом грунте. После расчета всех геометрических параметров исследуемого участка трубопровода, необходимо задать нагрузки, действующими как со стороны грунта, так и со стороны транспортируемого продукта, изоляционного покрытия и металла трубы, а также давлением, действующим на внутреннюю поверхность стенки [4].

Все расчеты проведены согласно исходным данным, а также рекомендациям по проверке прочности и устойчивости магистральных трубопроводов.

На модель автоматически нанесена сетка узлов, проведен расчет эквивалентных напряжений по Мизесу и суммарных деформаций.

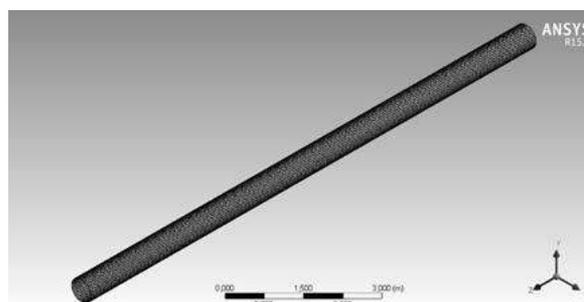


Рис. 1. Модель трубопровода с нанесенной сеткой узлов

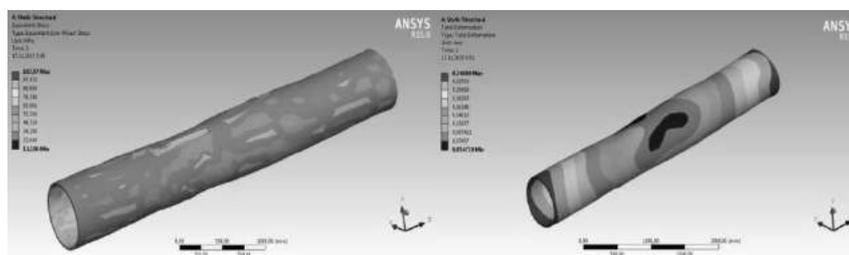


Рис. 2. Эквивалентные напряжения по Мизесу и суммарные деформации

Возникновение кольцевых и продольных напряжений также является важным аспектом при эксплуатации трубопроводов, они являются опасными с точки зрения увеличения коррозионного растрескивания. Кольцевые напряжения возникают в стенках труб от воздействия внутреннего давления примерно в 1,5 - 2 раза ниже предела текучести и нормального сопротивления при работе металла труб на разрыв. Для определения значения их величины учитывается рабочее давление среды, наружный диаметр и толщина стенки [5].

Таблица 2

Результаты расчета эквивалентных напряжений по Мизесу и суммарных деформаций

Эквивалентные напряжения по Мизесу, МПа	Суммарные деформации, мм
107,97	0,24
97,425	0,22
86,886	0,2
76,346	0,18
65,886	0,16
55,266	0,14
44,726	0,11
34,286	0,097
23,645	0,07
13,106	0,05

$$\sigma_{\text{кн}} = P(D_n - 2\delta)2\delta = 9 \cdot 10^6 \cdot (720 - 2 \cdot 11)2 \cdot 11 = 207,8 \text{ МПа}$$

Определение же продольных напряжений для общего случая:

$$\sigma_{\text{пр}} = 0,5 \sigma_{\text{кн}} = 0,5 \cdot 207,8 = 103,9 \text{ МПа}$$

Максимальное значение эквивалентных напряжений по Мизесу 107,97 МПа, по справочным данным, для стали 08ГБЮ временное сопротивление разрыву (предел прочности) 350 МПа. Следовательно, участок трубопровода с дефектом выдержит нагрузку с коэффициентом запаса прочности 3,4 [6].

Максимальное значение суммарных деформаций 0,25 мм. Наименьшие значения деформации расположены в центре участка трубы и постепенно увеличиваются, приближаясь к концам модели.

Взаимодействие положительной температуры стенки трубы и отрицательной температуры фреда, в которой проложен трубопровод приводит к ее дополнительной деформации и увеличивает напряжение [7].

Оценка напряженно-деформированного состояния и определение наиболее нагруженных участков трубопровода является главным аспектом для безопасной и безаварийной работы трубопроводной системы.

Литература

1. Рудаченко А.В., Саруев А.Л. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов. - Издательство ТПУ, 2011. - 136 с.
2. Oleg V., Vladimir P. Ela Elastoplastic stress-strain analysis of buried steel pipelines subjected to fault displacements with account for service loads. URL: https://www.researchgate.net/publication/236621900_Elastoplastic_stress-strain_analysis. Дата обращения: 12.12.2015.
3. СНиП 2.05.06-85* - «Магистральные трубопроводы».
4. Oleg V., Vladimir P. Analytical model versus numerical model in stress-strain analysis of buried steel pipelines subjected to fault displacements. URL: https://www.researchgate.net/publication/236621903_Analytical_model_versus_numerical_model. Дата обращения 10.12.2015
5. Быков Л.И., Мустафин Ф.М. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. – М.: Недра, 2006. - 824 с.
6. Инженерная геокриология/ под ред. Е.Д. Ершова. – М.: Недра, 1991. – 438 с.
7. Nimish Kurien Thomas, Saj P. Steve Mathews. Stress analysis of underground GRP pipe subjected to internal and external loading conditions. URL: http://www.ripublication.com/ijame-spl/ijamev4n4spl_10.pdf. Дата обращения: 17.12.2015.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ

А. Т. Баишев

Научный руководитель, доцент В. Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Компьютерное моделирование позволяет при помощи расчётных методов, таких как, метод конечных элементов, метод конечных разностей, метод конечных объёмов, оценить, как поведёт себя объект-здание, газовая скважина, насыпь дороги, опора трубопровода и др. в реальных условиях эксплуатации. Моделирование

помогает убедиться в эффективности и надежности принятых проектных решений с минимальными временными и материальными затратами.

Для компьютерного моделирования искусственного замораживания грунтов используется специализированное программное обеспечение – Frost 3D Universal, где с помощью численных методов осуществляется решение уравнения теплопроводности с граничными условиями [2]:

$$C_{eff}(T) \frac{\partial T}{\partial t} - \nabla(k(T)\nabla T) + C_w u \nabla T = Q,$$

$$n \cdot (k(T)\nabla T) = h(T_{inf} - T) + \varepsilon \sigma (T_{amb}^4 - T^4) + q$$

где: T – температура;

t – время;

$k(T)$ – зависимость теплопроводности от температуры;

C_w – объемная теплоемкость воды;

u – скорость фильтрации;

Q – источники и стоки тепла;

h – коэффициент теплообмена;

T_{inf} – температура внешней среды;

T_{amb} – температура источника теплового излучения;

ε – степень черноты поверхности грунта;

σ – постоянная Стефана-Больцмана;

q – тепловой поток (например, с испарителя охлаждающего устройства)

Эффективная теплоемкость и теплопроводность грунта могут задаваться в виде зависимостей от температуры (см. рис. 1, 2) либо вычисляться по соответствующим уравнениям.

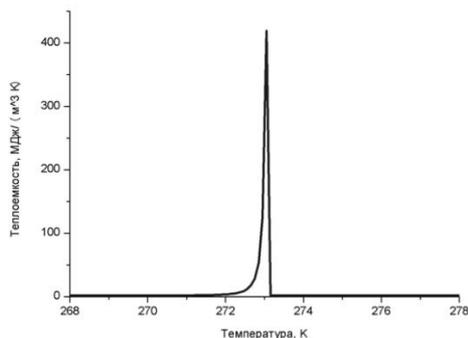


Рис. 1. Зависимость теплоёмкости от температуры

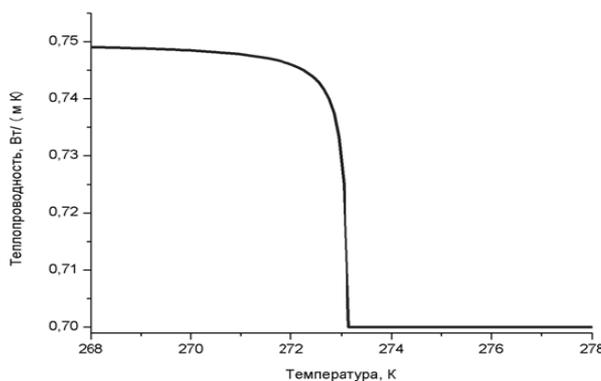


Рис. 2. Зависимость теплопроводности от температуры

Наиболее широкое распространение для вычисления эффективной теплоемкости и теплопроводности получили уравнения вида:

$$C_{eff}(T) = C_{th} + (C_f - C_{th})w(T) - \theta_s P_{ice} L \frac{\partial w(T)}{\partial T},$$

$$k(T) = k_{th} + (k_f - k_{th})w(T)$$

где: k_{th} и k_f – теплопроводность талого и мерзлого грунта;

θ_s – объёмное влагосодержание грунта;

$w(T)$ – зависимость льдистости от температуры;

При проектировании объекта для трехмерной области анализируется решение уравнения теплопроводности с граничными условиями. В данную область как правило входят теплоизоляционные слои, геолого-литологические слои грунта, устройства для охлаждения грунта и другие элементы (см. рис.3).

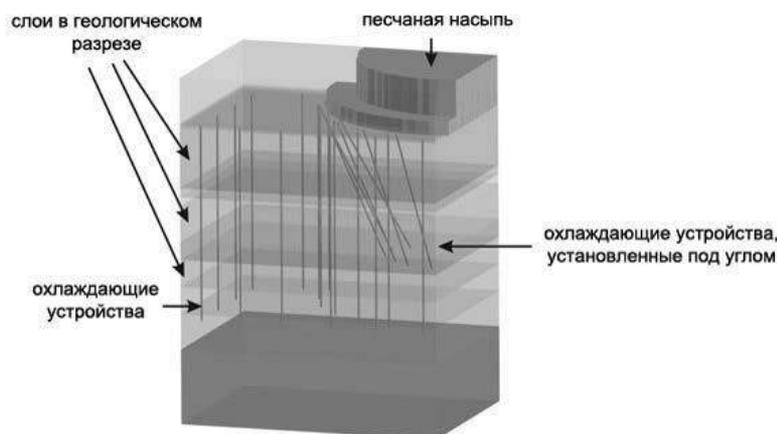


Рис. 3. Область моделирования участка для искусственного замораживания грунта

Первую верхнюю границу зоны моделирования принимают как поверхность земли. Нижняя граница находится на большой глубине, чтобы снизить её воздействие на тепловые процессы в нужной проектировщику области.

На первой границе зоны моделирования задаются условия теплообмена с окружающей средой, которые обуславливаются коэффициентом теплообмена и температурой воздуха. В присутствии источников теплового излучения, задается степень черноты поверхности грунта и температур источника излучения. В следствии задания изменения во времени теплопроводности и толщины снегового покрова, проводится учет влияния снежного покрова на теплообмен поверхности грунта.

Согласно полученным термометрическим данным, в нижней зоне моделирования принимается температура грунта. На боковой поверхности зоне моделирования, задается нулевой тепловой поток. При этом боковые границы участка моделирования располагают достаточно далеко от интересующего участка, чтобы не было влияния на расчет тепловых процессов. [1]

Исходя из численного решения уравнения теплопроводности, в моделируемой области для различных моментов времени получается трехмерное распределение температур. В результате данное тепловое поле используется для изменения их механических свойств и анализа тепловых режимов грунтов. В следствии, этого анализа проводятся решения по обеспечению несущей способности грунтов.

Литература

1. Павлов В.В. Прогноз температурного режима грунтов в основании опор трубопровода надземной прокладки для обеспечения надежной эксплуатации трубопроводной системы // Нефть и газ. 2014. № 2. С. 73.
2. Программный комплекс для теплотехнических расчетов FROST 3D UNIVERSAL [Электронный ресурс]. URL: <http://www.simmakers.ru/frost-3d>. 2014.
3. Сивцева А.С. Исследование напряженно- деформированного состояния подземных трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов с использованием программного комплекса Spire // Трубопроводный транспорт теория и практика. 2007. № 4(10). С. 32–35.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

И. Э. Баскаков

Научный руководитель, доцент М. С. Салтымаков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время существует проблема обеспечения надежности эксплуатации и безаварийности работы систем хранения и распределения углеводородных топлив различного назначения. Электрфикация нефти при ее движении в трубопроводах является причиной попадания зарядов статического электричества в резервуары и хранилища нефти и нефтепродуктов. Это способствует возникновению искрового заряда в

парогазовой атмосфере хранилища и, в конечном счете, может привести к тяжелейшей аварии. Отсюда вытекает, важность прогнозирования, возникновения опасных ситуации в резервуарах-хранилищах и обеспечения нужного уровня безопасности.

Возникновение статического электричества может привести к накоплению очень большого заряда и в конце концов к разряду в виде искры, что в пожароопасной и тем более во взрывоопасной среде может быть причиной пожара (взрыва), так как для воспламенения взрывоопасной смеси паров ЛВЖ с воздухом достаточно разности потенциалов электростатического заряда в 300-500 В.

Статическое электричество на нефтебазах и объектах магистральных трубопроводов образуется при следующих процессах:

- При перекачке нефти и нефтепродуктов.
- При протекании нефтей и нефтепродуктов через фильтры.
- При ударе струи жидкости о дно и стенки резервуара.
- При движении любых плоских ремней по шкивам.
- При движении лент транспортеров.
- При движении пыли в воздухе.
- При пропаривании железнодорожных вагонов-цистерн после слива нефтепродуктов.

На сегодняшний день в России и странах СНГ находится в эксплуатации порядка 100 тысяч вертикальных и горизонтальных цилиндрических резервуаров емкостью от 100 до 50 000 м³ для хранения нефти, нефтепродуктов и агрессивных химических веществ. Практически каждый из них представляет собой объект повышенной опасности для персонала предприятий и окружающей среды. Именно резервуары хранения нефтепродуктов характеризуются наибольшим уровнем аварийности и пожароопасности. При оценке масштабов возможных техногенных опасностей на нефтебазах и нефтехранилищах были выделены основные сценарии развития аварий: – наиболее опасные – взрыв наземного резервуара с нефтью с последующим воспламенением, пожаром и полным разрушением резервуара; – наиболее вероятные – частичное разрушение насосного агрегата; локальные утечки из технологического оборудования, трубопроводов. При развитии аварий по этим сценариям, возможно воспламенение нефти (нефтепродукта) и пожар пролива. Основными поражающими факторами перечисленных аварий являются тепловое излучение, воздействие ударной волны, попадание в открытое пламя, поражение осколками. При авариях с наиболее тяжелыми последствиями зоны поражения (разрушения) могут достигать нескольких сот метров; размер опасных зон при возникновении пожара разлива будет ограничен несколькими десятками метров от края пролива. В случае реализации рассматриваемых аварийных ситуаций возможно разрушение смежного по промплощадке оборудования. Это обстоятельство способствует увеличению площади зоны поражения. Значительная часть аварий возникает из-за влияния статического электричества. При перекачке нефтепродуктов по трубопроводам через насосы и фильтры в жидкости образуются электрические заряды. Заполнение резервуаров, танкеров, железнодорожных цистерн и заправка самолетов сопровождаются накоплением в емкостях электрических зарядов, которые создают в газовом пространстве резервуаров электрические поля высокого напряжения. Уровень напряженности электрического поля часто оказывается достаточным для возникновения электрического разряда. В процессе эксплуатации в газовом пространстве резервуаров образуются взрывоопасные концентрации паров нефтепродуктов с воздухом. Как показывает опыт эксплуатации нефтебазы, танкеров, систем заправки самолетов, в ряде случаев величина электризации нефти настолько велика, что с поверхности жидкости на корпус (крышу) заземленного металлического резервуара могут происходить электрические искровые разряды с энергией, достаточной для воспламенения паровоздушной среды над поверхностью нефти с последующим взрывом и пожаром в резервуаре. Таким образом, статическое электричество представляет большую опасность при хранении нефтепродуктов на нефтебазах, работе нефтеперерабатывающих заводов, при наливке танкеров, заправке топливных баков самолетов и т. д. Пожарную опасность ЛВЖ характеризуют: концентрационные пределы воспламенения (нижний и верхний), минимальное взрывоопасное содержание кислорода, минимальная энергия зажигания. Причиной взрывов паров нефтепродуктов, как правило, является сочетание таких факторов, как напряженность электрического поля, достаточная для возникновения искры, температура, концентрация и давление паров. Можно сказать, что температура вспышки при наличии провоцирующего источника – это значение, которое связывает давление и концентрацию насыщенных паров нефтепродуктов, находящихся в пределах НКПР и ВКПР. Нижний (верхний) концентрационный предел распространения пламени – минимальное (максимальное) содержание горючего вещества в однородной смеси с окислительной средой, при котором возможно распространение пламени. Например, температура вспышки для керосина от +40 С⁰ и выше. Пары керосинов различных марок могут быть взрывоопасны при температурах выше +50 С⁰, и концентрационные пределы взрываемости – в пределах 1,4–7,5 % от объема. Пары дизельного топлива опасны только при температурах выше +55 С⁰, температура вспышки для бензина –40 С⁰, и концентрационные пределы взрываемости – в пределах 2–6 % от объема. Таким образом, можно сделать общие заключения по фактам эмиссии паров приведенных углеводородов: бензины обладают высокой эмиссией паров, которые опасны при любых температурах, но концентрация их всегда выше верхнего концентрационного предела взрывоопасности. Керосин и дизтопливо обладают низкой эмиссионной способностью, и их пары практически безопасны при температурах окружающей среды, т. е. концентрация их всегда ниже нижнего концентрационного предела. Поскольку электризация нефтепродуктов возможна и при заземленных хранилищах вследствие образования на стенках резервуаров изолирующих пленок, то для предотвращения взрывоопасного состояния необходимо постоянно следить за температурой среды, напряженностью электростатического поля и концентрацией паров. Оснащение емкости датчиками температуры, электростатического поля и газоанализаторами позволяет контролировать внутреннюю среду резервуаров

хранения нефтепродуктов и прогнозировать развитие неблагоприятных ситуаций, приводящих к взрывам и пожарам. Вышеуказанные первичные датчики в совокупности с базами данных опасности паров нефтепродуктов, системой обработки и накопления информации составляют единый автоматизированный комплекс контроля и предупреждения пожароопасных ситуаций. Данные с приборов передаются по сети на компьютер и затем обрабатываются модулем оценки взрывопожароопасности. При этом экспертная система учитывает возможность проведения различных работ с данным хранилищем нефтепродуктов. Так, если в резервуаре хранится бензин, в пространстве концентрация паров выше НКПР и напряжение электростатического поля достаточное для пробоя, то необходимо проведение мероприятий по снижению электростатического поля, или при различных работах возможно попадание атмосферного воздуха может снизить концентрацию до НКПР и тем самым спровоцировать взрыв. Таким образом, предлагаемая система не только контролирует параметры хранилища нефтепродуктов, но и дает прогноз будущих событий, предупреждая их неблагоприятное развитие.

Литература

1. Бобровский С. А., Яковлев Е. И. Защита от статического электричества в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 160 с.
2. Глебов В.С., Тазеев Г.С. Пожарная безопасность нефтебаз и объектов магистральных трубопровода. – М.: Недра, 1972. – 192с.
3. Максимов Б. К., Обух А. А., Тихонов А. В. Электростатическая безопасность при заполнении резервуаров нефтепродуктами. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 160с.
4. Попов Б.Г., Вережкин В.Н., Бондарь В.А., Горшков В.И. Статическое электричество в химической промышленности. Под ред. Б.И. Сажина. – Л.: Химия, 1977. – 164с.
5. Таубкин С. И. Пожар и взрыв: особенности их экспертизы. – М.: Изд. ВНИИПО, 1999. – 600 с.
6. Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности / под ред. И. В. Рябова. – М.: Химия, 1970. – 336 с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ НА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОЕ ДАВЛЕНИЕ В ТРУБОПРОВОДЕ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

А. Г. Букреева

Научный руководитель, доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С быстрым развитием экономики потребляемое количество нефти и газа увеличиваются для всех стран. Трубопроводы были широко задействованы как основной способ транспорта нефти и газа. Целью номер один при эксплуатации трубопроводов является обеспечение бесперебойной работы и предотвращение отказов трубопровода. Случаи утечки нефти и газа не только являются причиной большого количества несчастных случаев, но также приводят к экономическим потерям и загрязнению окружающей среды. Коррозия – одна из основных причин разрушения для подземных трубопроводов. Под действием почвы и среды высокого давления, очаги коррозии появляются и на внутренних и на внешних стенках трубопровода. При углублении этих очагов или развитии трещин, может произойти разрыв трубопровода.

Рассматриваемый вопрос уже был частично освещен в статьях [1, 2, 3] зарубежных авторов, в которых рассматривается влияние коррозионных дефектов и трещин на срок службы и параметры эксплуатации трубопровода. В приведенных статьях выводы о влиянии дефектов на трубопровод, сделаны на основании моделирования трубопровода с применением метода конечных элементов.

В статье [1] было исследовано изменение максимально допустимого давления на трубопроводе с одним или несколькими очагами коррозии. Также рассмотрено влияние внутреннего давления, длины, глубины и расположения очагов коррозии на максимально допустимое давление в трубопроводе. Результаты показывают, что независимо от расположения очага, вдоль оси трубопровода или в кольцевом направлении, максимальное напряжение появляется на дне очага коррозии расположенного вдоль направления оси трубопровода, и минимальное напряжение появляется на конце в кольцевых очагах. Напряжение Фон Мизеса и пластическая деформация увеличиваются с ростом давления внутри трубопровода. Допустимое давление в корродирующем трубопроводе уменьшается с увеличением глубины очага коррозии, но увеличивается с увеличением толщины стенок трубопровода. С увеличением длины очага коррозии, допустимое давление корродирующего трубопровода с осевыми очагами коррозии уменьшается, в то время как для кольцевого очага коррозии – увеличивается. Трубопровод с множественным повреждением более подвержен разрушению. С увеличением внутреннего давления максимальная пластическая деформация проявляется в одном конце эллипсоидального коррозионного очага, а затем на дне. Предельное давление постепенно уменьшается с увеличением площади занимаемой очагами.

В источнике [2] применяют метод конечных элементов и метод граничных элементов к анализу влияния коррозии труб на срок службы при усталостных нагрузках и виду разрушения. Результаты проведенного неразрушающего контроля и исследований с помощью программного обеспечения показывают, что нефтепроводы с трещинами с однородной коррозией имеют большее напряжение, главным образом внутреннее давление, в продольном направлении, чем в кольцевом направлении. В результате, максимальное количество циклов нагружения кольцевой трещины больше, чем для продольной. Рост трещины на нефтепроводе, не подверженного коррозии, может быть проигнорирован, поскольку расчетное количество циклов нагружения до

отказа чрезвычайно высоко. Однако, когда есть коррозия на нефтепроводе, количество циклов нагружения до отказа стремительно снижается, показывая, что коррозия может легко привести к отказу вследствие износа на металлическом нефтепроводе.

В статье [3] внимание сосредотачивается на развитии модели конечного элемента, которая отображает явление коррозии, и ее влияние на разрыв структуры трубопровода. Выбранный материал структуры характеризуется экспериментально, чтобы определить предел прочности и предел текучести металла. Поэтому, числовая модель была построена на базе ANSYS, чтобы моделировать различные нагрузки и получать концентрации напряжений в местах, где напряжение может превысить предел прочности под влиянием коррозии, и определить напряжение Фон Мизеса. Модель коррозии и остаточные напряжения использовались вместе с вероятностной моделью, чтобы найти функцию предельного состояния. Таким образом, вероятность отказа и показатель надежности конструкции под влиянием явления ямочной коррозии вычислены и представлены в тексте статьи. Были изучены факторы чувствительности предложенной модели, где было выявлено, что определяющими параметрами являются рабочее давление и предел прочности металла.

В перечисленных статьях исследователи в результате моделирования вывели ряд закономерностей. Выявлено, что дефекты, расположенные вдоль направления оси трубопровода более опасны, чем дефекты расположенные в кольцевом направлении. Максимальное напряжение в таких дефектах концентрируется в разных областях. Для дефекта любого расположения максимум напряжения появляется на дне очага коррозии, и минимальное напряжение появляется на конце. Также выявлена значимая чувствительность моделей к изменению рабочего давления и к свойствам материала трубы.

В этой статье было рассмотрено влияние дефектов нескольких видов на криволинейном участке трубопровода(отводе).

В этой статье рассматривают эллипсоидальные очаги коррозии. Была установлена модель конечного элемента 1/3. Как показано на рис. 1, элементы с 3 углами используются, чтобы смоделировать трубопровод. Диаметр трубопровода составляет 1220 мм, толщина стенок трубопровода составляет 15 мм. Чтобы устранить эффект края, длина трубопровода – 3 раза диаметр.

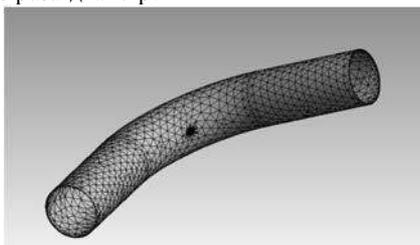


Рис. 1. Модель одного очага коррозии из конечных элементов

Линейная изотропическая упругая модель нагружения рассмотрена в модели пластичности стального материала трубопровода. Числовые результаты получены для стального трубопровода Х65. Предел текучести составляет 4485 МПа, предел прочности составляет 531 МПа, модуль Юнга составляет 206 ГПа, отношение Пуассона 0,3, плотность – 7800 кг/м³. В этой статье рассматривают осевые и кольцевые очаги коррозии. Внутреннее давление было приложено к внутренней стене трубопровода.

Согласно фактическому условию, два типа (осевой очаг коррозии и кольцевой очаг коррозии) очага коррозии были рассмотрены в этой статье.

Когда длина очага коррозии составляет 15 мм, глубина составляет 5 мм, распределения напряжения фон Мизеса вокруг очага под различным внутренним давлением показаны на рис. 2. Независимо от того осевой очаг коррозии или кольцевой, максимальное напряжение появляется на дне очага коррозии вдоль направления оси трубопровода. Минимальное напряжение появляется на концах вдоль кольцевого направления трубопровода. Напряжение Фон Мизеса увеличивается с увеличением внутреннего давления. Когда напряжение больше, чем предел текучести, напряжение целого трубопровода быстро увеличивается. Тогда взрыв трубопровода происходит, когда внутреннее давление больше, чем предельное давление.



Рис. 2. Распределения напряжения фон Мизеса вокруг очагов различных направлений

Распределение пластической деформации вокруг очага под различными давлениями показывают на рис. 3 и рис. 4. Под тем же самым давлением пластическая деформация с барным типом появляется на трубопроводе с осевым очагом коррозии. Пластическая область увеличивается с увеличением внутреннего давления. Максимальная пластическая деформация появляется на дне очага коррозии.

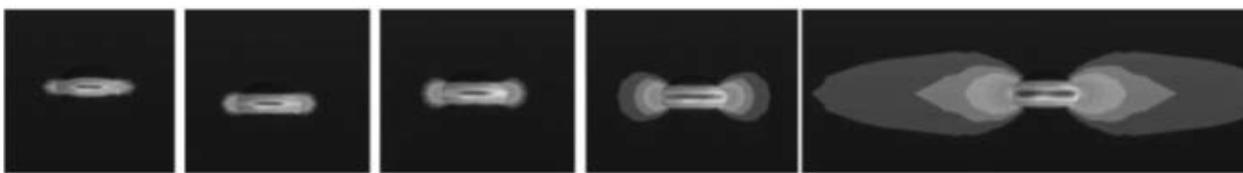


Рис. 3. Распределение пластической деформации вокруг осевого очага под различными давлениями [1]

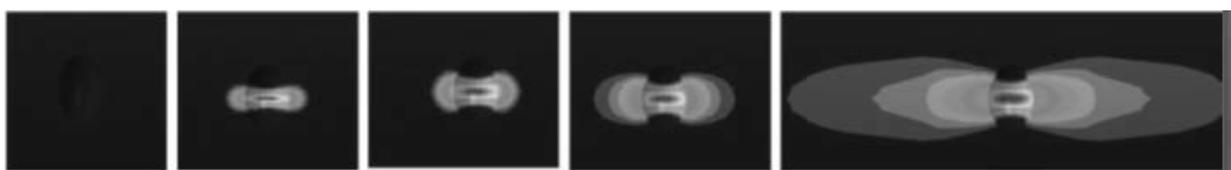


Рис. 4. Распределение пластической деформации вокруг кольцевого очага под различными давлениями [1]

Предельное давление осевого очага коррозии меньше, чем кольцевого очага коррозии. Это означает, что трубопровод с осевым очагом коррозии подвержен разрушению под теми же самыми объемными дефектами. Когда длина составляет 15 мм, различие между двумя предельными давлениями составляет 5,6 мПа. Когда длина трубопровода составляет 19 мм, различие составляет 8,9 мПа. Поэтому, толщина стенок, длина и глубина очага коррозии имеют большой эффект на предельное давление корродирующего трубопровода [1].

Когда длина очага коррозии составляет 15 мм, рис. 5 показывает предельные давления корродирующего трубопровода при различных глубинах очага. Предельное давление корродирующего трубопровода уменьшается с увеличением глубины очага коррозии с нелинейной зависимостью. Когда глубина очага коррозии меньше, разница предельных давлений между осевым очагом коррозии и кольцевым очагом коррозии больше. Но этот эффект уменьшается с увеличением глубины очага коррозии. Когда глубина очага составляет 7,5 мм, очаг коррозии имеет полукруглую форму. Так, предельные давления двух корродирующих трубопроводов равны.

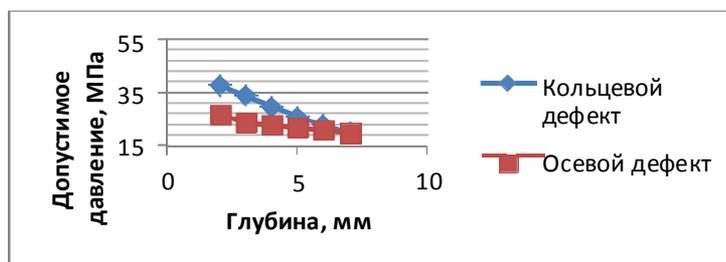


Рис. 5. Зависимость предельного давления от глубины очага коррозии

Когда глубина очага коррозии составляет 5 мм, предельные давления корродирующего трубопровода для различных длин очага показаны на рис. 6. Когда длина очага коррозии составляет 5 мм, очаг становится полукруглым. Так, предельные давления корродирующего трубопровода с осевым очагом коррозии и кольцевым очагом коррозии равны. С увеличением длины очага коррозии, предельное давление корродирующего трубопровода с осевым очагом коррозии уменьшается, в то время как для корродирующего трубопровода с кольцевым очагом коррозии увеличивается. Степень изменения (увеличения/уменьшения) также возрастает.

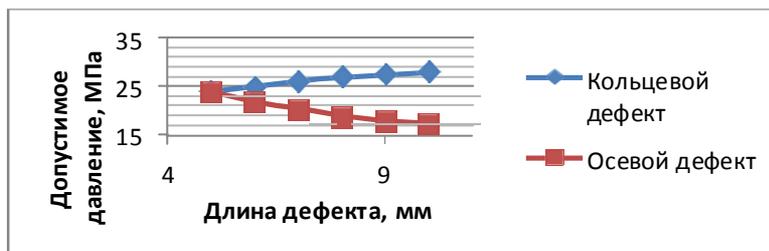


Рис. 6. Предельное давление для различных длин очага коррозии

Многоточечная коррозия встречается в инженерной практике гораздо чаще, чем единственный очаг коррозии. Взаимодействие между очагами коррозии не должно быть проигнорировано. Модели на базе конечного элемента коррозии с двумя и тремя ямами были расположены на внутренней стороне сгиба отвода. Граничные условия и нагрузки совпадают с рис. 1.

Когда интервал между очагами составляет 5 мм, длина и глубина очага коррозии составляют 15 мм и 5 мм. При условии нескольких очагов коррозии предельное давление корродирующего трубопровода с осевым очагом коррозии меньше, чем с кольцевым очагом коррозии. Предельное давление корродирующего трубопровода с многоточечными очагами коррозии меньше, чем когда очаг состоит из одной ямы. Но различие между очагами из 2-х и 3-х ям небольшое. Так, многоточечная модель очага коррозии может более точно предсказать предельное давление трубопровода.

Рис.7 показывает распределение напряжения фон Мизеса вокруг многоточечного очага коррозии. С увеличением внутреннего давления области наибольшего напряжения постепенно увеличиваются. Прежде чем появляется пластическая деформация, распределение напряжения фон Мизеса корродирующего трубопровода мало изменяется. На упругой стадии предельные давления двухъямочных и трехъямочных осевых очагов коррозии составляют 14,6 мПа и 14 мПа. В то время как предельные давления двухъямочного и трехъямочного кольцевых очагов коррозии составляют 19,2 мПа и 18,3 мПа. Под тем же самым внутренним давлением область высокого напряжения трехъямочного очага больше, чем двухъямочного; осевого очага больше, чем кольцевого.

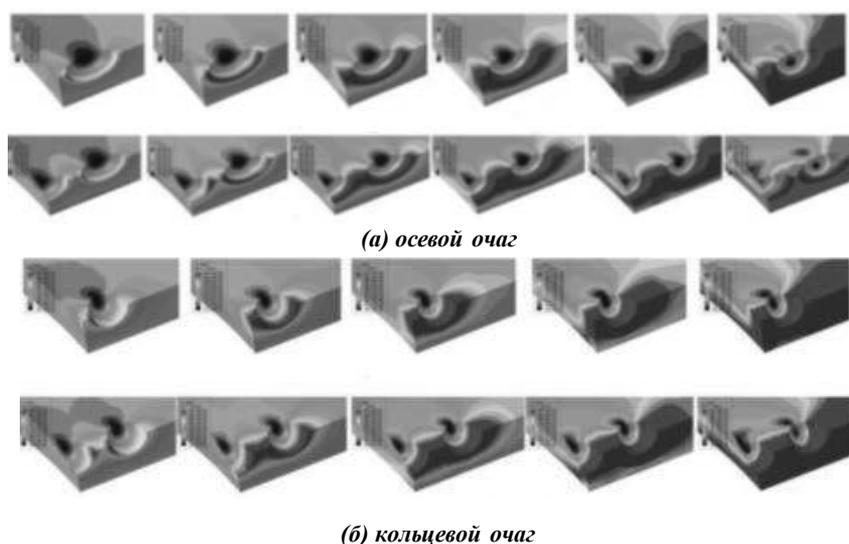


Рис. 7. Распределение напряжений фон Мизеса вокруг многоточечного очага коррозии [1]

Для двухъямочного очага коррозии пластическая деформация сначала появляется на одном конце эллипсоидального очага коррозии, когда внутреннее давление маленькое. Пластическая область увеличивается с увеличением внутреннего давления вдоль направления оси трубопровода, и максимальные пластические деформации появляются на дне очага. Но ширина пластической области кольцевого очага коррозии больше, чем осевого очага коррозии. Когда внутреннее давление составляет больше чем 32 мПа, пластическая область резко увеличивается. Для трехъямочного очага коррозии пластическая область больше, чем для двухъямочного очага. Пластическая деформация крайнего очага коррозии больше, чем расположенного в середине. Так, местоположение очага коррозии может повлиять на отказ напорного трубопровода.

Независимо от того для осевого очага коррозии или для кольцевого, максимальное напряжение появляется на дне очага коррозии с одной ямой вдоль направления оси трубопровода. Минимальное напряжение появляется на концах вдоль кольцевого направления трубопровода. Напряжение фон Мизеса и пластическая деформация увеличивается с увеличением внутреннего давления. Максимальная пластическая деформация появляется на дне (основании) очага. Предельное давление корродируемого трубопровода уменьшается с увеличением глубины очага коррозии, но увеличивается с увеличением толщины стенок. С увеличением длины очага коррозии, предельное давление корродирующего трубопровода с осевым очагом коррозии уменьшается, в то время как предельное давление для корродирующего трубопровода с кольцевым очагом коррозии увеличивается. Предельное давление корродирующего трубопровода с многоточечным очагом коррозии меньше, чем у очага с одной точкой коррозии. При одном и том же внутреннем давлении, область высокого напряжения у очага коррозии с тремя точками больше, чем у очага с двумя точками; у осевых очагов больше, чем у кольцевых. Для многоточечного очага коррозии максимальная пластическая деформация сначала появляется на одном конце эллипсоидального очага коррозии, затем на основании очага с увеличением внутреннего давления. С увеличением интервала между точками очага коррозии предельное давление корродирующего трубопровода постепенно увеличивается, но скорость увеличения падает.

Литература

1. Zhang J., Liang Z., Han C.J. Effects of Ellipsoidal Corrosion Defects on Failure Pressure of Corroded Pipelines Based on Finite Element Analysis // Int. J. Electrochem. Sci. – 2015 - Vol. 10.
2. Mourad Nahal, Rabia Khelif, Rabah Bourenane, Saad Salah Pipelines Reliability Analysis Under Corrosion Effect and Residual Stress // King Fahd University of Petroleum & Minerals - 2015.
3. Han-Sung Huang Fracture characteristics analysis of pressured pipeline with crack using boundary element method – 2015. URL: <http://www.hindawi.com/journals/amse/2015/508630>. Дата обращения: 29.12.15.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗА СОСТОЯНИЕМ
 ОБОРУДОВАНИЯ**

О. Л. Булгакова

Научный руководитель, доцент А. В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Непосредственная связь производственных затрат с частотой проводимых ремонтных работ оборудования требует разработки экспертной системы принятия решения о выборе методов диагностики технического состояния технологического оборудования и снижения затрат на его обслуживание. Так решение о проведении технического обслуживания и ремонта, должно приниматься на основании проведенной работы по накоплению, в течение длительного промежутка времени и анализу полученной базы данных по отказам оборудования, временным рядам измеряемых параметров и т.п., а также с учетом возросшего уровня качества и объема исходной информации, обеспечиваемого автоматизированными системами контроля и диагностики. Именно данный материал должен собираться, обрабатываться, храниться в базе данных, которая является основной частью экспертной системы.

Одним из подходов к созданию систем поддержки принятия решений заключается в изучении этапов совершенствования форм экспертных систем [3].

Структура первых экспертных систем, возникших в 1980-х годах, в основе которых лежит свод правил выглядит следующим образом (рис. 1).

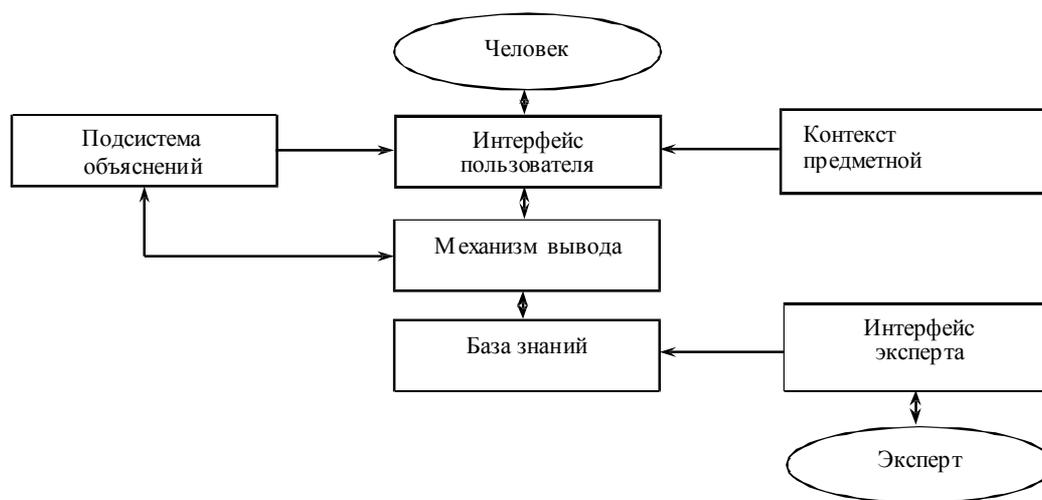


Рис. 1. Схема экспертной системы

В базе знаний должны содержаться все возможные правила, описывающие «симптомы» возникновения отказа, аварии или любого другого события. В дальнейшем, свод правил может быть сформирован в виде дерева событий, использующийся для определения и анализа последовательности (вариантов) развития аварии, включающей сложные взаимодействия между техническими системами обеспечения безопасности. [2]. Принципы построения «дерева событий» носят индивидуальный характер, каждый исследователь по-своему видит процесс возникновения отказа и его последствий (рис. 2).

База данных экспертных систем формируется посредством создания правил типа «если – то». В частности, для оборудования газоперекачивающих агрегатов, можно предусмотреть следующее правило: если отключается электропитание, то в течении определенного нормативом промежутка времени оборудование должно перейти на системы аварийного электроснабжения, если этого не произошло, подается сигнал тревоги, сообщающий о возникновении нештатной ситуации /отказа.

Со временем стали появляться экспертные системы, основанные на анализе отклонения выходных данных модели от измеряемых системой в данный момент времени. В случае если разница между данными величинами стремится к нулю – оборудование работает в безаварийном режиме, в противном случае – выдается сигнал тревоги и начинается анализ причины отказа. Главное достоинство данного вида систем – высокая

точность, поскольку система сможет отреагировать и сообщить о любом событии, характеризующемся нестандартным набором отклонений измеряемых параметров.

Принцип построения экспертной системы на основе формирования свода правил (Если ..., то ...), а также создания модели исправного состояния объекта, применен в современных экспертных системах, передающих сигнал в режиме реального времени. Данный вид систем подразумевает под собой применение программного обеспечения для обработки информации и выдачи решения о необходимости и достаточности того или иного вида ремонтных работ. Отличительная особенность заключается в том, что помимо базы данных в системе предусмотрен механизм логических выводов, позволяющий реагировать на возникшие отклонения в работе оборудования в режиме реального времени [1].

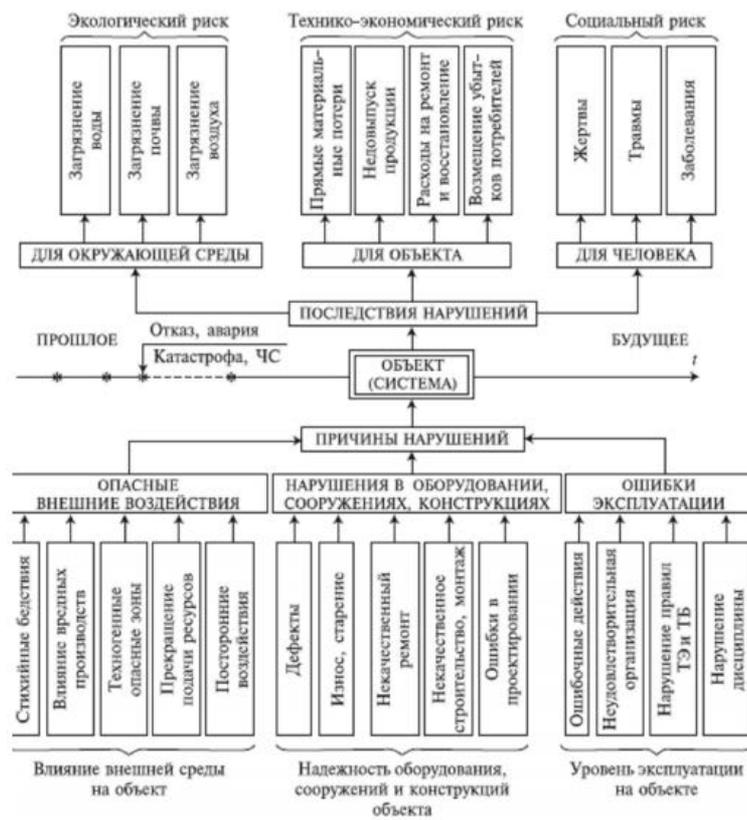


Рис. 2. Дерево событий

Успех применения экспертных систем зависит от того, насколько детально прописаны блоки баз знаний (рис. 3), а также механизмы ввода логических заключений.

Таким образом, создание экспертной системы необходимо начинать с формирования свода правил и модели исправно работающего оборудования, подлежащего мониторингу состояния посредством данной системы.

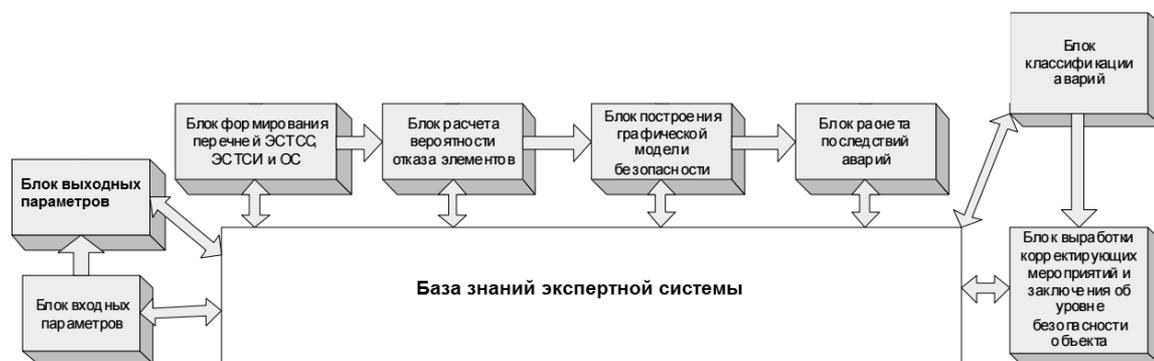


Рис. 3. Структура базы знаний

Литература

1. Ильин К.И., Светухин В.В., Завальцева О.А. и др. Экспертная система анализа и предупреждения аварий на объектах, содержащих опасные вещества // Известия Самарского научного центра Российской академии наук, Самара, 2013. – Т. 15. – № 4 (5) – С. 1038-1041.
2. Техногенные системы и теория риска / А.В. Багров, А.К. Муртазов; Рязанский государственный университет имени С.А. Есенина. - Рязань, 2010. – 207 с.
3. Angeli C., "Diagnostic Expert Systems: From Expert's Knowledge to Real-Time Systems, in Advanced Knowledge Based Systems", Model, Applications & Research, Eds. Sajja & Akerkar, Vol. 1, ch. 4, pp 50 – 73, 2010.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ
ДЛЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ МЕТОДОМ ИК-СПЕКТРОСКОПИИ**

Т. А. Герасина

Научный руководитель, доцент А. Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Транспортировка нефти, газа и нефтегазопродуктов на значительные расстояния по трубопроводам является наиболее эффективным и безопасным способом. Долговечность и безаварийность работы трубопроводов непосредственно зависит от эффективности противокоррозионной защиты. Изоляционное покрытие обеспечивает первичную защиту трубопроводов, при этом затрудняет доступ к металлу коррозионно-активных агентов, например вода, кислород воздуха [6]. Для успешного выполнения своей функции, качество изоляционного покрытия должно удовлетворять общим требованиям к защите от коррозии [3]. Поэтому существует необходимость исследовать химико-механические свойства изоляционных покрытий, к которым можно отнести устойчивость к коррозионному и физическому воздействию внешних факторов среды. Использование метода ИК-спектроскопии позволяет определить функциональный состав и степень химико-механической деградации на разрушенной поверхности полиэтилена [1].

Целью данной работы является исследование состава и химико-механических свойств изоляционных покрытий для газонефтепроводов методом ИК-спектроскопии.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- Провести анализ образцов полиэтиленовых изоляционных покрытий труб для транспорта нефти и газа методом ИК-спектроскопии;
- Определить наличие функциональных групп в ИК-спектрах исследованных образцов;
- Исследовать состав и химико-механические свойства изоляционных покрытий по данным из сопроводительной документации и ИК-спектрам.

В качестве объектов были взяты по два образца четырех типов изоляционных покрытий и исследованы на ИК-спектрометре. Первый тип образцов – лента антикоррозионная полимерно-асмольная «ЛИАМ-3», соответствующая требованиям ГОСТ Р 52602-2006 [3]. Второй тип образцов – грунтовка асмольная, изготовленная в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 и ГОСТ 9.602 [4,5]. Третий тип образцов – термоусаживающиеся манжеты ТЕРМА – СТМП, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51164-98 и ГОСТ 9.602-2005 [4, 5]. Четвертый тип – термоусаживающаяся двуслойная радиационно-модифицированная ДОНРАД-Р [3]. Образцами для ИК-спектрометра являлись тонкие срезы изоляционных покрытий для газонефтепроводов. Все образцы исследовали на ИК-спектрометре «Nicolet IS10», что позволило определить функциональный групповой состав покрытий [1, 2].

На основании ИК-спектров образцов была проведена классификация состава и свойств изоляционных покрытий для газонефтепроводов (таблица 1). Выделили семь характерных пиков при волновых числах: от 960 до 660, 716, 1170, 1375, 1746, от 2927 до 1010, 3200, 3450 см^{-1} . Данные пики характеризуют наличие гетероциклических соединений, такие как тиофены, а также пиридины и хинолины при волновом числе 716 см^{-1} и функциональные группы $-\text{CH}_2-$ при волновых числах 1471, 2850 и 2927 см^{-1} соответственно. При волновом числе 1746 см^{-1} выявили наличие карбонильной группы в незначительном количестве. Волновое число 1170 см^{-1} характеризуется наличием ароматических соединений, благодаря которому происходит снижение скорости радиационных превращений в полиэтилене. Волновые числа в диапазоне 960-660 см^{-1} характеризуются наличием ациклических непредельных углеводородов (алкены), которые непосредственно являются исходным веществом для получения полимеров, при волновом числе 1740 см^{-1} происходят валентные колебания связей $\text{C}=\text{C}$ в алканах (структурный фрагмент колебания – $-\text{F}_2\text{C}=\text{C}$). Волновое число 1375 см^{-1} и диапазон волновых чисел от 2927 до 1010 см^{-1} характеризуются наличием функциональных групп $-\text{CH}_3$ и $-\text{CH}_2-$, соответственно. Кроме того, при волновых числах 3200 и 3450 см^{-1} наличие кетонов указывает на процесс термоокислительной деструкции (термостарение).

Метод ИК-спектроскопии был применен для анализа четырех различных изоляционных покрытий. Исследование химико-механических свойств изоляционных покрытий и обработка результатов показала, что интенсивность карбонильных групп зависит от глубины трещины, указывающую на степень деградации. Самый высокий показатель присутствия карбонильной группы наблюдается на участке зарождения трещины, расположенной в непосредственной близости от внутренней поверхности трубы.

Таблица 1

Органические соединения, входящие в состав исследованных изоляционных покрытий

Объект Волновое число, см ⁻¹	Лента антикоррозионная полимерно-асмольная «ЛИАМ-3»	Грунтовка асмольная	Термоусаживающиеся манжеты ТЕРМА-СТМП	Термоусаживающаяся двуслойная радиационно- модифицированная ДОНРАД-Р
От 960 до 660	Алкены			
716	Хинолин			
1170	Ароматические углеводороды (снижение скорости радиационных превращений в полимерах)			
1375	-CH ₃ -			
1746	Карбонильная группа			
От 2927 до 1010	-CH ₂ -			
3200, 3450	Кетоны (термоокислительная деструкция или термостарение)			

Литература

1. Byoung-Ho C., Chudnovsky A., Zhou Z. Experimental and theoretical investigation of stress corrosion crack (SCC) growth of polyethylene pipes/ Byoung-Ho Choi, Alexander Chudnovsky, Zhenwen Zhou/ Polymer Degradation and Stability. – 94.–2009. – с. 859-867.
2. Vijayan V., Porharel P. Thermal and mechanical properties of e-beam irradiated butt-fusion joint in high-density polyethylene pipes/ Vipin Vijayan, Pashupati Pokharel/ Radiation Physics and Chemistry. – 122. – 2016. – с. 108-116.
3. ГОСТ Р 52602-2006. Лента антикоррозионная полимерно-асмольная «ЛИАМ». – Москва: Стандартинформ, 2007. – 12 с.
4. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Москва: Госстандарт России, 1998. – 52 с.
5. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – Москва: МГС, 2006. – 59 с.
6. Горошевский, А.В. Взаимодействие почвы и подземных трубопроводов: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. биологических наук (03.00.27) Горошевский Андрей Валерианович; Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова. – Москва, 2005. – 116 с.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОЕКТИРУЕМОГО НЕФТЕГАЗОСБОРНОГО ТРУБОПРОВОДА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ PIPESIM

К. А. Голубева

Научный руководитель, доцент В. К. Никульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Широкое использование автоматизированного управления в промышленном транспорте нефти требует более детального описания гидродинамических процессов, происходящих в нефтепроводе в различных режимах его эксплуатации.

Исследование режимов при перекачке газонасыщенных нефтей невозможно без определения их основных физических параметров: плотности, вязкости, модуля объемной упругости, количества свободного и растворенного газа в нефти и др. Эти параметры могут быть определены двумя способами: экспериментальным и расчетным.

Перекачка нефтепродуктов по трубопроводам – наиболее прогрессивный в технологическом и экономическом отношениях способ транспортировки, позволяющий обеспечить ритмичную поставку широкого ассортимента продуктов потребления. Развитие трубопроводного транспорта объясняется его эффективностью (длительная эксплуатация при одновременных затратах на строительство), а также дешевизной транспортировки нефти.

Цель данной работы – разработать проект реконструкции системы транспорта продукции (товарной нефти с остаточным газосодержанием до 0,82 м³/м³).

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие основные задачи:

1. Определить пропускную способность трубопровода для перекачки жидкости необходимого объема.
2. Определить возможность максимального вовлечения существующего оборудования
3. Выделить этапы строительства.
4. Определение конструктивных решений
 - Трасса трубопровода
 - Обоснование способа прокладки

- Материалы
- Оборудование

На данный момент объем перекачиваемой нефти составляет 269,6 тыс. т/год. Основная наша задача заключается в том, чтобы разработать проект системы транспорта нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), с необходимой пропускной способностью трубопровода для перекачки жидкости в объемах. Так же, при разработке проекта стоит учитывать, что для транспортировки нефти по трубопроводу предусматривается использование существующих головных насосных станций (ГНС), расположенных соответственно на дожимных насосных станциях (ДНС), а также использование существующих промежуточных насосных станций (ПНС), без изменения набора сооружений и места расположения.

При расчете оптимальных параметров системы не только в технологическом, но и в экономическом отношении, требуется произвести множественные итерации. В связи с этим на стадии проектировочного расчета целесообразным является использование специализированных компьютерных программ. Одним из примеров является программный комплекс Schlumberger PIPESIM, применяемый для анализа систем добычи и транспорта продукции. PIPESIM позволяет моделировать состав и свойства потоков, производить расчет гидравлических потерь, прогнозировать образование коррозии, определять толщину отложений парафина и др. [2].

Для проверки возможностей PIPESIM в качестве объекта исследования был выбран проектируемый нефтепровод.

Гидравлический расчет выполнен для оценки следующих технологических параметров перекачки:

- для определения диаметров нефтепроводов;
- для определения параметров работы проектируемых нефтепроводов (начальное давление, конечная температура) при определенных значениях исходных данных (расход жидкости, конечное давление, начальная температура, температура грунта);
- для определения параметров работы перекачивающих станций установленных по трассам проектируемых трубопроводов.

Физико-химические свойства нефти приняты для расчета приведены в таблице 1. Для обеспечения максимальной пропускной способности трубопроводов, предусмотрена подача депрессорных присадок, которая обеспечивает уменьшение динамической вязкости нефти до 7,6680 мПа·с.

Таблица 1

Физико-химические свойства жидкости

Параметр	Значение
Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	820
Вязкость нефти кинематическая, мм ² /с:	
– при 20 °С	8,01
– при 50 °С	4,44
Массовая доля воды, %	0,03
Газосодержание остаточное, м ³ /м ³	1,82

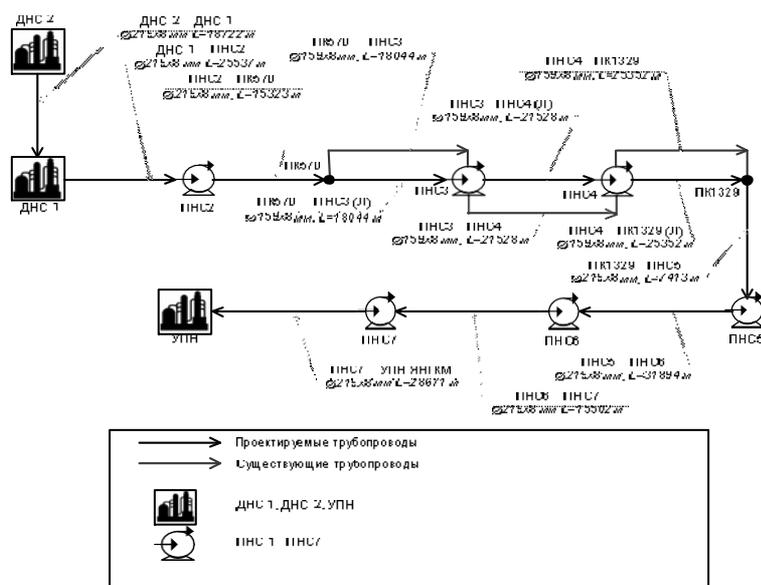


Рис. 1. Расчетная схема проектируемых трубопроводов

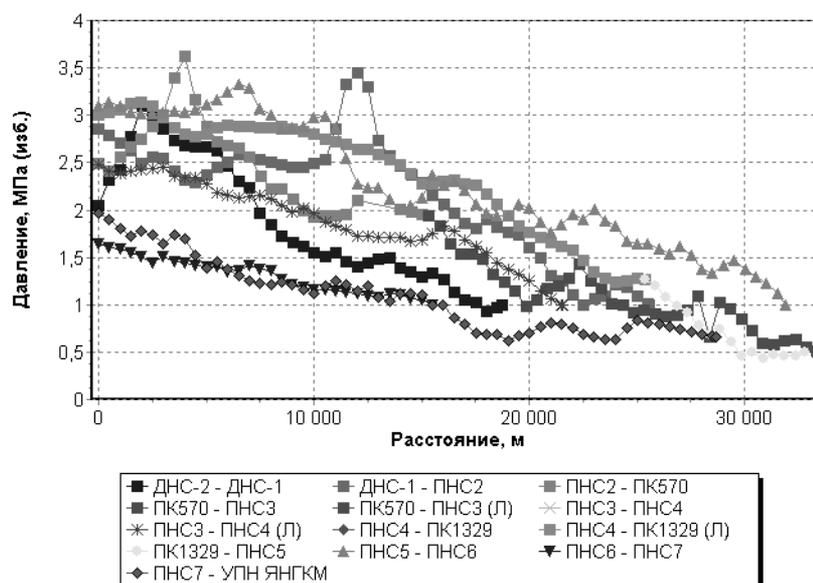


Рис.2. Падение давления по длине трубопровода

Проведя гидравлический расчет, получаем график падения давления по длине трубопроводов. Расчет произведен для максимального давления нагнетания существующих передвижных насосных установок (ПНУ) с давлением до 32 кгс/см². Из графика можно сделать вывод, что мощности ПНС, установленные по всей длине проектируемого трубопровода, достаточно для перекачки нефти. Объем перекачиваемой нефти на данном этапе – 760 тыс. тн/год.

Таким образом, результаты расчета, проведенного в PIPESIM, подтверждают возможность работы исследованного трубопровода при максимальном объеме перекачки. Это дает основания утверждать о том, что программный комплекс PIPESIM может использоваться в аналогичных расчетах проектируемых и существующих нефтепроводов.

Литература

1. Антипов В.Н. Утилизация нефтяного газа. М.: Недра. – 1983. – 160 с.
2. Schlumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.slb.ru/sis/pipesim/ (дата обращения 5.02.16).

НАВОДОРОЖИВАНИЕ ФЕРРИТНО-ПЕРЛИТНОЙ СТАЛИ В ПРОЦЕССЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Е. А. Гончаров

Научный руководитель, доцент А. В. Вережкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Коррозионное растрескивание трубопроводов под напряжением (стресс-коррозия) в настоящее время является основной причиной аварийных ситуаций преимущественно на магистральных газопроводах, так как транспорт газа осуществляется при более высоких давлениях, по сравнению с магистральными нефтепроводами. В последние пятнадцать лет аварии из-за коррозионного растрескивания металла труб под напряжением происходят на газопроводах больших диаметров и в нашей стране. За период 1986-1999 г.г. в СССР и России произошло 73 аварии по этой причине на газопроводах предприятия «Тюментрансгаз», «Уралтрансгаз», «Севергазпром», «Баштрансгаз», «Сургут-газпром», «Волготрансгаз», «Пермтрансгаз», «Лентрансгаз», «Югтрансгаз», «Томсктрансгаз». За последние пять лет число разрушений газопроводов по причине стресс-коррозии составило 82 % от всех аварий, произошедших в результате наружной коррозии, причем 65 % газопроводов диаметром 1420 мм. Все случаи коррозионного разрушения под напряжением были зарегистрированы на катоднозащищаемых трубопроводах, имеющих значение защитного потенциала с омической составляющей от 1,2 до 3,5 В по м.с.э. [1].

Коррозией металлов называется разрушение их поверхности в результате окисляющего химического или электрохимического воздействия окружающей среды. Иногда так же называют и сам результат действия коррозии, т.е. разрушение металла. Поэтому для разграничения обоих понятий рекомендуется применять для

самого процесса термин «коррозионный процесс», а для результата процесса термин «коррозионное разрушение». Иногда под этим термином неправильно подразумевают продукты коррозии [2, 3].

Коррозию относят к поверхностным явлениям и классифицируют по тем изменениям, которые происходят с поверхностью материала в результате протекания процесса коррозии. При взаимодействии всей поверхности материала с окружающей средой наблюдается общая или сплошная коррозия, при взаимодействии части поверхности — местная или локальная коррозия. Принято различать два вида общей коррозии. При равномерной коррозии вся поверхность металла равномерно разъедается внешней средой без изменений в топографии поверхности. К такой коррозии, например, относится коррозия углеродистой стали в растворах серной кислоты (рис. 1, а). Второй тип общей коррозии — неравномерная коррозия, когда поверхность металла под слоем продуктов коррозии носит «изрытый» характер, т. е. на поверхности возникают места более глубоких повреждений — коррозионные каверны (например, коррозия углеродистой стали в морской воде — рис. 1, б).

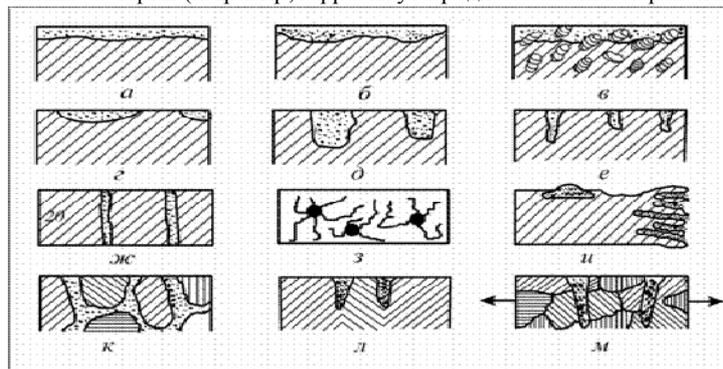


Рис. 1. Виды коррозионных повреждений металлов и сплавов:

а–в) общая коррозия: а) равномерная коррозия, б) неравномерная коррозия, в) избирательная коррозия; г–м) местная коррозия: г) коррозия пятнами, д) язвенная коррозия, е) питтинговая коррозия, ж) сквозная коррозия, з) ишевидная коррозия, и) подповерхностная коррозия, к) межкристаллитная коррозия, л) ножевая коррозия, м) транскристаллитное коррозионное растрескивание

К неравномерной коррозии относится структурно-избирательная коррозия, когда одна из фаз или структурных составляющих сплава растворяется с большей скоростью, чем остальные, например процесс обесцвечивания латуни (рис. 1, в) [4, 5].

На основе выполненных экспериментальных и теоретических исследований разработан аппаратно-программный комплекс «Магистраль», рис. 2.

Аппаратно-программный комплекс «Магистраль» позволяет в трассовых условиях количественно определять скорость остаточной коррозии и степень наводороживания стенки трубы при различных потенциалах катодной защиты подземных стальных трубопроводов. Прибор содержит коррозионно-измерительный зонд и измерительный модуль. Измерительный модуль содержит матричный дисплей, трёхкнопочный интерфейс, кабель для подключения к сенсору. Прибор позволяет производить измерение, хранение в памяти и перегрузку в базовый компьютер следующих данных:

- плотность предельного тока по кислороду в толще грунта, A/m^2 ;
- максимально возможную скорость коррозии трубопровода в конкретных условиях прокладки в отсутствие катодной защиты, мм/год;
- плотность тока катодной защиты, A/m^2 ;
- остаточную скорость коррозии трубопровода при различных потенциалах катодной защиты, мм/год;
- интенсивность электролитического наводороживания стенки трубопровода при заданном режиме катодной защиты, $cm^3/100 г$.



Рис. 2. Аппаратно-программный комплекс «Магистраль»

В процессе промышленной апробации аппаратно-программного комплекса «Магистраль» коррозионным испытаниям подвергали две партии короткозамкнутых образцов, изготовленных из трубной стали 17ГС. В обеих партиях было набрано по восемь образцов. Образцы помещали в песчаноторфяной грунт с влажностью, близкой к его полному влагонасыщению. Плотность предельного тока по кислороду у верхней образующей трубопровода составляла $5,2 \text{ мкА/см}^2$. Затем всю партию короткозамкнутых образцов расположили по окружности трубопровода Ду 1220 мм на равном расстоянии друг от друга и подключили к катодной защите трубопровода. Вторую партию короткозамкнутых образцов также расположили по окружности трубопровода Ду 1220 мм на равном расстоянии друг от друга, но к катодной защите трубопровода не подключали. Режим катодной защиты первой партии образцов с помощью подключенного зонда выбирали таким образом, чтобы плотность тока катодной защиты на рабочем электроде была равна плотности предельного тока по кислороду. Это условие реализуется при потенциале катодной защиты $-0,75 \text{ В}$ по м.с.э. Образцы подвергали коррозионным испытаниям в течение 240 час. После коррозионных испытаний образцы извлекали из грунта и весовым методом определяли их скорость коррозии. Образцы взвешивали на аналитических весах WA-31 с точностью до $0,1 \text{ мг}$. Остаточная скорость коррозии образцов, находящихся под катодной защитой, составила $0,0063 \pm 0,0011 \text{ г/м}^2 \text{ час}$, что соответствует плотности коррозионного тока, равной $0,6 \text{ мкА/см}^2$. У свободных образцов, неподключенных к катодной защите, скорость коррозии составила $0,043 \pm 0,009 \text{ г/м}^2 \text{ час}$, что соответствует плотности коррозионного тока $4,0 \text{ мкА/см}^2$ [6].

Затем с первой партией короткозамкнутых образцов на этом же участке трассы, в этом же грунте повторили коррозионные испытания при условии недостаточной катодной защиты. На образцах, находящихся под катодной защитой, ток катодной защиты установили равным половине предельного тока по кислороду на рабочем электроде зонда. При этом, за счет эффекта саморегулирования тока катодной защиты, плотность тока катодной защиты на испытуемых образцах устанавливалась также равной половине предельного тока по кислороду, что контролировали с помощью цифрового миллиамперметра, включаемого поочередно в цепь каждого короткозамкнутого образца. Режим катодной защиты, когда плотность тока катодной защиты на образцах равнялась половине плотности предельного тока по кислороду, был реализован при потенциале катодной защиты минус $0,63 \text{ В}$ по м.с.э. Коррозионные испытания, так же как и в первом случае, вели в течение 240 часов. Затем образцы извлекали из грунта и определяли остаточную скорость коррозии по той же методике, что и в первой серии коррозионных испытаний. В этом случае наблюдали более значительный разброс экспериментальных результатов. Остаточная скорость коррозии образцов составила $0,0131 \pm 0,061 \text{ г/м}^2 \text{ час}$, что соответствует плотности коррозионного тока $1,3 \text{ мкА/см}^2$. Остаточная скорость коррозии в фоне увеличившегося разброса экспериментальных результатов пропорционально увеличилась также в два раза. То есть, величину защитного тока, по сравнению с предельным по кислороду уменьшили в два раза, соответственно остаточная скорость коррозии возросла в два раза. Степень катодной защиты в рассматриваемом случае составляет: $Z = (4,0 - 1,3) / 4,0 = 0,675$ (рассчитана по убыли массы образцов); $Z = (5,2 - 2,6) / 5,2 = 0,5$ (рассчитана по предлагаемому способу).

Сопоставление результатов по степени катодной защиты образцов из трубной стали показывает удовлетворительную сходимость. Однако у предлагаемого способа есть очень существенное преимущество: степень защищенности стальных образцов от почвенной коррозии мы знали сразу же после задания режима катодной защиты. Такую информацию не может дать ни один из существующих в настоящее время в нашей стране и за рубежом способов определения эффективности катодной защиты подземных стальных трубопроводов.

С этой же партией образцов в этом же грунте реализовали перезащиту. Режим катодной защиты образцов усиливали до тех пор, пока плотность тока катодной защиты на рабочем электроде зонда не превысит плотность предельного тока по кислороду в семь раз. Эта ситуация реализуется при потенциале катодной защиты $-1,25 \text{ В}$ по м.с.э. По истечении 240 час образцы извлекали из грунта и определяли остаточную скорость коррозии. В этом случае остаточная скорость коррозии составила $0,0057 \pm 0,0018 \text{ г/м}^2 \text{ час}$, что соответствует плотности коррозионного тока $0,56 \text{ мкА}$. Наглядно видно, что остаточная скорость коррозии в этом случае перезащиты осталась практически той же, что и в случае, когда плотность тока катодной защиты была равна плотности предельного тока по кислороду. Но при этом режиме величина защитного тока в семь раз больше предельного по кислороду, то есть достигнуто пренебрежительно малое увеличение степени катодной защиты, а электроэнергии затратили в семь раз больше. В этом случае определяем коэффициент полезного использования тока катодной защиты:

$$\eta = \frac{K_{\max} - K_{\text{ост}}}{q_{\text{к.з}}} \cdot 100\% = \frac{0,043 - 0,0057}{1,042 \cdot 0,26} \cdot 100\% = 13,77\%,$$

(рассчитана по убыли массы образцов); $\eta = 5,2 / 26 \cdot 100\% = 20\%$ (рассчитана по предлагаемому способу).

Несовпадение результатов рассчитанных коэффициентов полезного использования тока катодной защиты по убыли массы образцов и по измеренной плотности тока катодной защиты и плотности предельного тока по кислороду связано с погрешностью определения остаточной скорости коррозии, так как убыль массы образцов за время коррозионных испытаний практически совпадала с убылью массы образцов в процессе подготовки образцов к взвешиванию после коррозионных испытаний.

Анализ режима катодной защиты проведем на основе коэффициента полезного использования тока катодной защиты на основе сопоставления предельного тока по кислороду и плотности тока катодной защиты,

который для данного случая перезащиты оказался равным 20 %. Полученный результат показывает, что 80 % электрической энергии затрачены впустую. Эта энергия была затрачена на протекание катодного разложения воды с посадкой адатомов *Надс* на защищаемой поверхности. Об этом нам было известно сразу же после задания режима катодной защиты. Таким образом, используя предлагаемый способ, это обстоятельство можно и необходимо учитывать уже на стадии наладки и настройки режимов катодной защиты подземных стальных трубопроводов [7, 8, 9, 10].

Заключение Внедрение новых методов в практику эксплуатации подземных катодно защищаемых трубопроводов внесет значительный вклад в повышение надежности трубопроводного парка страны. Предлагаемый критерий контроля режимов катодной защиты впервые позволяет с достаточной для практики точностью количественно определять остаточную скорость коррозии и время до появления стресс-коррозионных трещин при заданном режиме катодной защиты в диапазоне допустимых рабочих давлений транспортируемого продукта, что является решением крупной научной проблемы, имеющей важное практическое значение для повышения надежности эксплуатации трубопроводных систем транспорта нефти и газа.

Литература

1. ГОСТ 5272-50 Коррозия металлов. Терминология.
2. Томашев Н.Д. Теория коррозии металлов. Металлургиздат, 1952. – 92 с.
3. Акимов Г.В. Теория и методы исследования коррозии металлов: Изд. АН СССР, 1945. – 46 с.
4. Акимов Г.В. Основы учения о коррозии и защите металлов: Металлургиздат, 1946. – 145 с.
5. Клинов И. Я. Коррозия химической аппаратуры и коррозионностойкие материалы: Машгиз, 1954. – С. 38-39.
6. Бахвалов Г.Т., Турковская А. В. Коррозия и защита металлов: Металлургиздат, 1947. – 160 с.
7. Притула В.А. Защита подземных трубопроводов от внешней коррозии: Гостоптехиздат, 1948.
8. Притула В.А., Катодная защита трубопроводов и резервуаров: Гостоптехиздат, 1950. – С. 61-62
9. Спирина А.А., Кальман В.С., Саламаде М.М., Цекун Н.А. Методика электрических исследований коррозионного состояния трубопроводов и кабелей: Азнефтеиздат, 1954. – 54 с.
10. Спирина А.А., Цекун Н.А., Саламаде М.М. Электрическая защита подземных металлических сооружений от коррозии: Азнефтеиздат, 1954. – С.20-31.

СНИЖЕНИЕ ТРЕНИЯ В ТУРБУЛЕНТНЫХ ПОТОКАХ ПОЛИМЕРНЫМИ ДОБАВКАМИ: ОБЗОР ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ И ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

П. О. Дедеев

Научный руководитель, профессор С. Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В трубопроводном транспорте нефтепродуктов для снижения гидравлического трения применяются противотурбулентные присадки уже более 40 лет, однако вопрос о корректном физико-математическом описании происходящего эффекта ламинаризации потока остаётся открытым. Необходимость строгого физико-математического описания эволюции присадок в вязких средах диктуется разрывом между разрабатываемыми математическими моделями эффекта ламинаризации и инженерными попытками описать происходящие процессы. Поэтому *цель работы* состоит в систематизации результатов отечественных и зарубежных публикаций для определения степени изученности проблемы ламинаризации потоков полимерами. В работе проводится анализ экспериментальных результатов, и предоставляются сведения о разрабатываемых математических моделях.

Экспериментальные исследования и физико-математические модели ламинаризирующих течений

В результате добавления высокомолекулярных полимерных добавок (присадок) потоку можно придать ламинарные свойства, тем самым перераспределить энергию в течении, уменьшив гидравлическое трение. В 1948 году Томс наблюдал 30% снижение гидравлического трения при добавлении 30 г/т полимера [7]. Впоследствии работы Дж. Л. Ламли [5], П. С. Вирка [8] и прочих позволили получить новое понимание процесса, однако возникли сложности при попытках описать универсальным способом взаимодействие полимера с перекачиваемой средой

Проведённые исследования позволяют заявить, что течение, осложнённое действием высокомолекулярных присадок, обладает следующими особенностями, важными для корректного моделирования [1-10]: 1) Ламинаризация потока полимерами наблюдается преимущественно в турбулентном режиме; 2) У эффекта ламинаризации наблюдается асимптота; 3) С ростом молекулярного веса полимера наблюдается увеличение эффективности присадки; 4) Смешение полимеров с разным молекулярным весом приводит к эффекту ламинаризации в такой степени, с которой бы ламинаризовал поток полимер с большим молекулярным весом; 5) Эффект снижения турбулентного трения зависит от растворителя: чем лучше среда растворяет полимер, тем ниже концентрация для достижения требуемого эффекта; 6) Существуют предельные длины молекул и предельные молекулярные массы, ниже которых эффекта снижения трения не наблюдается; 7) Одиночные или недлинные цепочки полимеров также могут вызывать падение трения; 8) С усложнением структуры молекулы улучшается производительность присадки.

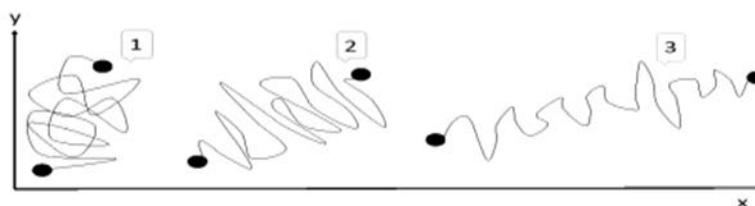


Рис. 1. Поведение полимерной цепочки в трубопроводе. Согласно позициям: 1 – ламинарный поток, присадка только добавлена в канал; 2 – турбулентный поток; 3 – турбулентный поток, ламинаризованный присадкой

Широко распространённой теорией действия присадки стала “dumbbell model”, физическая суть которой в том, что цепочка полимера в потоке представляется собой “пружинку”, сжатую при ламинарном режиме течения (рисунок 1, позиция 1) [1-2, 4-6, 9-10]. При возрастании скорости течения она вытягивается (рисунок 1, позиция 2 и 3), из-за чего нормальные к стенке трубопровода турбулентные вихри гасятся. Гашение энергии происходит в буферной зоне потока, где кинетическая энергия вихря не максимальна, в результате чего происходят: распад вихря; перераспределение кинетической, потенциальной и диссипативной энергий потока.

Первоначальные попытки описать действие ПТП предпринимались на основе предположения о логарифмическом виде профиля скорости Ньютоновской жидкости в ламинарном режиме течения (3) путём модификации известной логарифмической зависимости [10]. Как показали опыты, модификация лишь добавлением члена ΔV не имеет место, так как коэффициент наклона функции тоже изменяется (рисунок 2, изображение справа).

$$u^+ = 2.5 \ln y^+ + 5.5 + \Delta V \quad (3)$$

$$u^+ = 53.9 \log_{10} y^+ - 65$$

Принято считать, что для гладких труб достаточной является неявная формула (12). Аналогично [3].

$$\frac{1}{\sqrt{\zeta}} = 2 \lg (\text{Re} \sqrt{\zeta}) - 0.8 \quad (4)$$

Однако для использования в расчетах действия ПТП необходимо использовать модификацию вышеперечисленных уравнений, например, в следующем виде [10].

$$\frac{1}{\sqrt{\zeta}} = 2 \lg e \cdot \psi(c) \ln (\text{Re} \sqrt{\zeta}) - 0.8 \quad (5)$$

Можно заметить, что в такой формулировке для каждого нового типа раствора “полимер-жидкость” необходимо проводить новое испытание, что может послужить достаточно затратной процедурой. Тем не менее, транспортирующие организации проводят промышленные испытания присадок для определения возможности их использования, поэтому такой подход не лишен своей привлекательности для инженерных кадров. В то же время, вышеперечисленные уравнения заданы неявно, что усложняет проведение расчетов и визуализацию результатов.

Последующее изучение проблемы позволило сформулировать закономерности в ламинаризирующихся средах на моделях: dumbbell model, Oldroyd-B model [6]. Первая является линейной математической абстракцией длиной полимерной цепочки, к концам которой приложены инерционные силы потока – см. рисунок 2 левый.

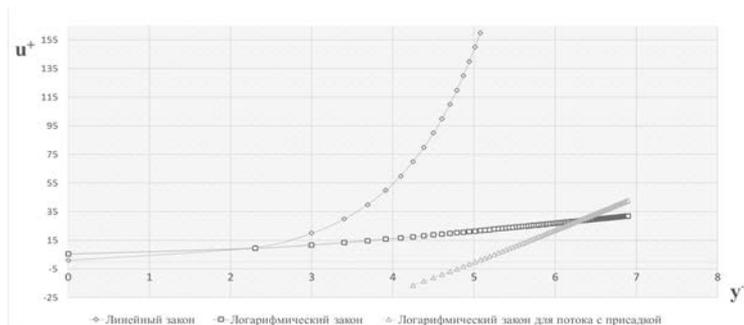
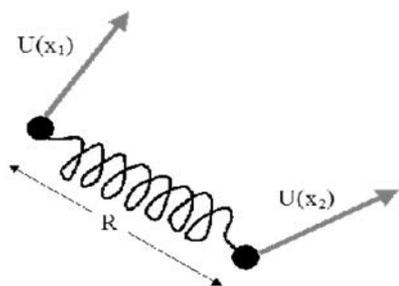


Рис. 2. Слева – приближение к моделированию поведения полимерной цепи в dumbbell model
Справа – Закон стенки для потока без присадки и потока с ПТП (y^+ отложен в логарифмической шкале)

Линейная модель впоследствии была заменена на второй тип модели, Oldroyd-B model. Уравнение деформации полимерной цепочки выражено через тензор σ и записано в виде:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} + (u \cdot \nabla) \sigma = -\nabla p + \nu \Delta \sigma + \frac{2\eta \nabla \cdot \sigma}{\tau} + f \quad (1)$$

Уравнение (1) необходимо дополнить законом сохранения импульса, обычно записываемым в виде:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} + (u \cdot \nabla) \sigma = (\nabla u)^T \cdot \sigma + \sigma \cdot (\nabla u) - \frac{2}{\tau} (\sigma - \tau) \quad (2)$$

В уравнении (2) ν – кинематическая вязкость среды, а η – вклад вязкости полимера в общую вязкость ν_{Σ} . Заметим, что в данном виде приведённые уравнения (1) – (2) полностью описывают динамику полимерной присадки и потока сырья. Вышеперечисленные модели работают в области некритичных растяжений.

Заключение

Библиографический анализ показывает, что на настоящий момент нет аналитических зависимостей, приемлемых для инженерного расчета: выражения либо слишком сложны для моделирования существующих систем и требуют значительных вычислительных мощностей, либо не отражают всей полноты и сложности анализируемой задачи. Исходя из этой проблемы, интерес представляют эмпирические и полуэмпирические зависимости, которые на данный момент успешнее справляются с задачами прогнозирования (эффекта воздействия ПТП. Кроме этого: необходимо отметить нужду в проведении точных экспериментов (методом Доплеровской анемометрии) для УВ сырья с фиксацией ряда параметров, упущенных при проведении подобных экспериментов; проведение численного эксперимента (DNS, LES) позволит сверить экспериментальные данные с данными математической модели и вывести эмпирические упрощения и методику инженерного расчета; нетривиальными выступают вопросы уяснения роли влияния градиента температуры, допущения о многофазности сред в определяющих уравнениях при моделировании течений. Всё вышеперечисленное является предметом задач дальнейших исследований.

Литература

1. Abdul-Hadi Ali A. and Khadom Anees A. Studying the Effect of Some Surfactants on Drag Reduction of Crude Oil Flow // Chinese Journal of Engineering, vol. 2013, Article ID 321908, 6 pages, 2013.
2. Jubran B. A., Zurigat Y. H. & Goosen M. F. A. Drag Reducing Agents in Multiphase Flow Pipelines: Recent Trends and Future Needs // Petroleum Science and Technology, 2015, 23:11-12, 1403-1424.
3. Kharlamov S. et al // Suppression of flow pulsation activity by relaxation process of additive effect on viscous media transport 2015 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 27 012061.
4. Karami H.R., Mow la D., Investigation of the effects of various parameters on pressure drop reduction in crude oil pipelines by drag reducing agents // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics 177–178 (2012) 37–45.
5. Lumley J.L., Drag reduction by additives // Annu. Rev. Fluid Mech. 1 (1969) 367–384.
6. Musacchio S., Vincenzi D. Deformation of a flexible polymer in a random flow with long correlation time // J. Fluid Mech. 670 326 (2011).
7. Toms B.A., Some observation on the flow of linear polymer solution through straight tubes at large Reynolds number, Proceedings of the 1st International Congress on Rheology, vol. 2, North Holland, Amsterdam, The Netherlands, 1948, pp. 135–141.
8. Virk P. S. Drag reduction fundamentals // AIChE Journal Volume 21, Issue 4 July 1975 Pages 625–656.
9. Wang Yi, Yu Bo, Zakin Jacques L., and Shi Haifeng Review on Drag Reduction and Its Heat Transfer by Additives // Advances in Mechanical Engineering Volume 2011, Article ID 478749, 17 pages.
10. Witold Brostow Drag reduction in flow: Review of applications, mechanism and prediction // Journal of Industrial and Engineering Chemistry 14 (2008) 409–416.

СПОСОБЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ РАБОТЫ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Е. В. Демченко

Научный руководитель, доцент Н. А. Антропова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Подводные трубопроводы, запроектированные и построенные с учетом всех факторов, неблагоприятно воздействующих на их работоспособность, могут находиться в эксплуатации десятки лет, сохраняя при этом свою работоспособность. Однако большое число подводных переходов через реки и другие внутренние водоемы выходят из строя (разрушаются или приходят в состояние, требующее немедленного ремонта) раньше окончания эксплуатационного срока, несмотря на двойное и даже тройное резервирование.

На сегодняшний день обеспечение безопасной работы подводных переходов магистральных трубопроводов является одной из наиболее актуальных проблем, что связано с большим количеством водных преград на территории Российской Федерации, пересекаемых магистральными нефте и газопроводами. К примеру, магистральный газопровод «Сила Сибири» на участке Чаянда-Ленск (км 0-208) пересекает 48 водных преград с различной шириной, глубиной, скоростью течения и глубиной эрозии [3]. Помимо этого необходимость тщательного учета факторов, влияющих на надежность и работоспособность подводных переходов, обуславливают сложность строительства, эксплуатации и ремонта подводных трубопроводов, а также ущерб, наносимый окружающей среде вследствие аварий и утечек транспортируемых продуктов.

В результате проведенных исследований было выявлено, что около 80% всех аварийных ситуаций возникает в результате размыва грунта вокруг труб, что приводит к образованию оголенных участков трубопровода, подвергающихся силовому воздействию потока. Оставшиеся 20% разрушений приходятся на такие факторы, как коррозия, механические повреждения трубопровода, дефекты труб и конструкций, не выявленные в процессе строительства и др.

Исходя из этого, можно сделать вывод, что способы обеспечения безопасной работы подводных переходов магистральных трубопроводов должны быть, прежде всего, связаны с предотвращением преждевременного размыва грунта, а также повышением надежности и работоспособности подводных переходов.

Основными причинами размыва грунта являются неправильный выбор створа перехода, недостаточное заглубление труб в грунте, а также нарушение естественного состояния грунта при устройстве траншей, как подводных, так и береговых.

Створ подводного трубопровода необходимо выбирать с учетом всех гидрологических характеристик водной преграды и их возможных изменений. Существует гидроморфологическая теория русловых процессов [2], которая позволяет обоснованно прогнозировать изменения положения русла и берегов рек на длительный период. Согласно данной теории существуют следующие типы русловых процессов: ленточно-грядовый, побочный, осередковый, ограниченное меандрирование, незавершенное меандрирование, свободное меандрирование. Каждый из этих типов достаточно изучен, и имеет четкие количественные определители, которые позволяют установить, как и в каком направлении будут изменяться плановые и высотные отметки русла и берегов.

Для ленточно-грядового и побочного типов русловых процессов характерны устойчивые берега, поэтому створы переходов должны размещаться на плессовых участках, при этом глубина заложения труб может быть минимальной. При осередковом типе переход следует располагать на участках наибольших глубин. На участках ограниченного меандрирования створ подводного перехода должен проходить на плессовых участках с врезкой в берега настолько, чтобы исключить оголение труб при сползании излучины в период расчетного срока эксплуатации. Особого внимания заслуживают переходы через реки со свободным меандрированием (рис 1), так как данный тип русла характеризуется плановыми смещениями до нескольких сот метров. При данных условиях створ следует размещать в условной точке поворота веера меандр (створ В-В), так как размещение перехода в створе А-А приведет к оголению трубопровода вследствие перемещения русла от исходного (на момент строительства и проектирования) состояния к последующим, вплоть до образования старицы и прорыва меандры. Наиболее благоприятными на реках свободного меандрирования являются створы на прямых участках между меандрами (если они имеются), причем выбирать следует наиболее глубокие участки. Конечно, это требует более тщательных изысканий, большого объема земляных работ, но зато при правильном выборе створа полностью исключается возможность возникновения аварийных ситуаций, связанных с оголением труб в результате переформирования русла.

После выбора створа перехода, необходимо также уделить достаточное внимание и его профилю. Предельная глубина размыва не должна приводить к оголению труб не только в русле, но и в берегах.

Еще одним важным условием, приводящим к размыву грунта, является нарушение его естественного состояния. При рытье траншей грунт перерабатывается и разрыхляется, из-за чего происходит разрушение его структурного сцепления, а также разрыв органических связей (корни деревьев, кустарника, травы). После засыпки труб рыхлый грунт, как правило, в течение первых двух-трех лет после окончания строительства осыпается и уносится течением. Иногда в таких случаях применяют крепление откоса железобетонными плитами, однако они не всегда предохраняют засыпку от обрушения, особенно в тех случаях, когда берег располагается на вогнутой стороне меандр, к тому же уплотненный грунт при двух-трех поднятия воды в паводок выталкивается, и плиты в беспорядке обрушиваются. Решением данной проблемы может быть укладка труб по профилю, показанному на рис.2 пунктирной линией (угол α следует принять равным $(0,5-0,6)\varphi$, где φ - угол внутреннего трения разрыхленного грунта засыпки). При описанной схеме крепление берега плитами не требуется, поскольку глубина врезки определяется с учетом прогнозных данных по переформированию береговой линии в соответствии с типом руслового процесса.

Также одним из важнейших факторов, влияющих на эксплуатационную надежность подводных переходов, является выбор правильного метода резервирования. В настоящее время большинство подводных переходов сооружается из двух и более трубопроводов, при этом основная идея резервирования состоит в предположении, что отказы основной и резервной ниток независимы друг от друга. Однако теория русловых процессов, а также опыт эксплуатации показывают, что возникновения аварийной ситуации из-за размыва грунта при расположении одной нитки от другой на расстоянии не более 50 метров происходит на обеих нитках. В результате, вероятность безотказной работы двухниточного перехода при этом оказывается существенно меньшей, чем в исходном предположении о независимости отказов. К тому же увеличение резервных ниток повышает не только затраты на эксплуатацию и текущий ремонт, но и опасность загрязнения водного бассейна. В качестве решения данной проблемы можно рассмотреть способ увеличения надежности трубопровода не путем строительства резервных ниток, а за счет увеличения затрат на повышение уровня надежности однониточного перехода (с учетом того, что затраты на повышение надежности одной нитки не должны превышать затрат на строительство резервной). Примером такого способа является применение конструктивной схемы «труба в трубе» с заполнением межтрубного пространства цементно-песчаным раствором (рис.3). Прочность трубопровода «труба в трубе» выше прочности обычного, следовательно, опасность возникновения аварии под воздействием потока воды в этом случае меньше. Кроме того, средства, которые нужно было затратить на резервную нитку, можно использовать на защитные мероприятия, полностью исключающие возможность отказов, вызванных воздействием потока, а также связанных с механическими повреждениями оголенного трубопровода. Помимо этого, при повреждении одной трубы частично разрушается слой бетона, однако, если вторая труба остается целой, то не происходит утечки транспортируемого продукта.

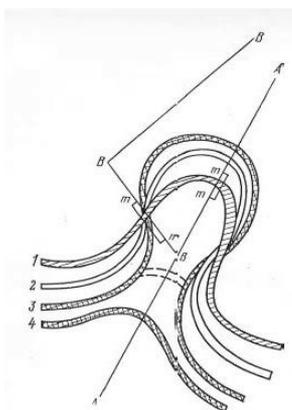


Рис.1. Свободное меандрирование:
1,2,3,4 – изменение положений русла.

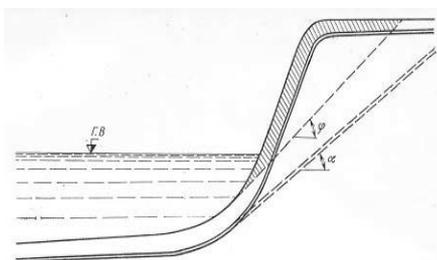


Рис.2. Схема разрушения берега

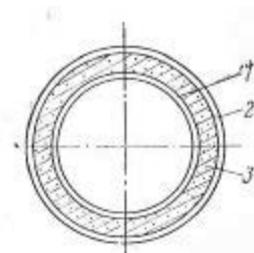


Рис.3. Двухтрубная конструкция с заполнением цементным раствором

Однако, несмотря на то, что расчеты показывают, что вероятность безотказной работы трубопровода «труба в трубе» оказывается выше, чем при обычном резервировании, так как для нового варианта конструкции исключаются основные причины, приводящие к авариям, и вероятность одновременного повреждения труб очень мала [1], на сегодняшний день согласно нормативной документации предусматривается прокладка резервной нитки при ширине водных преград при междном горизонте 75 метров и более [4]. Исходя из этого, можно сделать вывод, что предложенные методы обеспечения безопасной работы магистральных трубопроводов следует совершенствовать, чтобы иметь возможность использовать их взамен существующих.

Литература

1. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство). – М.: Недра, 1982. – 384 с.
2. Попов И.В. Методологические основы гидроморфологической теории руслового процесса: Избранные труды. – СПб.: Нестор- История, 2012. – 304 с.
3. Проект Магистральный трубопровод «Сила Сибири». Этап 1. Участок Чайянда-Ленск. Технология трубопроводного транспорта / Бурданов А.Е., Жмулин В.В., Соляник А.Г. – Документ № 4570П1.00.П.03.Л.ПЗ(2). – 2013. – 78 с.
4. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы / Госстрой России – М.: ГУП ЦПП, 2001. – 60 с.
5. Чичелов О.В. Прогнозирование работоспособности подводных переходов магистральных газопроводов с учётом неопределённости параметров эксплуатации: Автореферат... дис.канд. тех. наук. – Москва, 2002. – 188 с.

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРА ПРИ УСЛОВИИ МЕСТНОГО ИЗМЕНЕНИЯ ГЕОМЕТРИИ СТЕНКИ

А. С. Дмитриева

Научный руководитель, ассистент А. А. Лягова

Национальный минерально-сырьевой Университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Россия

Одним из распространенных дефектов геометрии стенки резервуара являются вмятины. Действующие нормативные документы устанавливают достаточно жесткие критерии допустимой величины стрелки прогиба вмятины [4]. При этом не учитываются ни геометрические размеры (ширина, форма) вмятин, ни их месторасположение по высоте стенки резервуара. Опыт многолетней безотказной эксплуатации резервуаров с данным дефектом формы, не удовлетворяющим требованиям норм [4], свидетельствует об отсутствии достаточной обоснованности вводимых ограничений, что также подтверждено в работах [1-3]. Согласно нормативным документам [4,5] при обнаружении вмятин, выпучин эксплуатация возможна только, если выполнены расчеты напряженно-деформированного состояния (НДС) резервуара и доказано, что в стенке металлоконструкции отсутствуют предельные напряжения и дефект не приводит к потере устойчивости стенки. Цель работы – выполнить анализ НДС стенки резервуара с вмятиной с учетом геометрии формы для определения допустимых условий эксплуатации резервуара.

Объектом исследования являлся резервуар вертикальный стальной с понтоном РВСП-5000 для хранения автобензина, введенный в эксплуатацию в 1962 году, выполненный из стали Ст3сп (предел текучести – 245 МПа, предел прочности – 370 МПа). Визуально-измерительный контроль резервуара показал, что на расстоянии 8483 мм от дна на поверхности стенки имеется вмятина с геометрическими параметрами: малая ось – 420 мм; большая ось – 1100 мм; стрела прогиба (глубина) – 39,1 мм.

Анализ НДС стенки резервуара методом конечных элементов в программном комплексе SIMULIA Abaqus. Для была построена ¼ резервуара с фактическими толщинами конструктивных элементов, заданы

свойства материала (модуль упругости $E=2,1 \cdot 10^{11}$ Па; коэффициент Пуассона – 0,3; плотность – 7850 кг/м^3), выполнено разбиение модели на конечные-элементы, заданы эксплуатационные нагрузки, граничные условия и выбраны выходные данные. Так, методом конечных элементов были определены номинальные кольцевые и продольные напряжения в стенке резервуара и представлены графики сравнения результатов расчета, выполненного аналитически по методике, представленной в [6] и методом конечных элементов.

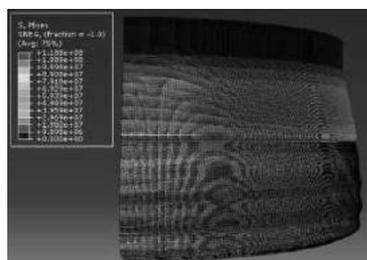


Рис.1. Распределение кольцевых напряжений в стенке резервуара

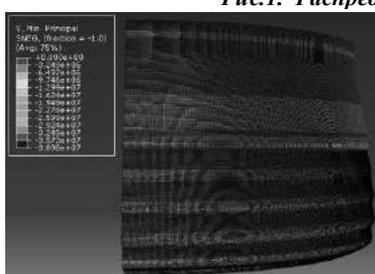
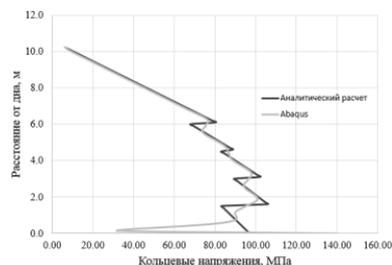
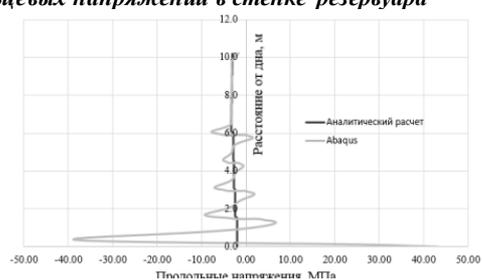


Рис. 2. Распределение продольных напряжений резервуара в стенке



Как видно из графиков (рис.1, рис.2) аналитические расчеты не принимают во внимание краевой эффект в нижних поясах резервуара. Скачки на графике кольцевых и продольных напряжений соответствуют изменению толщины стенки резервуара по поясам.

Создание вмятины в модели резервуара сводилось к процессу моделирования контактной задачи. Для решения контактной задачи необходимо определить радиус полусферы и силы, с которой она будет действовать на поверхность стенки резервуара. После определения данных параметров в ПК Abaqus была создана стальная полусфера радиусом $R=40,2$ мм, далее сфера была позиционирована в сборке модели на высоту 8483 мм от дна резервуара. Полусфера действует на стенку резервуара силой 55 МН на расстояние, равное величине большой оси вмятины (1100 мм).

Затем были определены поверхностные напряжения в стенке резервуара по Мизесу (рис. 3) и перемещения поверхности стенки резервуара. Установлено, что максимальные поверхностные напряжения возникают в центре вмятины и равны – 219,1 МПа.

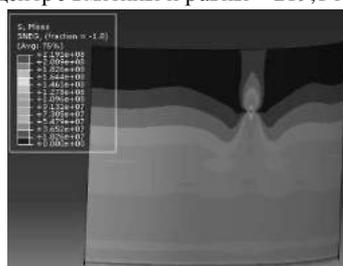
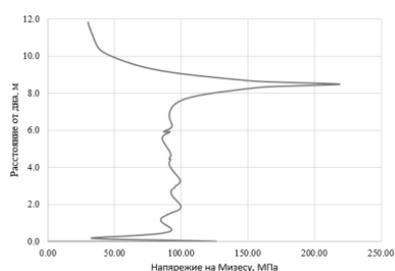


Рис. 3. Поверхностные напряжения в стенке резервуара по Мизесу



Согласно [4], для предельных напряжений в стенке стального цилиндрического резервуара задается ограничение, согласно которому эквивалентные напряжения сравниваются с допускаемыми, равными пределу текучести стали:

$$\sigma_{пов} \leq \sigma_{\tau} \quad (1)$$

где $\sigma_{пов}$ - поверхностные напряжения в стенке резервуара (напряжения по Мизесу); σ_{τ} – предел текучести стали, для СтЗсп – 245 МПа

Установлено, что для обнаруженной в результате технического диагностирования вмятины в стенке резервуара выполняется условие прочности (1) и область стенки резервуара с вмятиной не переходит в область пластических деформаций при данных эксплуатационных условиях.

В результате моделирования получили зависимость эквивалентных напряжений от глубины прогиба вмятины. Установлено, что она может быть аппроксимирована линейным уравнением, представленным на рис. 4.

Таким образом, величина допустимой глубины вмятины составляет 60,01 мм, при которой возникают недопустимые пластические деформации, и резервуар необходимо выводить в ремонт.

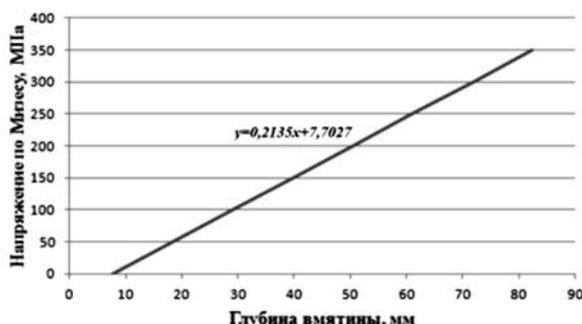


Рис. 4. Зависимость напряжений от глубины вмятины (y – глубина вмятины, x – напряжение по Мизесу)

Таким образом, на основе результатов технической диагностики было определено НДС резервуара РВСП-5000. Установлено, что для обнаруженной вмятины в стенке резервуара выполняется условие прочности и область стенки резервуара с вмятиной не переходит в область пластических деформаций. Найдено значение допустимой глубины вмятины (60,01 мм), при котором возникают недопустимые пластические деформации.

Литература

1. Галеев В.Б. Аварии резервуаров и способы их предотвращения. – Уфа: ГУП «Уфимский полиграфкомбинат», 2004. – 164 с.
2. Евдокимов В.В., Труфанов НА., Сметанников О.Ю. Дифференцированный подход к определению допустимых размеров вмятин на поверхности стенки вертикальных цилиндрических резервуаров // Промышленное и гражданское строительство. – 2006 г. – №6. – С.73.
3. Могильнер Л.Ю. Расчет допустимых условий эксплуатации стенки резервуара с дефектами геометрии на основе данных технического диагностирования // Трубопроводный транспорт. – 2009 г. – №4. – С.64.
4. РД-23.020.00-КТН-296-07 Руководство по оценке технического состояния резервуаров ОАО «АК «Транснефть». – Введ. 2007-11-02. М.: Транснефть, 2007 – С.135.
5. РД 08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – Введ. 1995-09-01.: АО «ВНИИМонтажспецстрой», 2013 – С.19.
6. Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 240 с.

ЗАДАЧА БЛАЗИУСА И ЕГО РЕШЕНИЕ В ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОЛЯ СКОРОСТИ БЕЗГРАДИЕНТНОГО ТЕЧЕНИЯ

До Тхи Тху Хиен

Научный руководитель, профессор С. Н. Харламов

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время решение нестационарных задач несжимаемого пограничного слоя является весьма актуальным направлением научных исследований. Задача Блазиуса возникает как вспомогательная при моделировании обтекания бесконечно тонкой пластины потоком вязкой несжимаемой жидкости. Задача Блазиуса представляет собой нелинейное обыкновенное дифференциальное уравнение третьего порядка с краевыми условиями для полу-бесконечного интервала. Данная задача может рассматриваться как модельная для развиваемого метода редукции нелинейной задачи с полу-бесконечного интервала к конечному.

Рассмотрим модельную задачу об обтекании вязкой несжимаемой средой неподвижной тонкой пластинки (рис. 1), установленной вдоль набегающего потока. Будем считать, что скорость течения такова, что пограничный слой является ламинарным. Течение среды описывается уравнениями Навье – Стокса [3].

$$\begin{cases} \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \right), \\ \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + \nu \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} \right), \\ \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0, \end{cases} \quad (1)$$

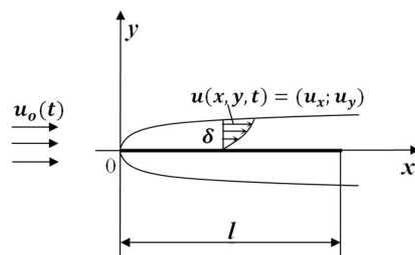


Рис. 1. Пограничный слой на обтекаемой пластинке

где ν – коэффициент кинематической вязкости; ρ – плотность среды, которая полагается постоянной; u, v или u_x, u_y – продольная и поперечная компоненты скорости; $p = p(r, t)$ – давление в точке $r = (x; y)t$.

Уравнения (1) дополняются граничными условиями прилипания на поверхности обтекаемой пластинки и условиями затухания возмущений при удалении от нее. Из уравнения 1 можно получить систему уравнений движения в ламинарном слое – уравнения Прандтля на основе оценок-гипотезов о порядке различных членов.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \frac{\partial^2 u}{\partial y^2}, \\ \frac{\partial p}{\partial y} = 0, \\ \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0, \end{array} \right. \quad (2), \quad \left\{ \begin{array}{l} u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} = \nu \frac{\partial^2 u}{\partial y^2}, \\ \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0, \end{array} \right. \quad (3)$$

Будем считать пластинку бесконечно тонкой, а поток среды стационарным, $u_0 = \text{const}$. Систему координат введем как указано на рис. 1: ось Ox направим вдоль пластинки, ось Oy – перпендикулярно к ней, начало координат поместим в переднюю кромку пластинки, тогда скорость установившегося течения $u = (u; v)t$ будет удовлетворять уравнениям (3). Точное решение задачи (3) можно найти лишь для обтекания бесконечной пластинки ($y = 0, x \geq 0$), тогда граничные условия в приближенной постановке, предложенной Блазиусом, имеют следующий вид: Для пластинки при $y = 0, x \geq 0, u = v = 0$; на внешней границе пограничного слоя при $y \rightarrow \infty, u \rightarrow U_0$ (4).

Нелинейное уравнение безразрывности не может быть решено в замкнутой форме. Поэтому численное решение можно достичь посредством следующим аффинным преобразованиям:

$$\eta = y \sqrt{\frac{U_\infty}{\nu x}} \quad \Psi(y) = \sqrt{\nu U_\infty x} \cdot f(\eta) \quad (4), \quad \delta \lambda \sqrt{\frac{\nu x}{U_\infty}} \quad (5)$$

где η – переменный изменяется в конечных пределах. $y = \delta \eta$. Согласно с [1] толщина пограничного слоя имеет вид (5). С целью интегрирования уравнения неразрывности введем функцию тока $\psi(x, y)$. Тогда для продольной составляющей u скорости мы получим выражение

$$u = \frac{\partial \psi}{\partial y} = \frac{\partial \psi}{\partial \eta} \frac{\partial \eta}{\partial y} = \sqrt{\nu x U_\infty} f'(\eta) \cdot \sqrt{\frac{U_\infty}{\nu x}} = U_\infty f'(\eta) \quad (6)$$

где штрих у буквы f означает дифференцирование по η , а для поперечной составляющей v – выражение

$$v = -\frac{\partial \psi}{\partial x} = -\frac{1}{2} \sqrt{\frac{\nu U_\infty}{x}} + \sqrt{\nu x U_\infty} \frac{1}{2} y \sqrt{\frac{U_\infty}{\nu x^3}} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{\nu U_\infty}{x}} (\eta f' - f) \quad (7)$$

Поставив эти выражения u и v в первое уравнение (3), получим для определения безразмерной функции тока $f(\eta)$ уравнение

$$-\frac{U_\infty^2}{2x} \eta f' f'' + \frac{U_\infty^2}{2x} (\eta f' - f) f'' = \frac{U_\infty^2}{x} f'' \quad (8)$$

Можем сократить уравнение (8) в виде:

$$2f'' + ff'' = 0 \quad (9)$$

Пограничными условиями на основании равенств (4), (6) и (7) будут.

$$\left. \begin{array}{l} f = 0, f' = 0 \text{ при } \eta = 0 \\ f' = 1 \text{ при } \eta = \infty \end{array} \right\}$$

С помощью аффинного преобразования, получим уравнение нелинейное третьего порядка, следовательно трех граничных условий достаточно для полной определенности решения.

Аналитические вычисления, необходимые для решения дифференциального уравнения (9), довольно затруднительны. Блазиус получил решение, применив разложение функции $f(\eta)$ в степенной ряд в окрестности точки $\eta = 0$ и асимптотическое разложение для больших η и затем, сомкнув оба разложения в некоторой подходящим образом выбранной точке η . Затем Л.Хуарт вновь решил это уравнение, выполнив все вычисления с большой точностью. С его решений [1] можно построить зависимость продольной скорости $u/U_\infty = f'(\eta)$ от толщины пограничного слоя (рис. 2).

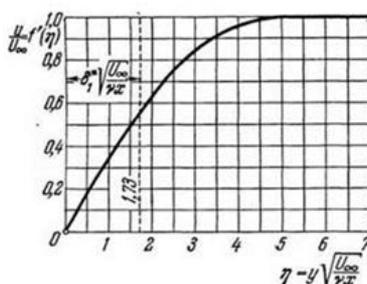


Рис. 2. Распределение продольной скорости в пограничном слое на плоской По Блазиусу

Из рисунка 2 видно, что профиль скорости имеет близки стенки небольшую кривизну, но зато дальше от стенки он быстро приближается к асимптоте. При увеличении толщины пограничного слоя, соотношение продольной скорости к начальной скорости равно единице.

Вследствие нарастания толщины пограничного слоя вниз по течению жидкость на своем пути вдоль пластины несколько отстает от стенки и приводит к существованию составляющей скорости. При продольном обтекании пластины перепад давления не будет, поэтому пограничное слое не будет отрываться.

В работе рассмотрев классическую задачу Блазиуса, получено точное решение с помощью решения Хоуарта для несжимаемой жидкости и стационарного течения. Доказан, что при присутствии объект как клин в таком течения, всегда возникает тонкий слой на поверхности обтекаемого тела, в котором скорость продольная в определенный момент равна заданной скорости.

Литература

1. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя, перев. с немецкого, Главная редакция физико-математической литературы издательства «Наука», Москва, 1969.
2. Гидрогазодинамика: Учеб. пособие для вузов. – М.: Издательство АТЦ, 2015 год. – 384 с.
3. Седов Л.И. Механической сплошной среды. СПб.: Лань, 2004. 560с.
4. Курин В.В., Грязнов А.И.Ю., Клемина А.В., Мартыанов А.И. Основы механики сплошных сред. – М.: Университетская книга, 2011. – 88 с.
5. Баумана Н.Э. Моделирование обтекания тонкой пластинки с использованием модифицированной схемы метода вихревых элементов // Наука и Образование. –2013. – № ФС77 – 48211.

ОЧИСТКА ПОЛОСТИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕЕРНЫХ СОПЕЛ СВК-ЭН

Е. К. Дугарова

Научный руководитель, доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из важных проблем эксплуатации резервуаров является очистка резервуаров. При хранении и перекачивании состав нефти и нефтепродуктов претерпевает изменения, особенно вблизи днищ резервуаров скапливаются осадки. Осадок по площади распределяется неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре. Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка [2].

Периодичность очистки резервуаров с нефтепродуктами устанавливается ГОСТ 1510-84, резервуары изпод нефти зачищаются при необходимости: для освобождения от пиррофорных отложений, высоковязких осадков, при проведении диагностики резервуара [3]. Основным элементом системы размыва донных отложений в резервуаре является такое устройство, как «Диоген», «Тайфун» а также используются сопла. В данной статье будет рассмотрен третий вариант, а именно веерные сопла СВК-ЭН.

Система размыва донных отложений резервуаров вертикальных стальных с соплами СВК-ЭН предназначена для того, чтобы с целью сохранения проектной полезности резервуаров удалять донные отложения, которые естественно выпадают из нефти и нефтепродуктов. Сопло веерное кольцевое с эксцентричными радиальными направляющими СВК-ЭН снижает интенсивность коррозионного разрушения днища, а также утраты нижнего пояса стальных резервуаров. Сопла СВК-ЭН-100 также рекомендуется устанавливать с целью размыва донных отложений в тех местах, где располагаются выходные патрубки подслонной системы пожаротушения резервуаров (с использованием передвижных насосных агрегатов на производительность 200-250 м³/ч и напором 3-6 кг/см²).

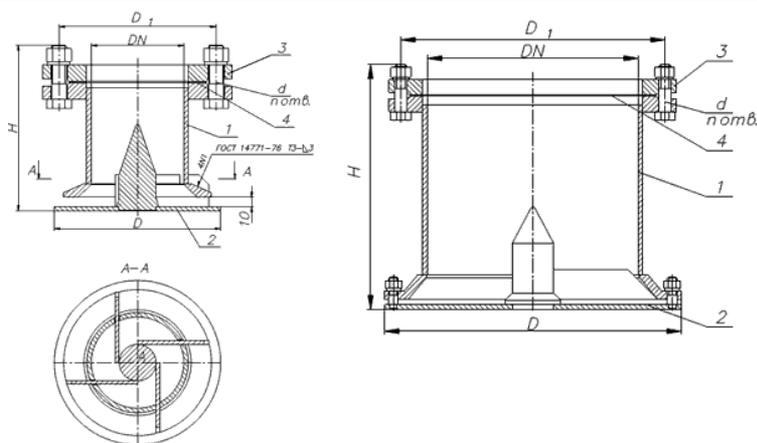


Рис. 1. Общий вид СВК-ЭН: 1 – корпус; 2 – основание; 3 – фланец; 4 – прокладка

Установленные в основании головки кольцевая щель и радиально эксцентрично расположенные направляющие создают веерную центробежную струю, которая, во-первых, локально размывает осадки в радиусе 6-9 м, а во-вторых, приводит всю массу жидкости резервуара во вращательное движение, взмучивая и благодаря этому эффективнее размывая отложения [4]. Давление в размывающей системе на входе в резервуар составляет около 4 кг/см². Сопло СВК-ЭН изготавливают под соответствующие присоединительные патрубки: диаметром патрубка 350, 150 и 100 мм.

Таблица 1

Технические характеристики сопла веерного СВК-ЭН

Наименование параметров		СВК-ЭН-100	СВК-ЭН-150	СВК-ЭН-400
Условный проход сопла DN		100	150	400
Максимальное давление P , МПа		0,6	0,6	0,6
Расход нефти через сопло, м ³ /ч		100-200	100-250	400-600
Максимальная скорость истечения нефти из сопла, м/с		12	12	12
Потери напора, м, не более		до 15	23-48	до 15
Габаритные размеры, мм, не более	Диаметр, D	180	270	500
	Высота, H	182	271	414
Масса, кг, не более		7,6	21,5	75

Сопло может устанавливаться в любую точку дна резервуара в соответствии с проектом на систему размыва парафина и рассчитано на работу от уже действующего насоса для закачки продукта в резервуар.

Турбулентный поток, вызванный веерным соплом, обеспечивает срывание и подъем донного осадка, поддерживает донный осадок во взвешенном состоянии и обеспечивает перемешивание продукта в резервуаре. Техническое обслуживание при эксплуатации заключается в осмотре сопел в следующие сроки [4]:

- в весенне-летний период - не менее одного раза в месяц;
- при температуре ниже нуля - не менее двух раз в месяц.

При профилактических осмотрах для снятия загрязнений детали промыть бензином, растворителем и продуть сжатым воздухом [5].

В данной работе был произведен расчет системы взвешивания парафинового осадка в резервуаре РВС-20000, в котором хранится нефть $\rho = 845 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\nu = 20 \frac{\text{мм}^2}{\text{с}}$. Было принято $c_p = 10^{-3}$, $\eta_p = 0,83$, $n = 50 \frac{1}{\text{год}}$,

$\tau = 2 \text{ года}$, $\rho_0 = 885 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$. Выбраны сопла с размерами: $r_0 = 0,055$ м; $d_n = 0,11$ м; $b_0 = 0,02$ м. Кроме того,

$\sigma_{\text{эл}} = 36 \frac{\text{пуф}}{\text{кВт}} \quad \sigma = 0,009 \frac{\text{пуф}}{\text{кВтч}}$. Высота уровня нефти в резервуаре принята равной 2 м [1].

σ

Для предотвращения накопления донных отложений и увеличения продолжительности эксплуатации резервуара между его зачистками рекомендуется оснащение резервуара стационарно установленными системами размыва донных осадков.

Таблица 3

Сводная таблица полученных результатов расчета

Расчетные величины		Количество сопел в резервуаре				
		1	4	6	7	8
Радиус действия сопла R_c , м		22,8	16,1	13,2	12,65	12,34
Скорость истечения нефти из сопла w_0 , м/с		42,04	29,8	24,6	23,6	23
Поправка δ_τ		0,823	0,82	0,816	0,814	0,815
Число Рейнольдса при истечении нефти из сопла Re_0		71722	505413	41458	39750	38804
Расход нефти, подаваемый к веерным соплам Q_n , м ³ /с		0,29	0,824	1,02	1,14	1,27
Число Рейнольдса для сопла Re_c		42040	29800	24600	23600	23000
Коэффициент расхода сопла μ_c		0,83	0,827	0,824	0,823	0,82
Потери напора при истечении через сопло H_c , м		108,14	54,7	37,4	34,5	32,9
Диаметры трубопроводной обвязки, м	$d_{тр.в.}$	0,418	0,369	0,317	0,317	0,317
	$d_{тр.н.}$		0,706	0,806	0,906	0,906
Скорости нефти в трубопроводной обвязке, м	$V_{тр.в.}$	2,1	1,93	2,16	2,06	2
	$V_{тр.н.}$		2,1	2	1,8	1,97
Числа Рейнольдса,	$Re_{тр.в.}$	43890	35609	41220	32651	31700
	$Re_{тр.н.}$		74130	80600	81540	89241
Коэффициенты гидравлического сопротивления,	$\lambda_{тр.в.}$	0,023	0,0245	0,024	0,025	0,025
	$\lambda_{тр.н.}$		0,0205	0,02	0,02	0,0195
Потери напора, м	$h_{тр.в.}$	0,28	0,203	0,24	0,216	0,2
	$h_{тр.н.}$	6,3	3,3	2,53	1,823	2,13
Коэффициент K_n		-	1,23	1,3	1,314	1,33
Потери на местные сопротивления, м	$h_{м.с.тр.в.}$	-	0,13	0,162	0,173	0,16
	$h_{м.с.тр.н.}$	1,03	0,93	0,84	0,68	0,8
Необходимый напор насоса H_n , м		117,65	61,26	43,2	39,4	38,2
Мощность насоса N_n , кВт		1030,8	536,73	378,5	345,2	334,7
Капиталовложения в систему K , руб		46154,7	45236,3	45677,3	44214,6	49715,7
Затраты на амортизацию и текущий ремонт \mathcal{E}_1 , руб/год		8073,9	6950,1	6681,8	7161,44	7107
Коэффициент A_1		0,0151	0,9313	0,0324	0,035	0,038
Время полного взвешивания осадка $\tau_{вз}$, ч		58,4	56,2	54,72	54,27	54,4
Стоимость электроэнергии, затрачиваемой на взвешивание осадка, и плата за установленную мощность \mathcal{E}_2 , руб/год		37650,6	19593,8	13812,4	12595,8	12213,1
Приведенные годовые затраты Π , руб/год		51263,1	31972,3	25975,5	25063	25286

В результате работы были изучены сопла веерные СВК-ЭН. Рассчитана система взвешивания парафинового осадка в вертикальном стальном резервуаре, а также количество размывающих сопел. Исходя из полученных результатов (см. таблицу 3) было выявлено, что использование сопел дает положительный эффект на резервуар, как с экономической стороны, так и с инженерной.

Литература

1. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М.: Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтегазовых и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов.- Уфа: ООО «Дизайн-Полиграф Сервис», 2002 г.
2. Розенштейн И.М. Аварии и надежность стальных резервуаров. - М.: Недра, 1995.-253с.
3. РД-23.020.00-КТН-079-09 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. м».
4. СО 02-04-АКТНП-007-2006 «Правила технической эксплуатации, диагностирования и ремонта стальных вертикальных резервуаров ОАО "АК «Транснефтепродукт» 29.01.2007».
5. Технологические регламенты (стандарты предприятия) акционерной компании по транспорту нефти «Транснефти»: В 2т./ Под редакцией С.М. Вайнштока.- М.: ГУПИзд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

**РЕЗЕРВУАР ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ С ДИНАМИЧЕСКИМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕМ
КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ****А. Ю. Егоров, М. Е. Голдаевич, И. И. Чемоданова**

Научный руководитель, доцент Л. Е. Землеруб

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Непрерывный рост добычи и переработки нефти, а также периодически повторяющиеся кризисные ситуации создают необходимость сооружения резервуаров большого объема. Кроме того, увеличение единичной вместимости резервуаров диктуется технико-экономическими показателями, а именно снижением капитальных и эксплуатационных затрат. Так на конечном пункте Каспийского трубопроводного консорциума в Новороссийске сооружают резервуарный парк из десяти резервуаров объемом 100000 м³. Четыре таких резервуара уже введены в эксплуатацию.

Увеличение объема резервуара и соответственно его диаметра, приводит к снижению устойчивости стенки и неравномерным осадкам из-за увеличения площади передачи нагрузок на основание. Кроме того, увеличение объема резервуара, а соответственно и его площади вызывает ряд трудностей при устройстве стационарной крыши, а использование плавающей крыши в климатических зонах с большой снеговой нагрузкой ведет к увеличению числа аварийных ситуаций.

Имеющийся опыт эксплуатации крупногабаритных вертикальных стальных цилиндрических резервуаров показывает, что устранить имеющиеся недостатки и повысить эксплуатационную надежность резервуаров вертикальных стальных возможно, когда будут разработаны новые решения, меняющие схему взаимодействия основных конструктивных элементов резервуара.

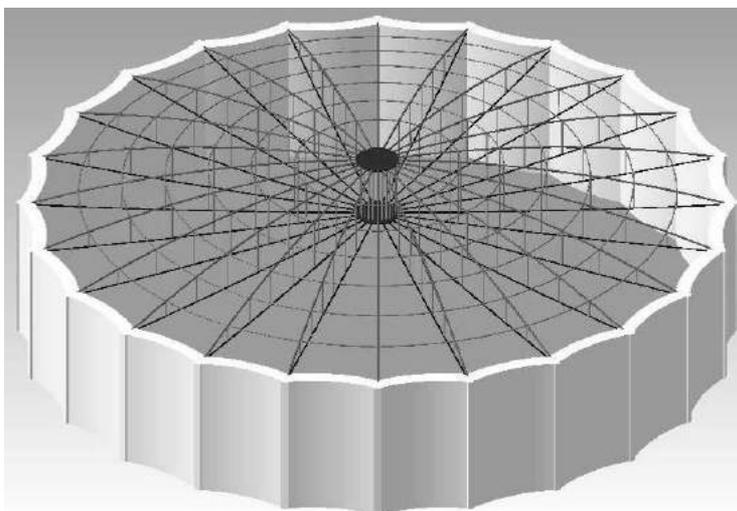


Рис. 1. 3D-модель РВС-К

На кафедре «Трубопроводный транспорт» Самарского государственного технического университета разработан проект резервуара вертикального стального объемом 100000 м³ со стенкой кантелюрного типа и двухъярусным вентильным покрытием.

Кантелюрная панель представляет собой вертикальный участок стенки, состоящий из стальных листов, обращенных выпуклостью внутрь резервуара. Места стыка панелей называются ребрами стенки резервуара. С внутренней стороны стыка кантелюрных панелей по всей высоте стенки приварена накладка, ширина которой составляет 0,1 длины листа стенки, образующая с ребром стенки трехгранную балку, увеличивающую жесткость всей конструкции.

По всему нижнему контуру стенка соединена с плоским дном сплошным сварным швом (уторный узел), а в местах стыка панелей по верхнему контуру стенки прикреплено висячее вентильное покрытие комбинированного типа с внутренним опорным барабаном. При заполнении резервуара продуктом стеновые панели сжимаются от воздействия гидростатического давления, а в ребрах стенки возникают опрокидывающие усилия, которые снижаются за счет натяжения вентильного покрытия.

Для оптимизации геометрии конструкции в программном комплексе ANSYS был выполнен ряд расчетов напряженно-деформированного состояния резервуара с учетом пластического деформирования материала при различных размерах панелей и расположении колец жесткости. Результаты расчетов подтвердили выводы, полученные при исследовании, что при такой схеме взаимодействия конструктивных элементов максимальные напряжения в стенке перемещаются из зоны уторного узла на середину высоты стеновых панелей, причем сами стеновые панели работают на сжатие, а кольцо жесткости, установленное на середине высоты панелей, работает на растяжение.

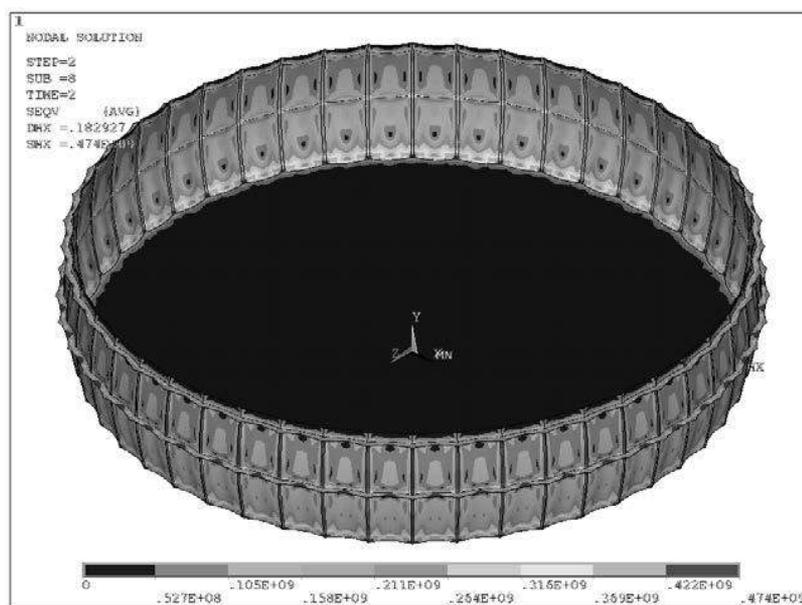


Рис. 2. Напряженно-деформированное состояние заполненного резервуара

Кроме того, места максимальных напряжений находятся вне контакта с продуктом, что позволит сократить сроки ремонта, увеличить межремонтный период и большую часть ремонтных работ производить без вывода резервуара из эксплуатации.

В соответствии с расчётами выбрано вантовое покрытие комбинированного типа с вертикальными жесткими распорками, зигзагообразной канатной решеткой и внутренним опорным барабаном. В качестве распорок применены стальные стержни. Они предназначены для передачи нагрузок между верхним и нижним поясом вант и не испытывают больших напряжений, поэтому стержни могут быть полыми, что значительно уменьшает вес покрытия. По вантам монтируется стальная обрешетка с настилом из металлочерепицы.

Для снижения потерь продукта от испарения предлагается использовать понтон, состоящий из отдельных секций - герметичных коробов из листового алюминия, заполненных алюминиевыми сотами, собираемых между собой на болтах. Данный вид конструкции позволяет обеспечить непотопляемость секции в случае её возможной разгерметизации. Зазор между понтоном и стенкой герметизируется затвором мягкого типа.

Техническим результатом разработки является:

- гарантированное увеличение прочности и устойчивости резервуара;
- возможность эксплуатации в сейсмоопасных районах;
- снижение металлоемкости резервуара;
- увеличение эксплуатационной надежности резервуара;
- увеличенная продолжительность срока службы;
- увеличение межремонтных периодов;
- снижение срока работ по сооружению резервуара;
- снижение сметной стоимости сооружения, по сравнению с резервуаром вертикальным стальным.

Литература

1. Абовский Н.П. Максимов А.В. Управляемые конструкции и системы: Учебно-методический комплекс. - Красноярск: ИГК СФУ, 2009. - 149 с.
2. Горелов А.С. Неоднородные грунтовые основания и их влияние на работу вертикальных стальных резервуаров. - СПб: ООО «Недра», 2009. - 220 с.
3. Кирсанов Н.М. Висячие и вантовые конструкции: Учебное пособие для вузов, 1981 г.
4. Павилайнен В.Я. Расчет оболочек в многоволновых системах. Л. Стройиздат, 1973. - 134 с.
5. Файбищенко В.К. Металлические конструкции: Учебное пособие для вузов, 1984.

ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ И ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ ЧИСТКИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

А. А. Ефанов

Научный руководитель, доцент Е. Н. Пашков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При транспортировке добываемой нефти от забоя к устью скважины на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) происходит осаждение различного рода загрязняющих веществ. К ним

относятся асфальтены, парафины, соли, обломки породы и т.д. Осаждение подобного рода веществ на стенках труб приводит к сужению проходного сечения, что в свою очередь вызывает изменение параметров работы скважины, сокращает время работы подземного оборудования и снижает эффективность работы скважины в целом.

Для восстановления эффективной работы скважины применяют различного рода технологические процессы (тепловое воздействие, химическая чистка и т.д.), удаляющие некоторую часть осевших компонентов [1]. Однако, это не решает проблему в полной мере, так как со временем НКТ засоряются полностью. Полностью и частично, загрязнённые НКТ вынимаются из скважины, для последующей чистки на поверхности, и заменяются новыми. Чистка же старых труб на промысле невозможна: на данный момент трубы очищаются на специализированных заводах методом травления в концентрированных кислотах. Для этого необходимо иметь специализированное оборудование, которое отсутствует на промыслах. Транспортировка отработавших труб от удалённых месторождений до специализированных заводов экономически нецелесообразна и носит сезонный характер (транспортировка по зимним трассам). В совокупности эти факторы приводят к тому, что трубы складываются на промысле. Поиск метода, позволяющего очищать трубы непосредственно на месторождении с относительно небольшими капиталовложениями, обеспечивающего мобильность и компактность установки и не производящего вредных для экологии выбросов в окружающую среду, является весьма актуальной проблемой.

Одним из перспективных методов борьбы с загрязнениями и отложениями на поверхностях труб является применение электрогидравлического эффекта, открытого Л.А. Юткиным. Данный метод применяется в промышленности для упрочнения поверхности металла и создания наклёпа, создания электрогидравлических молотов и насосов, штамповки, а также чистки металлических поверхностей [2].

Электрогидравлический эффект (ЭГЭ) – способ преобразования электрической энергии, в механическую, совершающийся без промежуточных звеньев, что обеспечивает высокий уровень КПД. Суть метода заключается в создании зоны сверхвысокого гидравлического давления за счёт специально созданного электрического разряда внутри некоторого объёма жидкости. Основными действующими факторами ЭГЭ являются высокие импульсные гидравлические давления; мощные импульсно возникающие кавитационные процессы; механические резонансные явления, позволяющие осуществлять взаимное отслаивание друг от друга многокомпонентных твёрдых тел. В момент пробоя полость вокруг искры расширяется, придавая жидкости в этой зоне значительное ускорение. Данная полость называется кавитационной и является основой формирования первого гидравлического удара. В следующий момент времени полость начинает смыкаться с большой скоростью, формируя второй гидравлический удар. На этом единичный цикл работы заканчивается. Частота подобных импульсов регулируется частотой пробоя разрядного устройства. Максимальная частота пробоя лимитирована и ограничена скоростью смыкания образовавшегося кавитационного канала.

Вышеописанный эффект обладает рядом преимуществ для решения поставленной задачи по сравнению с применяемыми методами:

- Высокая эффективность. За счёт создаваемых в зоне разряда высоких и сверхвысоких давлений могут быть удалены любые солевые отложения на внутренней поверхности труб;
- Высокий КПД. Происходит прямое преобразование электрической энергии в механическую, без промежуточных стадий;
- Отсутствие вредных выбросов. В отличие от метода травления в концентрированных кислотах, отходы, возникающие при очистке, не являются токсичными для обслуживающего персонала и окружающей среды;
- Малые капитальные затраты. Для создания установки, работающей по предложенному принципу, не требуется возведения новых цехов и обслуживающих площадок;
- Возможность создания полностью мобильной установки.

Заключение

На данный момент проблема очистки отработавших труб от загрязнений стоит достаточно остро. Применение имеющихся методов не приносит желаемого результата, трудность обеспечения материальной базы для очистки труб на месторождениях приводит к «утилизации» труб на склад. Внедрение в производственный процесс нового метода очистки НКТ от загрязнений, основанного на электрогидравлическом эффекте, позволит решить имеющуюся проблему. Предлагаемый метод обладает следующими достоинствами в сравнении с существующими на данный момент методами: высокая эффективность, высокий КПД, отсутствие вредных выбросов, малые капитальные затраты, возможность создания мобильной очистной установки.

Литература

1. Бабайцева Е.В., Саушин А.З. Систематизация известных способов борьбы с парафиноотложениями
2. Юткин Л.А. Электрогидравлический эффект и его применение в промышленности
3. Антониади Д.Г., Шостак Н.А., Савенко О.В., Пономарев Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти
4. Чепик С.К., Тахаутдинов Ш.Ф., Кашлев В.В., Уваров С.Г., Ибатуллин Р.Р. Применение на нефтяных месторождениях Татарстана технологии очистки внутрискважинного оборудования от асфальто-смолопарафиновых отложений микробиологическим методом.
5. Макаревич А.В., Банный В.А. Методы борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности (обзор), часть II.

**РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА
 ТРУБОПРОВОДА С ДЕФЕКТОМ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ AUTODESK INVENTOR**
Д. В. Ефимов

Научный руководитель, профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Контроль напряженно деформированного состояния трубопровода является неотъемлемой частью его долгой и безопасной эксплуатации. Появление дефектов приводит к ухудшению характеристик конструкции и увеличивает риск аварии [1].

В работе приведён расчет суммарных деформаций и напряжений участка трубопровода, содержащего дефекты, при помощи метода конечных элементов (МКЭ). К его достоинствам следует отнести универсальность, минимум требований к исходной информации, оптимальную форму результатов. Анализ конструкций с использованием МКЭ является в настоящее время основным инструментом для прочностных и других видов расчетов конструкций.

В качестве дефекта рассматривается потеря металла – повреждение внутренней стенки трубопровода, которое сопровождается выносом металла. Дефекты были выявлены методами неразрушающего контроля и занесены в полевой журнал. В модели они представляют собой локальное утонение стенок трубопровода с внутренней стороны.

В качестве исходных данных напряженно-деформированного состояния трубопровода в работе было использовано типичное проектное решение, основанное на технических требованиях СНиП 2.05.06-85.

Объектом исследования является участок трубопровода, изготовленный из стали 17Г2С, диаметром 1220 мм, рабочим давлением 4 МПа и длиной 10 м. Толщина стенки 10 мм. 2 дефекта вида «потеря металла».

Таблица 1

Общие характеристики и параметры исследуемого участка трубопровода

Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки трубы, мм	Длина участка трубы, мм	Трубопровод изготовлен из стали	Рабочее давление, МПа	Параметры 1 дефекта, мм	Параметры 2 дефекта, мм
1220	10	10000	17Г2С	4	11x14x1,7	15x21x1,7

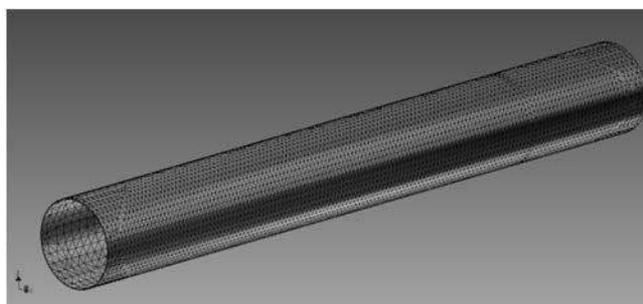


Рис. 1. Модель трубопровода с дефектом и нанесенной сеткой

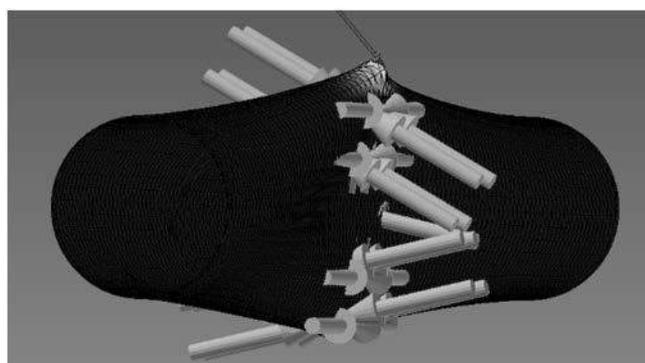


Рис. 2. Схематичное направление деформации

Таблица 2

Результаты расчета эквивалентных напряжений по Мизесу, напряжения и смещения

Имя	Минимальная	Максимальная
Напряжение по Мизесу	39,0102 МПа	316,454 МПа
Смещение	0 мм	0,81786 мм
Напряжение XX	-155,901 МПа	274,996 МПа
Напряжение XY	-93,2268 МПа	111,71 МПа
Напряжение XZ	-134,505 МПа	134,672 МПа
Напряжение YY	-387,308 МПа	357,746 МПа
Напряжение YZ	-126,051 МПа	118,839 МПа
Напряжение ZZ	-178,115 МПа	273,425 МПа
Смещение по оси X	-0,816806 мм	0,765562 мм
Смещение по оси Y	-0,055204 мм	0,0559723 мм
Смещение по оси Z	-0,729738 мм	0,737768 мм

Максимальные напряжения сосредоточены на месте дефекта, это связано с тем, что толщина стенки в этой области меньше, чем во всем трубопроводе, а давление по всей длине 4 МПа. Максимальное значение эквивалентных напряжений по Мизесу 316,454 МПа, по справочным данным, для стали 17Г2С временное сопротивление разрыву (предел прочности) 670 МПа [2, 3]. Следовательно, участок трубопровода с дефектом выдержит нагрузку с коэффициентом запаса прочности 2,1.

Максимальное значение суммарных деформаций 0,82 мм. Так как, напряжения в зоне дефекта достаточно большие, то рекомендуется заменить этот участок трубопровода, ведь в дальнейшем это может привести к аварии. Диагностика трубопроводной системы и регулярный контроль предотвратят подобные случаи.

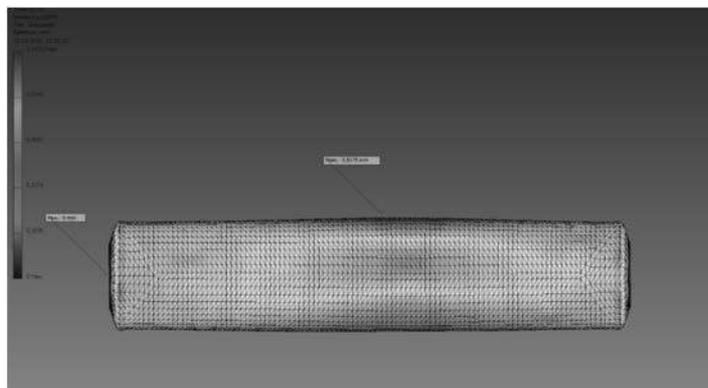


Рис. 3. Максимальное и минимальное значение деформации

Литература

1. Рудаченко А.В., Саруев А.Л. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов. – Издательство ТГУ, 2011. – 136 с.
2. СНиП 2.05.06-85* – «Магистральные трубопроводы».
3. Центральный металлический портал РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://metallcheckiy-portal.ru/marki_metallov/stk17G2S – сталь марки 17Г2С. Дата обращения: 17.02.2016.

СОПОСТАВЛЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В АППАРАТАХ ЭЛЕКТРООБЕЗВОЖИВАНИЯ И ОБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТИ

В. В. Зайковский

Научный руководитель, профессор С. Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных процессов предварительной подготовки скважинной продукции является обессоливание нефти с помощью промывки водой, и последующее обезвоживание водонефтяной эмульсии.

Выделяют следующие методы обезвоживания нефти: гравитационное отстаивание, термическая обработка, химическая обработка, обработка электрическим полем. На производстве применяют комбинированные методы. Окончательное расслоение эмульсии, при этом происходит в аппаратах, реализующих принцип обработки электрическим полем – электродегидраторах [1].

В 2014 году Правительством Российской Федерации утверждена Государственная программа "Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности", основной целью которой является создание конкурентоспособной промышленности, способной к интеграции в мировую технологическую среду [2]. В рамках исследования современных технологий подготовки и переработки природных ресурсов, является актуальной задача о сопоставлении отечественных и зарубежных технических решений в электродегидраторах.

В отечественной промышленности выделяют три принципиальных исполнения электродегидраторов: вертикальные, шаровые и горизонтальные. Вертикальные электродегидраторы, выпускаемые отечественной промышленностью под маркировкой ЭД-5, ЭДВ-20, ЭДВ-32, представляют собой сосуд цилиндрической формы с полусферическим дном. Внутри сосуда на подвесных изоляторах закрепляются два горизонтальных электрода, собранных и концентрических колец [3, 4]. Подача сырья осуществляется непосредственно в межэлектродное пространство через распределительную головку. Основной особенностью вертикальных электродегидраторов является их малый номинальный объем - от 5 до 32 м³. Рабочее давление – до 1,3 МПа. Их применение экономически целесообразно при сравнительно небольшой производительности технологического процесса.

Шаровые электродегидраторы представляют собой сферические сосуды номинальным объемом до 600 м³. За счет значительного объема, в них размещается до трёх сырьевых вводов с тремя парами электродов. Однако, такие аппараты рассчитаны на работу при сравнительно низких давлениях – до 0,7 МПа. Шаровые электродегидраторы были спроектированы в СССР в 1950-х годах. Они эксплуатируются на ряде НПЗ России, однако в настоящий момент отечественной промышленностью не производятся.

Горизонтальные электродегидраторы представляют собой цилиндрические емкости с подвесной горизонтальной системой электродов, расположенной по всей площади аппарата. Они получили наибольшее распространение на современных технологических линиях. Преимуществами горизонтальных электродегидраторов являются наиболее высокое рабочее давление – до 1,6 МПа и широкий диапазон вариации объема аппарата, в зависимости от длины емкости. В настоящее время отечественная промышленность выпускает горизонтальные электродегидраторы под маркировкой ЭГ-63, ЭГ-100, ЭГ-160, ЭГ-200, номинальным объемом от 63 до 200 м³ [3, 4].

Процесс разделения эмульсии в аппарате с одновременной верхней и нижней подачей интенсифицируется за счет наличия в аппарате двух встречных потоков в зоне действия электрического поля. Сложная гидродинамическая структура потоков способствует увеличению числа столкновений между каплями воды, равномерно распределяет их вдоль межэлектродной области.

Для интенсификации процесса электрокоалесценции эмульсий ЗАО «НЕФТЕХ» рекомендует применять трехэлектродную систему с переменным расстоянием между электродами [5]. Такая конструкция обеспечивает большой объем охвата водонефтяной эмульсии электрическим полем, за счет электродных систем «электрод 1 – заземленный электрод», «заземленный электрод – электрод 2», «электрод 2 – заземленное зеркало отделившейся водной фазы». Расстояние между электродными системами предполагается увеличивать сверху вниз, для ступенчатого уменьшения напряженности электрического поля.

Ступенчатое уменьшение напряженности электрического поля по высоте аппарата позволяет снизить вероятность диспергирования крупных капель, расположенных ниже заземленного электрода.

За рубежом также сохраняется разделение электродегидраторов по ориентации емкости. Вместе с тем, конструктивное исполнение внутренней части импортных аппаратов обеспечивает более высокие параметры производительности, качества выходного продукта и безопасности работы.

В результате анализа современных импортных аппаратов для электрообезвоживания и обессоливания нефти, экспертным путем установлено, что наиболее высокотехнологичными из них можно назвать электродегидраторы маркировки VIEC, компания Hamworthy, и Dual Frequency, компании Natco.

Аппарат VIEC (Vessel Internal Electrostatic Coalescer) представляет собой емкость со встроенным блоком конденсаторных пластин [6]. Особенностью конструкции является индивидуальный подвод напряжения и управляющего сигнала к каждой пластине и тонкое изоляционное покрытие пластины. В сумме эти две конструктивные особенности позволяют безопасно эксплуатировать аппарат VIEC в условиях повышенной обводненности и загазованности скважинной продукции, поскольку, во-первых: поле в аппарате полностью регулируется по всему объему, во-вторых: изоляция предотвращает пробой электродов. Указанные преимущества позволяют использовать данный аппарат уже на первой ступени подготовки скважинной продукции, что потенциально может значительно снизить эксплуатационные расходы по транспортировке балластной воды до пунктов подготовки нефти.

Аппарат Dual Frequency также представляет собой горизонтальную емкость с особой конструкцией электродов [7]. Обработку эмульсии ведут двумя различными электродными системами «электрод переменного тока – зеркало воды» и батарей систем «электрод постоянного тока – заземленный электрод». Совместное использование двух полей – переменного и постоянного, позволяет в полной мере задействовать эффекты электрофореза и диэлектрофореза. Также в данном аппарате реализована обработка электрическим полем различной частоты (от 0.2 до 1000 Гц), что, за счет повышенной частоты колебаний капель воды, способствует интенсификации электрокоалесценции.

Сопоставление отечественных и зарубежных технологий представлено в таблице.

Таблица

Параметр:	ЭДВ	ЭГ	ВИЕС	Dual Frequency
Конструктивная особенность	Одна горизонтальная электродная система	Несколько горизонтальных электродных систем	Батарея обособленных изолированных электродов по всему сечению аппарата	Две электродные системы, постоянное и переменное электрическое поле, различные частоты
Напряжение на электродах, кВ	27-44	27-44	5	30
Напряженность электрического поля, кВ/см	1-3	1-3	2	2 (постоянный ток), 0.4 (переменный ток)
Изоляция электродов	Отсутствует	Отсутствует	Внешнее покрытие	Композитный материал
Время обработки полем, сек	70-100	100-300	1-5	70-160
Электрофорез	Используется слабо	Используется слабо	Используется слабо	Используется
Диэлектрофорез	Используется	Используется	Используется	Используется
Максимальная объемная доля воды в эмульсии	50-70%	50-70%	100%	40%
Максимальная объемная доля газа в эмульсии	Не рассчитано на работу в газовой среде	Не рассчитано на работу в газовой среде	100%	Менее 7%

По результатам сопоставления можно сделать вывод о том, что отечественные электродегидраторы отличаются простотой конструкции, высоким напряжением электродов, отсутствием изоляции и ограничением на обработку эмульсий, содержащих газовую фазу. Импортные электродегидраторы отличаются использованием изолированных или композитных электродов, возможностью работы в высокообводенной, газосодержащей среде, автоматизированным регулированием напряженности поля по объему аппарата, использованием полей различной частоты.

Таким образом, для производства высокотехнологичных и конкурентоспособных аппаратов для электрообезвоживания и обессоливания водонефтяных эмульсий, а также для импортозамещения зарубежных аппаратов, необходимо проведение дополнительных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в части использования новых материалов электродов и конфигураций электрического поля.

Литература

1. John S. Eow, Mojtaba Ghadiri, Electrostatic enhancement of coalescence of water droplets in oil: a review of the technology, *Chemical Engineering Journal*, Volume 85, Issues 2–3, 28 January 2002, Pages 357-368.
2. Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. N 328 "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности" [Электронный ресурс] // Правовой интернет-портал «Гарант». URL: Электронный ресурс <http://base.garant.ru/70643464/> (дата обращения: 01.02.2016).
3. Каталог оборудования ОАО «ВНИИ НЕФТЕМАШ», [Электронный ресурс] // Официальный сайт ОАО «ВНИИ НЕФТЕМАШ». URL: Электронный ресурс <http://www.vniineftemash.ru/> (дата обращения: 02.02.2016).
4. Каталог оборудования ООО «Курганхиммаш», [Электронный ресурс] // Официальный сайт торгового дома ООО «Курганхиммаш». URL: Электронный ресурс <http://www.td-khm.ru/ru/> (дата обращения: 02.02.2016).
5. Швецов В.Н., Юнусов А.А., Набиуллин М.И. Новые технические решения по усовершенствованию электродегидраторов для обезвоживания и обессоливания нефти, *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*, Выпуск 5, 2012 год, стр. 48-54.
6. Mhatre S., Vivacqua V., Ghadiri M., Abdullah A.M., Al-Marri M.J., Hassanpour A., Hewakandamby B., Azzopardi B., Kermani B. Electrostatic phase separation: A review, *Chemical Engineering Research and Design*, Volume 96, April 2015, Pages 177-195.
7. Simone Less, Regis Vilagines, The electrocoalescers' technology: Advances, strengths and limitations for crude oil separation, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 81, January 2012, Pages 57-63.

**ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ И
ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

Е. С. Иванникова

Научный руководитель, доцент О. В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Магистральные и промысловые нефтепроводы представляют собой сложные инженерные конструкции, проложенные во всех регионах России и эксплуатируемые в разнообразных природно-климатических условиях – от Крайнего Севера, Западной Сибири до средней полосы и пустынных южных районов. По РД-01.120.00-КТН-228-06 ОАО «АК «Транснефть» можно дать точные определения необходимых терминов. Магистральный нефтепровод – это инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта [1]. Техническое состояние объекта – состояние оборудования и сооружений, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями его параметров, установленных технической документацией на объект. Контроль технического состояния – проверка соответствия значений параметров оборудования и сооружений требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени [2].

Техническое состояние объектов магистрального нефтепровода можно определить с помощью информации, полученной при проведении диагностики. Обработка данной информации позволяет оценить состояние линейной части МН в настоящий момент и сделать прогноз на предстоящее время эксплуатации. По официальным данным ОАО ЦГД «ДИАСКАН» в комплексную диагностику магистральных нефтепроводов входит:

- 1) диагностика всех сооружений, входящих в систему трубопроводного транспорта;
- 2) освидетельствование физического состояния объектов трубопроводного транспорта и определение их работоспособности;
- 3) соблюдение экологической дисциплины, анализ влияния трубопроводного транспорта на окружающую среду;
- 4) использование всех технических средств диагностики.

Внутритрубная диагностика линейной части магистрального нефтепровода в ОАО «АК «Транснефть» происходит в четыре уровня: I – определение дефектов геометрии профиломером, II – определение дефектов типа потери металла ультразвуковым дефектоскопом, III – определение поперечных трещиноподобных дефектов магнитным дефектоскопом, IV – определение продольных трещиноподобных дефектов ультразвуковым дефектоскопом [6].

Профиломеры - внутритрубные снаряды, используемые для контроля геометрии внутренней поверхности трубопроводов, а также для проверки проходимости трубопровода очистными и диагностическими снарядами. Ультразвуковой дефектоскоп типа – это автономное устройство, предназначенное для обследования трубопроводов, цель которого – определение дефектов стенки трубы радиально установленными ультразвуковыми датчиками. Магнитный дефектоскоп предназначен для обнаружения дефектов в стенках и сварных швах трубопроводов. Внутритрубные ультразвуковые дефектоскопы являются снарядами высокого разрешения и предназначены для внутритрубного неразрушающего контроля трубопроводов без выведения их из эксплуатации.

Четырехуровневый контроль позволяет:

- 1) исключить, дорогостоящие гидротестирования, при повышенном давлении;
- 2) проводить обследования нефтепроводов без нарушения режима эксплуатации;
- 3) обнаруживать и определять не только критические, но и потенциально опасные дефекты;
- 4) количественно оценивать техническое состояние нефтепроводов;
- 5) создать безопасные, управляемые условия эксплуатации нефтепроводов.

Для определения оценки степени риска аварий на магистральном трубопроводном транспорте выступает анализ причин аварийных ситуаций и отказов. Для оценки степени аварийности пользуются удельным значением интенсивности возникновения аварий (т.е. отношением числа аварий к протяженности магистральных нефтепроводов, выраженным в числе аварий на 1000 км нефтепровода) [4].

Таблица 1

Статистика аварий на магистральных нефтепроводах ОАО «АК «Транснефть»

Годы	Протяженность	Интенсивность возникновения аварий	
		Общее число	На 1000 км
2004	48700	3	0,06
2005	48700	2	0,04
2006	47978	3	0,06
2007	47869	2	0,04
2008	48529	5	0,1

Если провести анализ данных по авариям, можно выделить наиболее значимые причины аварийных

отказов на линейной части магистральных нефтепроводов, которые приводят к разгерметизации трубопровода и в последствии к выбросу большого количества нефти [4]. Это такие причины как:

- некачественное выполнение монтажных стыков, механические повреждения трубы нанесенные при строительстве;
- дефекты в металле труб, некачественная заводская сварка трубных швов, дефекты соединительных деталей трубопровода и запорной арматуры;
- внутренняя коррозия в виде свищей, язв;
- прочие причины, включая ошибки при эксплуатации.

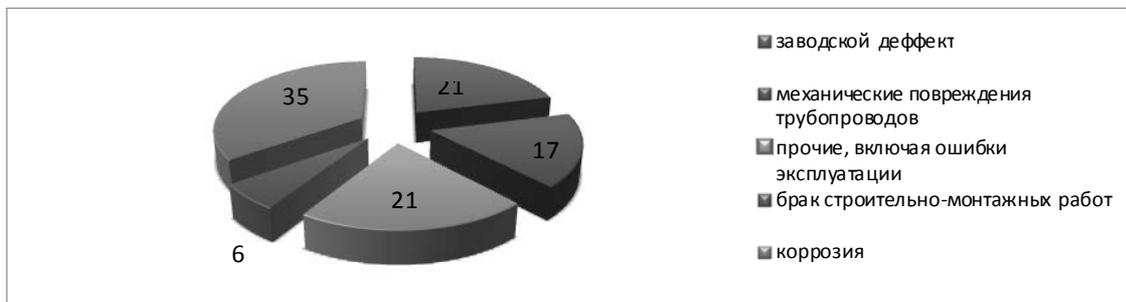


Рис. Причины аварийности магистральных нефтепроводов

Исходя из данной диаграммы, которая была построена по результатам мониторинга аварий магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть», можно сделать вывод о том, что коррозия является одной из главных проблем аварийности, которая требует решения. Такая же причина аварийности и отказов распространяется на промысловые трубопроводы.

Для решения данной проблемы и уменьшения отказов на нефтепроводах используют активные и пассивные методы защиты трубопроводов от коррозии. Пассивные способы предусматривают изоляцию трубы с помощью противокоррозионных диэлектрических покрытий, в то время как активные предусматривают создание электрического тока, в котором весь металл трубопровода становится катодом, а анодом является дополнительно размещенный в грунте металл. Так же, в связи с программой импортозамещения на территории РФ, рекомендуют использовать армированные термопластичные трубы российского производства. Они предназначены для применения в трубопроводных системах высокого давления холодного водоснабжения, в технологических и нефтяных трубопроводных системах и в газовых распределительных сетях. Среди плюсов этих труб выделяют [3]:

- **гибкость труб** – трубы диаметром от 75 до 125 мм могут смываться в бухты длиной от 350 до 150 м. В десятки раз сокращается количество стыков;
- **устойчивость к коррозии** – в трубах используется полиэтилен ПЭ80, ПЭ100 и полиэфирные нити, которые обладают высокой стойкостью как к агрессивным веществам, транспортируемым по нефтепромысловым трубам;
- **пропускная способность** - внутренняя поверхность труб гладкая, не подвержена коррозии и зарастанию карбонатными отложениями;
- **соединение труб** – трубы соединяются сваркой встык с последующим усилением шва муфтами с закладными нагревателями;
- **податливость** - высокая податливость труб и в окружном направлении позволяет им выдерживать замерзание воды без снижения несущей способности после оттаивания;
- **малый вес** – трубы легче стальных в 3-4 раза, поэтому при строительстве трубопроводов не требуется тяжелая грузоподъемная техника. Укладка в траншею может производиться вручную.

В связи с вышеперечисленными достоинствами термопластичных труб можно предположить, что в будущем они будут наиболее распространены, так как это позволит увеличить время наработки оборудования и снизить материальные затраты на его ремонт.

Литература

1. РД-01.120.00-КТН-228-06. Магистральный нефтепроводной транспорт. Термины и определения. – ОАО «АК«Транснефть», 2006.
2. РД-153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – ОАО «АК«Транснефть», 2000.
3. Полиэтиленовые армированные трубы высокого давления для транспортировки природного газа, нефти и нефтепродуктов, питьевой воды. Технические условия: ТУ 2248-001-55038886-01. – ООО «Технология композитов», 2001.
4. Стадникова М.А., Глебова Е.В., Мурадов А.В., Шейкман Л.Е., статья «Анализ аварийных ситуаций и их последствий на магистральных нефтепроводах», Экология и промышленность России, август, 2009.
5. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте / Под ред. Б.Е.Прусенко, В.Ф. Мартынюк. М.: ООО «Анализ опасностей». 2003.

6. <http://www.rpi-inc.ru/pdf/2006-04-25/sections/section1/07%20presentation-pekarnikov-diaskan.pdf>. 14.02.16.

КЕССОННЫЕ КАМЕРЫ ДЛЯ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Ле Тхи Тху Тхуи, В. В. Матвиенко

Научный руководитель, доцент В. Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

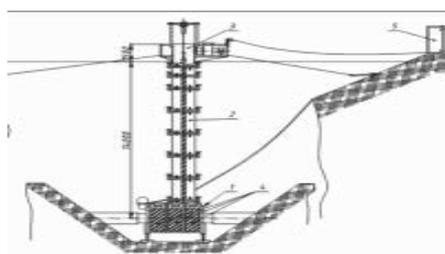
Основные работы, выполняемые на действующих подводных трубопроводах при их ремонте, заключаются в устранении поврежденных участков труб или другого установленного на трубопроводе оборудования, изоляции трубопроводов и т.д. Одним из наиболее эффективных методов ремонта подводных трубопроводов является создание условий для ремонта дефектов теми же методами, что и на поверхности. Следовательно, необходимо применить специальное оборудование для решения этой задачи. В настоящее время существует несколько конструкций для ремонта подводных трубопроводов в зависимости от глубины. Они предназначены для использования на глубинах до 14 м (камера ремонтная 6010.100.003), до 30 м (универсальная подводная камера (кессон), до 60 м (кессон E02D23) и др.

Для глубин до 14 м и до 30 м разработаны ремонтные камеры для устранения повреждений подводных переходов нефтегазопроводов (ремонт сварных швов, установка муфт и др.). Они позволяют производить обследование и ремонт дефектов традиционными методами. Схема камеры ремонтной 6010.100.003 представлена на рис. 1, а технические характеристики приведены в таблице.

Таблица

Технические характеристики ремонтных камер

Наименование параметра	Камера ремонтная на глубине до 14м	Камера ремонтная на глубине до 30м
Диаметр ремонтируемого трубопровода, мм	219; 273; 325; 377; 426; 508; 530; 720; 822; 1020	325; 530; 630; 720; 820; 1020; 1220; 1420
Допустимая скорость течения воды, м/с	1,5	1,5
Волнение рабочее (баллы), высота волн в отстое, м	до 3 (1.5) до 4 (2)	до 3 (1.5) до 4 (2)
Количество водолазов при монтаже камеры, чел.	2	2
Внутренний диаметр шахты, мм	1400	1000
Масса камеры, кг	7600	3000
Напряжение питания системы освещения камеры, В	12	24
Температура воздуха (°С)	От -10 до +45	От -12 до +45
Температура воды (°С)	От -2 до +30	От -5 до +30



а



б

Рис. 1. а - схема камеры ремонтной 6010.100.003; б - камера

Последнее изобретение не доведено до промышленного уровня. Основными рабочими конструкциями являются ремонтные камеры кессонного типа, позволяющие проводить выборочные ремонты подводных трубопроводов на малых глубинах (до 20÷30 м). Для повышения устойчивости работы при использовании кессона (рис.1а) предлагается применить винтовые упоры, завинчивающиеся в стенки траншеи при помощи гидравлических приводов.

Основные этапы процесса ремонта подводных трубопроводов заключаются в следующих [3]:

- I этап: Определение места дефекта трубопровода.
- II этап: Разработка подводного котлована, приборное обследование.
- III этап: Установка подводной камеры (кессона).
- IV этап: Установка спускной шахты кессона.
- V этап: Откачка воды, обеспечение вентиляции воздуха, освещения.
- VI этап: Демонтаж подводной камеры, обратная засыпка котлована.

Система ремонта подводных трубопроводов с применением кессонов дает возможность проведения ремонта без подъема трубопроводов на поверхность воды и создания условий производства ремонтных работ, аналогичных условиям на дневной поверхности.

Однако ее недостатком является большие размеры кессона, оснащенного всем необходимым оборудованием. В связи с чем, его затруднительно применять для ремонта трубопроводов на больших глубинах. Кроме того, для установки кессона необходимо применять мощное грузоподъемное оборудование.

Для устранения части выше перечисленных недостатков изобретен кессон E02D23, который позволяет обеспечить условия проведения ремонтных работ, в том числе подводной сварки при ремонте дефектов подводных переходов магистральных трубопроводов на глубинах до 60 м.

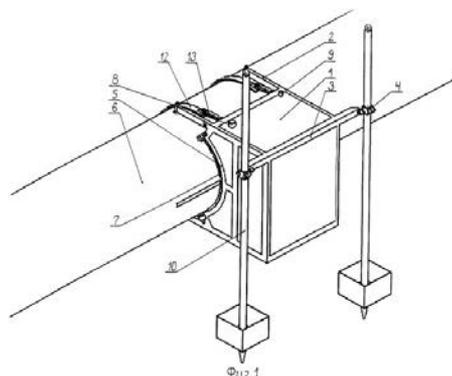


Рис. 2. Кессон E02D23

Этот кессон содержит камеру, в виде короба с открытыми дном и одной из боковых стенок, в двух других противоположных боковых стенках которого выполнены сегментные выемки с радиусом дуги, соответствующим радиусу ремонтируемого трубопровода с обеспечением возможности прилегания камеры к наружной поверхности трубопровода по образующим и дугам окружностей с образованием водолазного колокола, приспособление для фиксации камеры на трубопроводе и средство для фиксации камеры относительно грунта, связанное с камерой с возможностью ее поворота вокруг оси трубопровода.

Ремонтные работы с помощью предлагаемого изобретения осуществляются следующим образом.[1] В месте расположения дефекта трубопровода 6, обозначенном буйками-маркерами, проводят спуск камеры 1 грузовыми кранами под воду до расстояния около 1 м до верхней образующей трубопровода 6. Производят спуск работающего водолаза под воду к месту установки устройства. Работающий водолаз проверяет и обеспечивает точное расположение камеры 1 над маркированным дефектным участком трубопровода. Водолаз проверяет отсутствие инородных тел между резиновыми уплотнителями 7 и поверхностью трубопровода 6. Водолаз обеспечивает с помощью радиосвязи требуемую ориентацию камеры 1 относительно трубопровода 6, устанавливает ее на трубопровод 6 в требуемом положении и проводит окончательную центровку камеры 1 и ее фиксацию на поверхности трубопровода 6 закреплением болтов-упоров. Далее предварительно закрепляет камеру 1 прижимными полукольцами 12, регулируя прижимное усилие талрепами 13, и проводит обтяжку камеры 1 вокруг поверхности трубопровода 6 с помощью прижимных полуколец 12 и талрепов 13. Водолаз обозначает буйками требуемое место размещения штанг 10 с грузами 11, после чего грузоподъемными средствами производят спуск штанг 10 с балластными грузами 11 под воду в местах, обозначенных буйками. Размещает штанги 10 в шарнирных устройствах 4 камеры 1, устанавливает балластные ящики на грунт и проверяет надежность (устойчивость) опоры. Закрепляет штанги 10 в цапгах шарнирного устройства 4. Установка камеры 1 считается завершенной. Затем осуществляют подачу защитного газа в образованный водолазный колокол до вытеснения воды к нижнему краю камеры 1. Осуществляют спуск под воду и размещение в рабочей камере 1 освещения, сварочного оборудования, средств телевидения (при необходимости). После вытеснения воды из рабочей камеры 1 сварка производится в сухой среде с применением унифицированного сварочного оборудования и методов ремонта, включая подогрев поверхности перед сваркой и термообработку сварочного шва после сварки. Обеспечивается подача воздуха для дыхания водолаза и отвод продуктов дыхания по специальным шлангам для обеспечения взрывобезопасной среды.

Выполнение камеры в виде водолазного колокола с боковым отверстием (в отличие от ближайшего аналога, в котором корпус имеет четыре секции, так что наружная поверхность трубопровода полностью охвачена корпусом кессона по замкнутому кольцу) позволяет существенно сократить габаритные размеры кессона, уменьшить массу и упростить конструкцию, при этом нет необходимости применять для установки кессона мощное грузоподъемное оборудование. При помощи предлагаемого кессона можно быстро и качественно ремонтировать поврежденные трубопроводы, при этом не требуется мощного грузоподъемного оборудования, однако перечень выполняемых работ меньше, чем у кессонов типа 6010.100.003.

Кессоны играют важную роль в процессе ремонта подводных трубопроводов. Применение специализированного кессона при ремонте подводных нефтегазопроводов позволяет осуществлять технологию сварки и применение сварочных материалов, идентичных при сварке на суше.

Литература

1. Кессон для ремонта подводных трубопроводов. Патент. URL: <http://www.findpatent.ru/patent/234/2342492.html>. Дата обращения: 14.02.2016.
2. Камера для ремонта подводных газопроводов. URL: <http://www.rotorcom.ru/production/non-standard/kesson>. Дата обращения: 10.02.2016.
3. Технология: подводная камера (кессон) для ремонта подводного перехода газопровода и нефтепровода. URL: <http://www.yarpodvodnik.ru/pages/tech/kesson.html>. Дата обращения: 10.02.2016.
4. Технические средства ремонта подводных нефтепроводов / Лышенко Л.З., Билярина О.М. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 45 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПЛАЗМЕННОЙ НАПЛАВКИ И НАПЫЛЕНИЯ ПРИ ВОСТАНОВЛЕНИИ ИЗНОШЕННЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ

В. А. Лосев

Научный руководитель, доцент А. В. Веревкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Некоторые детали и узлы современных машин и аппаратов работают в таких условиях, при которых они должны быть одновременно механически прочными и стойкими при воздействии на них высоких температур, химически агрессивных сред и др. Выполнять такие изделия из одного материала почти невозможно и экономически нецелесообразно. Гораздо выгоднее и проще изготовить деталь, например, из конструкционной стали, удовлетворяющей требованиям механической прочности, и покрыть ее поверхность более дорогим жаропрочным, износостойким или кислотоупорным сплавом. Используя в качестве защитных покрытий различные по составу металлические и неметаллические материалы, можно придавать деталям в целом требуемые механические, тепловые, диэлектрические и другие свойства. Наиболее универсальными и совершенными методами нанесения защитных покрытий являются наплавка и напыление плазменной дугой [1].

Суть применения плазменной наплавки достаточно проста. Для покрытия используется материал в виде проволоки либо гранулированного мелкого порошка, который подается в струю плазмы, где он сначала нагревается, а затем расплавляется. Именно в расплавленном состоянии защитный материал и попадает на деталь, подвергаемую наплавке. В то же самое время происходит и ее непрерывный нагрев [2, 3].

Основные задачи, выполняемые плазменной наплавкой это упрочнения изделий, которые подвергаются постоянным высоким нагрузкам, предохранения от износа и ржавления элементов запорно-регулирующей и запорной газовой арматуры, защиты от негативного влияния высоких температур, вызывающих преждевременный износ изделий, используемых стекольными предприятиями [4].

Преимущества методов плазменного нанесения покрытий перед другими (гальваническим, вакуумным, кислородно-ацетиленовым и др.) заключаются в следующем [5]:

1. Высокая температура плазменного потока позволяет расплавлять и наносить самые тугоплавкие материалы.
2. Поток плазмы дает возможность получать сплавы различных по свойствам материалов или наносить многослойные покрытия из различных сплавов. Это открывает широкую возможность получения покрытий, сочетающих разнообразные защитные свойства.
3. Возможность получения толщины наплавляемого слоя от 0,1 мм до нескольких миллиметров.
4. Возможности этого способа не ограничены формой и размерами обрабатываемого изделия.
5. Плазменная дуга - наиболее гибкий источник нагрева, позволяющий в широких пределах регулировать его энергетические характеристики.

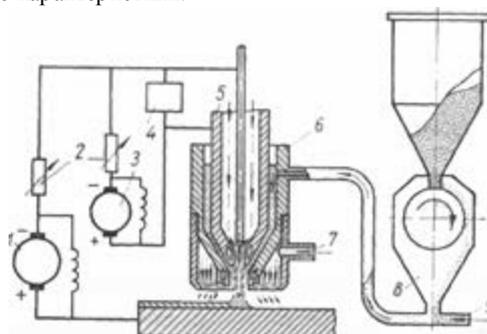


Рис. 1. Плазматрон комбинированного действия: 1 – источник питания дуги прямого действия; 2 – балластные сопротивления; 3 – источник питания дуги косвенного действия; 4 – осциллятор; 5 – сопло для ввода защитного газа; 6 – корпус горелки; 7 – отверстие для ввода защитного газа; 8 – питатель для подачи порошка; 9 – трубка, по которой подается газ, несущий порошок

Для плазменной наплавки наиболее широко применяется плазмотрон комбинированного действия (см. рис. 1). При горении независимой дуги такого плазмотрона между вольфрамовым электродом и соплом происходит расплавление присадочного металлического порошка, а при горении дуги между электродом и изделием поверхность последнего нагревается, и обеспечивается сплавление присадочного и основного металла.

Использование комбинированной плазменной дуги позволяет получить минимальную глубину проплавления и долю основного металла в составе наплавленного, что является важнейшим технологическим преимуществом плазменной наплавки по сравнению с другими способами наплавки. Защита наплавляемого слоя от воздействия окружающей среды обеспечивается потоком инертного газа, окружающим дугу и подаваемым в наружное сопло плазмотрона. Присадочный порошок подается также инертным транспортирующим газом из специального порошкового питателя [6].

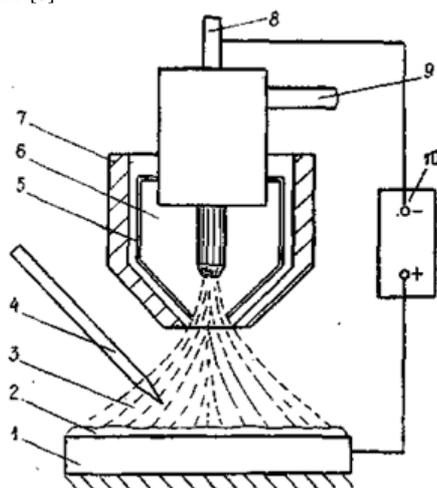


Рис. 2. Схема плазменной наплавки: 1 – изделие; 2 – наплавка; 3 – плазменная струя; 4 – присадочный материал; 5 – сопло, формирующее плазменную струю; 6 – защитный газ; 7 – сопла для защитного газа; 8 – вольфрамовый электрод; 9 – охлаждающая вода; 10 – источник питания

С помощью плазменной наплавки металлическим порошком можно получить жаростойкие и наиболее износостойкие покрытия из сплавов на основе никеля и кобальта. Этот способ позволяет получить тонкий равномерный слой покрытия с гладкой беспористой поверхностью, часто не требующей дополнительной механической обработки. При плазменной наплавке токоведущей присадочной проволокой дуга горит между катодом плазмотрона и проволокой, являющейся анодом, равномерно подаваемой в пространство между соплом и изделием. При таком способе обеспечивается более высокая производительность процесса наплавки при малой глубине проплавления основного металла, однако возможности получения тонкого и равномерного слоя при таком способе наплавки ограничены. Кроме того, применение присадочного материала в виде порошка позволяет использовать для наплавки практически любые сплавы, что трудно осуществить при использовании проволоки в качестве присадочного материала.

При плазменной наплавке в качестве плазмообразующего, защитного и транспортирующего газов обычно используется аргон. Расход газа и диапазон рабочих токов и напряжений при наплавке примерно тот же, что и при плазменной сварке. В отличие от наплавки процесс напыления характеризуется большей концентрацией теплового потока и высокой скоростью течения плазменной струи. Появление этого отличия связано с тем, что при плазменном напылении в качестве материалов покрытия применяются тугоплавкие металлы (вольфрам, молибден, тантал и др.) или окислы металлов (Al_2O_3 , MgO , ZrO_2), силициды ($MoSi_2$), карбиды (B_4C , SiC), бориды (ZnB_2 , HfB_2), т. е. неметаллические материалы, обладающие весьма высокой температурой плавления. Эти материалы, приготовленные в виде мелкогранулированного порошка (размеры частиц 40-70 мкм), проходя через плазменную струю, успевают нагреться в основном лишь до пластического состояния. Однако благодаря высокой скорости плазменной струи частицы порошка приобретают значительную кинетическую энергию и при соударении с напыляемой поверхностью расплюсциваются, внедряясь в нее и заполняя неровности. При этом кинетическая энергия частиц выделяется в виде тепла, температура их повышается, что обеспечивает прочное сцепление частиц между собой и с поверхностью изделия.

Для напыления используется плазменная дуга косвенного действия, горящая между охлаждаемыми водой вольфрамовым катодом и медным соплом (анодом) и выдуваемая через сопло в виде плазменного факела.

Схема плазмотрона для напыления показана на рис. 1. На досопловом и внутрисопловом участках плазмотрона происходит плазмообразование. Порошок вместе с транспортирующим его газом подается в небольшое отверстие вблизи выхода из сопла, т. е. вдувается в наиболее высокотемпературную область плазменной струи. Нагрев порошка происходит на участке, который начинается от анодного пятна и заканчивается факелом плазмы.

Эффективность нагрева частиц порошка определяется временем их пребывания в плазме, т. е. расстоянием от среза сопла до изделия и мощностью плазменной струи. Повышение мощности может быть достигнуто при

использовании двухатомных газов с высоким теплосодержанием, например N_2 и H_2 .

Благодаря высокой теплопроводности водорода увеличивается длина высокотемпературной части факела, что дает возможность повысить температуру порошка за счет некоторого удаления плазматрона от обрабатываемого изделия. Однако скорость плазменной струи с удалением от среза сопла понижается. Поэтому следует выдерживать оптимальное расстояние от среза сопла до поверхности изделия, величина которого зависит от параметров режима напыления, от материала покрытия и изделия и изменяется от 4 до 20 мм. Мощность плазматрона, используемого для напыления, можно повысить также при увеличении длины досоплового и внутрисоплового участков столба дуги, однако при чрезмерном увеличении внутрисоплового участка столба дуги затрудняется возбуждение дуги, обычно производимое с помощью высокочастотного пробоя. Увеличение длины канала сопла свыше определенного предела приводит к явлению шунтирования столба дуги и снижению к.п.д. плазматрона. Обычно в плазматронах для напыления диаметр сопла составляет 5-6 мм, длина досоплового участка – 4-8 мм, а длина канала сопла – 10-18 мм. Повышение мощности плазматрона за счет увеличения тока дуги ограничивается стойкостью сопла (анода). При эрозии сопла появляется не только опасность его разрушения, но и возможность загрязнения напыляемого материала, что может резко ухудшить качество покрытия. В плазматронах для напыления вращение анодного пятна по внутренней стенке сопла создается либо с помощью вихревой системы ввода рабочего газа, либо с помощью магнитного поля, образуемого катушкой постоянного тока, надетой на сопло. При использовании водорода в качестве рабочего газа с целью уменьшения величины теплового потока, направленного от дуги к соплу, водород применяют в смеси с аргоном, обеспечивающим тепловую изоляцию сопла от столба дуги.

Обычно в плазматронах для напыления ток не превышает 400 а, напряжение при использовании азота и смеси водорода с аргоном в зависимости от их расхода изменяется в пределах 60-100 в. Таким образом, мощность не превышает 40 квт. При этом производительность процесса напыления в зависимости от материала покрытия составляет 2-3 кг/ч. Качество обработки поверхности при плазменном напылении определяется максимальной прочностью сцепления материала покрытия с изделием и минимальной пористостью покрытия. Высокое качество покрытий обеспечивается при соответствии физических свойств материалов, например, в случае близости значений их коэффициентов теплового расширения. Повышение качества достигается при тщательной подготовке поверхности изделия перед процессом (обезжиривание, пескоструйная обработка, сушка и др.) и правильном выборе параметров режима напыления [7, 8, 9, 10, 11].

Заключение. Плазменная наплавка – инновационный метод нанесения на поверхность изношенных изделий специальных покрытий с высоким показателем износостойкости. Объясняется это тем, что возможно наплавления различных износостойких материалов (медь, латунь, пластмасса) на стальную деталь, относительно высокий КПД дуги (0,2 ...0,45), малое (по сравнению с другими видами наплавки) перемешивание наплавленного материала с основой, что позволяет достичь необходимых характеристик покрытий.

Литература

1. Мorigаки О., Хасуи А. Наплавка и напыление. – Москва: Машиностроение, 1985.
2. Сидоров А.И. Восстановление деталей машин напылением и наплавкой. – М.: Машиностроение, 1987. – 192 с.
3. Вайнерман А.Е., Шоршоров М.Х., Веселков В.Д., Новосадов В.С. Плазменная наплавка металлов – Л.: Машиностроение, 1969. – 192 с.
4. Карасев М.В., Клубникин В.С., Масленников В.М., Тополянский П.А. Способ плазменного напыления покрытий // Положительное решение на заявку № 4698232/26, кл. С 23 с 4/00, заявл. 31.03.89.
5. Пузряков А.Ф. Теоретические основы технологии плазменного напыления // учебное пособие, 2003.
6. Универсальная плазменная установка для напыления // Сварочное производство. 1984. – № 6. – С. 38-39.
7. Костиков В. И., Шестерин Ю. А. Плазменные покрытия. М.: Металлургия, 1978. – 160 с.
8. Сидоров А. И., Никитин А. С. Восстановление плазменной наплавкой коленчатых валов ЯМЗ-238НБ // Сварочное производство. – № 11, 1985.
9. Г.М. Русев, В.В. Овсянников, С.М. Киселев, Н.Ф. Галюк Технология восстановления и упрочнения наружные и внутренних поверхностей тел вращения и плоских поверхностей плазменным напылением // Автоматическая сварка. – 2000. – №12. – С.61-62
10. Быховский Р. Г. Плазменная обработка металлов на ленинградских предприятиях // Сварочное производство. – № 10, 1983. – 36 с.
11. Тополянский П.А. Высокоэффективные плазменные технологии нанесения покрытий // Технологии ремонта, восстановления, упрочнения и обновления машин, механизмов, оборудования и металлоконструкций. Материалы 4-й Всероссийской практической конференции 16-18 апреля 2002 г., Санкт-Петербург, 2002 – С. 50-55.

К ВОПРОСУ О МОДЕЛИ ИСТЕЧЕНИЯ БОЛЬШИХ ОБЪЕМОВ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ ИХ ГАЗОПРОВОДА В РАМКАХ МЕТОДОВ ПОДОБИЯ

Льонг Ван Фо, Ву Конг Ханг

Научный руководитель, профессор С. Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время теория подобия и ее методы широко используется для обобщения экспериментальных данных и общего анализа физических явлений. С помощью этой теории физические величины можно объединять в безразмерные комплексы, представляющие отношения механизмов переноса между взаимодействующими переменными в рассматриваемых явлениях.

В основе теории подобия лежат три теоремы: в подобных явлениях одноименные числа подобия одинаковы; подобны только те явления, условия однозначности которых подобны; π -теорема, позволяющая решение дифференциальной задачи можно сформулировать в виде уравнения подобия.

Метод подобия работает с геометрическими подобными системам и физическими подобными явлениями. Так, геометрические системы отличаются деталями конфигураций рабочей области течения. При неизотермическом движении вязких сред имеют дело с частями тепловой и динамической задачи, характеризующих подобие в тепловых и гидродинамических процессах переноса тепла и импульса [1]. В таких задачах итогом решения выступают формулировки для интегральных параметров, коэффициента теплообмена (критерий Нуссельта) и перепада давления (гидравлического сопротивления со связью с критерием Эйлера). В частности, критерий Нуссельта является основным определяемым критерием подобия конвективного теплообмена, который характеризует отношение плотности теплового потока конвективной теплоотдачей к плотности теплового потока теплопроводности в слое текучей среды вблизи стенки [2]:

$$Nu = \frac{\alpha \cdot R_0}{\lambda};$$

где α : коэффициент теплообмена; R_0 : характерный линейный размер; λ : коэффициент теплопроводности.

К группе, определяемых критериев, характеризующих динамическую задачу, относят критерий Эйлера, представляющий перепад давления к динамическому напору [2]: $Eu = \Delta p / (\rho \cdot w_0^2)$

При разработке математической модели истечения и выброса больших объемов (масс) жидкости из трубопровода имеют дело с уравнениями, представляющими закон сохранения: массы, импульса, энергии для однофазных или многофазных сред. В частности, уравнения конвективного теплообмена для простого случая движения несжимаемой химически инертной однофазной среды имеют вид: $\frac{\partial T}{\partial \tau} + w \cdot \nabla T = a \cdot \nabla^2 T$ и

$$\frac{\partial \vec{w}}{\partial \tau} + w \cdot \nabla w = \vec{g} - \frac{1}{\rho} \nabla p + \nu \cdot \nabla^2 w, \quad \text{что позволяет в рамках теории подобия сформулировать следующие:}$$

- Критерий Рейнольдса, характеризующий режим течения жидкости $Re = (w_0 \cdot R_0) / \nu$ [2];
- Критерий Грасгофа, характеризующий подъемную силу, возникшую вследствие разности плотности жидкости $Gr = \frac{g \cdot R_0^3}{\nu^2} \beta \cdot \Delta T$. Здесь β - коэффициент объёмного расширения жидкости [2];

- Критерий Прандтля, определяющий физические свойства жидкости $Pr = \nu / a$ [2];
- Критерий Пекле, характеризующий подобие между конвективным и диффузионным теплообменом: $Pe = \frac{u \cdot R}{a}$ [2];

- Критерий Фурье, характеризующий соотношение между скоростью изменения тепловых условий в окружающей среде и скоростью перестройки поля температуры внутри тела: $Fo = a \cdot \tau_0 / R_0^2$ [2];

- Критерий Стантона, характеризующий интенсивность диссипации энергии в потоке жидкости или газа: $St = \frac{\alpha}{\rho \cdot c_p \cdot w_0}$ [2].

Опыт транспортировки углеводородных газов показал [3], что в газопроводах может накапливаться значительное количество жидкости, которая затем поступает в технологическое оборудование и возможно создают аварийные ситуации. Это подчёркивает, что в трубопроводах рабочая среда представляет собой многофазную систему. Тогда, образования структуры газожидкостного потока в зависимости от режимов течения газовой фазы представлены на рисунке 1: а – расслоенная плоская, в – расслоенная волновая; г, д – пробковая; е, ж – дисперсно-кольцевая; з – распределение дисперсной фазы и расслоенной жидкой фазы в пробковой структуре. Заметим, что любыми перечисленными расслоенными и пробковыми структурами в газовой фазе жидкость содержится в дисперсном состоянии.

Объем поступающей жидкости из диаметра зависит от длины, рельефа местности, параметров окружающей среды, состава перекачиваемого газа и особенностей технологий эксплуатируемых промыслов. По производственному опыту объем жидкости одновременно поступающей из газопровода диаметром от 500 мм может достигать $200 \div 500 \text{ м}^3$ [3]. Единовременное поступление в емкостной аппарат большой массы жидкости осложняется ее высокой и непостоянной скоростью движения (рисунок 2). Скорость сплошной жидкости по трубопроводу составляет примерно 0,9 от скорости транспортируемого газа ($20 \div 50 \text{ м/с}$) [3]. В процессе улавливания и отвода жидкости из газопровода ее движение становится ускоренным.

Описанный эффект неоднократно подтвержден экспериментально в лабораторных и производственных условиях. Нестационарный процесс течения жидкости из газопровода в емкость аппарата изображается системой уравнений, которые получают из следующих уравнений:

- уравнение И.В. Мещерского, отражающее движение тел переменной массы:

$$\frac{dW}{dt} = \frac{f \cdot (P_1 - P_2)}{M_L - t \cdot L_i};$$

- уравнение расхода жидкости через патрубок емкости: $L_i = \rho_L \cdot f \cdot W_{Li}$;

где t – время поступления жидкости в емкость, с; f – площадь, занимаемая жидкостным потоком в самом узком поперечном сечении патрубка, через который поступает жидкость в емкость, m^2 ; P_1, P_2 – давление газовой фазы в трубопроводе за жидкостью и давление в емкости, Па; M – исходная масса жидкости, кг; ρ – плотность жидкости, kg/m^3 ; W_{Li} – текущая величина скорости поступления жидкости через патрубок, м/с.

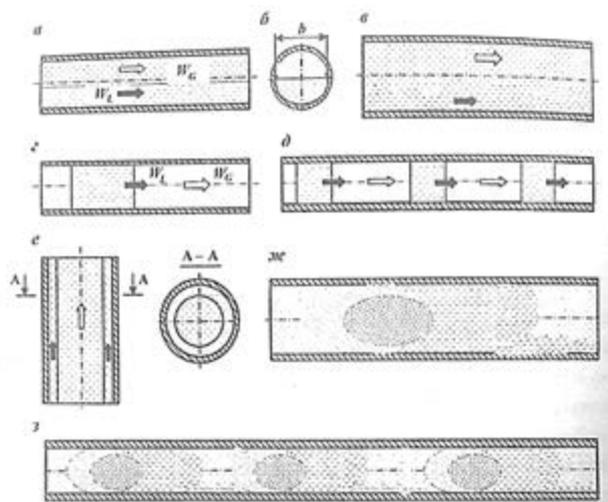


Рис. 1. Структуры потока при движении большой массы жидкости в газопроводе: а – расслоенная плоская; в – расслоенная волновая; з, д – пробковая; е, ж – дисперсно-кольцевая; ж, з – распределение дисперсной фазы и расслоенной жидкой фазы в пробковой структуре



Рис. 2. Изменение скорости жидкости при её поступлении в емкость: остаточная относительная масса жидкости в газопроводе $M_L = M_{Li}/M_L$; относительная скорость поступления жидкости в емкость $W_L = W_{Li}/W_L$; Где: M_{Li} – масса жидкости, которая остаётся в трубопроводе; M_L – исходная масса жидкости; W_{Li} – скорость жидкости, поступающей в ёмкость; W_L – начальная скорость жидкости, равная её скорости в трубопроводе. Рисунок из [3]

Возрастание скорости поступления жидкости в емкость графически представлено на рисунке 2, из которого видно [3], что скорость жидкости, поступающей в емкость, возрастает с уменьшением её массы в трубопроводе. Причем скорость остаточной жидкости “хвоста” увеличивается в 4÷ 4,8 раза от начальной величины скорости жидкости в газопроводе. На долю “хвостовой” части жидкости приходится 5÷ 20 % от общего объема. Динамический напор головной части жидкостной массы, поступающей из газопровода в емкость, рассчитывается по известной формуле: $P_{LH} = 0,5 \cdot \rho_L \cdot W_L^2$; где W_{L1} – начальная скорость поступления жидкости в емкость (м/с): $W_{L1} = 0,95 \cdot W_{G1}$.

Скорость движения транспортируемого газа (м/с) равна: $W_{G1} = \frac{G \cdot \rho_{G1}}{0,785 \cdot D_1^2}$.

Здесь G – массовый расход транспортируемого газа, кг/с; D_1 – диаметр трубопровода, по которому транспортируют газ, м; ρ_{G1} – плотность газа в трубопроводе, kg/m^3 : $\rho_{G1} = \frac{m \cdot P_1}{8314 \cdot T_1 \cdot z}$; P_1 – давление газа в трубопроводе, Па; T_1 – температура газа на входе в насадки, К; z – фактор сжимаемости.

Также, из графика 2 следует, что максимальная скорость хвостовой части жидкости равна: $W_{L \max} = 4,8 \cdot W_L = 4,56 \cdot W_{G1}$;

Максимальный гидродинамический напор, выраженный через скорость транспортируемого газа по трубопроводу W_{G1} : $P_{L \max} = 0,5 \cdot \rho_L \cdot (4,56 \cdot W_{G1})^2$. Величина максимума гидродинамического напора при скоростях транспортируемого газа $W_{G1} = 20$ м/с, составляет $4,2 \cdot 10^6$ Па (4,2 МПа); при $W_{G1} = 50$ м/с она равна $2,6 \cdot 10^7$ Па.

Краткий анализ проблема показывает, что, с применением методов подобия, возможно построить математические модели процессов, выполнить анализ физических особенностей течения теплообмена и дать рекомендации в практику расчета структуры течения в трубопроводах. Последние важно при выборе методов интегрирования, определяющих управлений математической модели сложных технологических процессов в трубопроводах.

Литература

1. Бухмиров В.В. Тепломассообмен: Учебное пособие / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». –Иваново, 2014. – 360с.
2. Харламов С.Н. Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли. Конспект лекции, 2015.
3. Запорожец Е.П., Зазарченко Е.И. Математическое моделирование регулярных сбоя, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие для студентов.- Краснодар: Издательский Дом-Юг, 2012. – 142 с.

СРАВНЕНИЕ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЕТАЛИ ИЗ ПРЕЦИЗИОННОГО СПЛАВА С ЗАДАНЫМИ ПАРАМЕТРАМИ УПРУГОСТИ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ АРГОННО-ДУГОВОЙ И ЭЛЕКТРОННО-ЛУЧЕВОЙ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ СВАРОК

А. О. Мартынюк

Научный руководитель, старший преподаватель В. А. Рудаченко
Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Работа посвящена определению наиболее оптимального способа соединения чувствительного элемента вибрационного преобразователя вязкости и плотности. В ходе работ были определены два основных вида соединения, выполненные высокотехнологичной сваркой: аргонно-дуговая неплавящим электродом с присадкой, электронно-лучевая в вакууме. Применение данных видов соединения было использовано при изготовлении изделия при высоких давлениях и необходимостью обеспечения высокого коэффициента запаса прочности.

В данной статье представлены данные о результатах выполненных соединений с применением высокотехнологичной сварки.

Ключевые слова: резонатор, аргонно-дуговая сварка, электронно-лучевая сварка, пайка, 36НХТЮ.

По результатам разработки и изготовления опытного образца поточного преобразователя плотности и вязкости, и как следствие создание ключевого элемента - резонатора, который является основным во всей конструкции, была применена трубка цилиндрического сечения. Изготовлена трубка из прецизионного сплава марки 36НХТЮ с заданными параметрами упругости. Диаметр трубки составил 25 мм, а толщина стенки 1 мм. По средством сварки, резонатор соединяется с другими упругими элементами изделия. Через сильфоны, изготовленные из стали 38-6-0,21хб ГОСТ 55019-2015, трубка соединяется с переходными втулками и опорными кольцами [1, 2, 3], которые изготовлены из стали 12Х18Н10Т. Общий вид конструкции преобразователя плотности представлен на рис. 1.

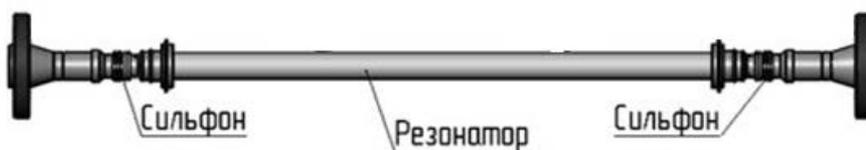


Рис. 1. Резонансная система

Учитывая специфические свойства материала 36НХТЮ, конструктивные параметры трубки (тонкая толщина стенок), а также факт соединения деталей, изготовленных из сильно отличающихся между собой по свойствам материалов, серьезной задачей является определение оптимальной технологии сварки.

Для подтверждения химического состава сплава трубки из прецизионной стали 36НХТЮ был проведен ее химический лабораторный анализ. Результаты представлены в табл.1.

Таблица 1

Химический состав сплава 36НХТЮ

Марка сплава	Химический состав, %													
	Fe	Ni	Cr	Ti	Al	C	Si	Mn	Mo	S	P	Co	Cu	V
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>
36НХТЮ (данные лаборатории НИ ТПУ)	45,08	35	12,4	2,3	1,19	0,1	0,91	1,7	0,16	0	0	0,4	0,22	0,32
36НХТЮ (Сертификат завода)	45,93	36,08	12,53	2,74	1,14	0,03	0,46	1,07	0	0,01	0,013	0	0	0

Процесс опробования установил, что сплав марки 36НХТЮ, в независимости от вида присадок, имеет склонность к активному образованию трещин в теле трубы вдоль зоны сварного шва. Это говорит о

необходимости наличия высокой квалификации у исполнителя и его практических навыков для получения положительного результата при проведении сварных работ.

Для всех вариантов сварных соединений были проведены металлографические исследования и испытания на прочность и герметичность, которые проводились при давлении 9,5 МПа с выдержкой в 24 часа. По итогам испытаний падение давления, протечек, отпотеваний и разрушении образца не выявлено. Детали режимов сварки представлены в табл. 2.

Таблица 2

Детали режимов сварки

1	Аргонно-дуговая сварка	Электронно-лучевая сварка
Сила тока сварки, А	55	$3 \cdot 10^{-2}$
Напряжение, В	12	-
Ускоряющее напряжение, кВ	-	28
Диаметр присадочной проволоки, мм	2	-
Диаметр луча, мкм	-	250
Скорость сварки, см/мин	28	60
Защитный газ, л/мин	10	-
Остаточное давление, Па	-	10^{-4}

Общий вид соединений, полученный в результате их микрофотографирования микроскопом, обоих видов сварки, показан на рис. 2.

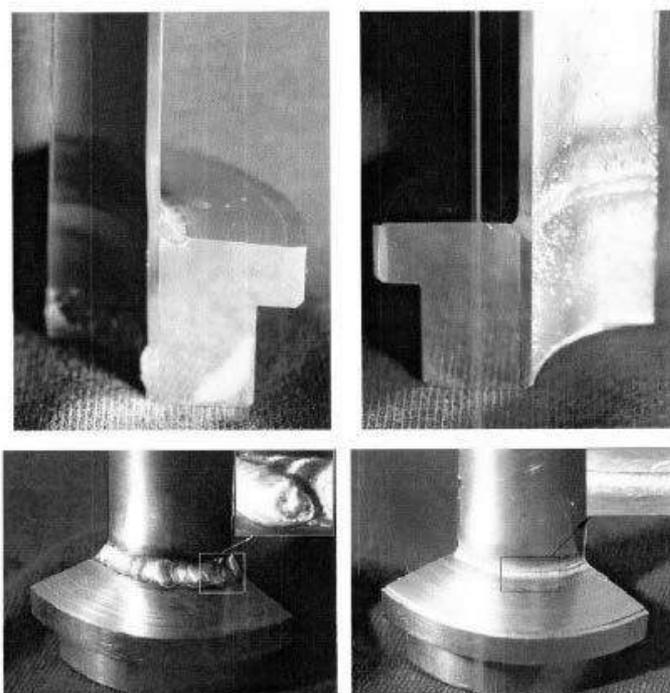


Рис. 2. Внешний вид образцов металлографического анализа:
 а – образец, сваренный аргонно-дуговой сваркой;
 б – образец, сваренный электронно-лучевой сваркой

На изображении хорошо видно, что при электронно-лучевой сварке формируется шов с равномерной чешуйчатостью. Расстояние между краями отдельных чешуек составило примерно 0,2 мм. С другой стороны, при аргонно-дуговой сварке формируется более глубокая чешуйчатость с расстоянием отдельных чешуек между краями около 1,5-2 мм.

При аргонно-дуговой сварке было проведено травление в реактиве Марбле, а также электролитическое травление (рис. 3). В обоих случаях отмечается слабая травимость металла. Это связано с низким содержанием α -фазы или δ -феррита, что, в свою очередь, обуславливается высокой скоростью кристаллизации. При всем при этом, в металле шва произошло формирование дендритного строения. Образованные дендриты обладают

игольчатой формой (рис. 4). Их плоскость совпадает с плоскостью шлифа, а протяженность достигает 150-300 мкм.

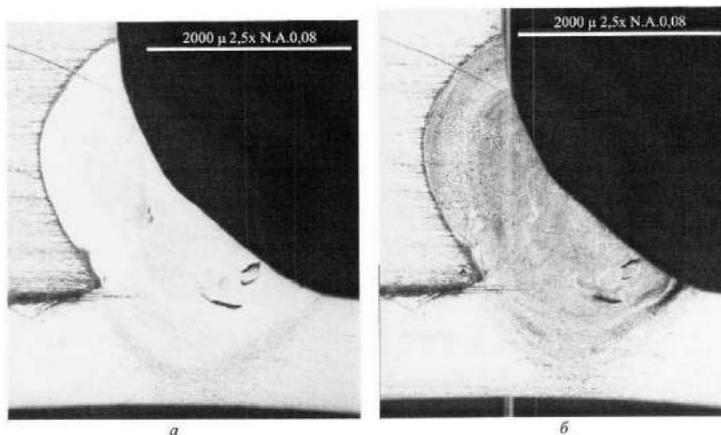


Рис. 3. Шов, выполненный аргоно-дуговой сваркой:
а – после травления в реактиве Марбле;
б – после электролитического травления в растворе щавелевой кислоты

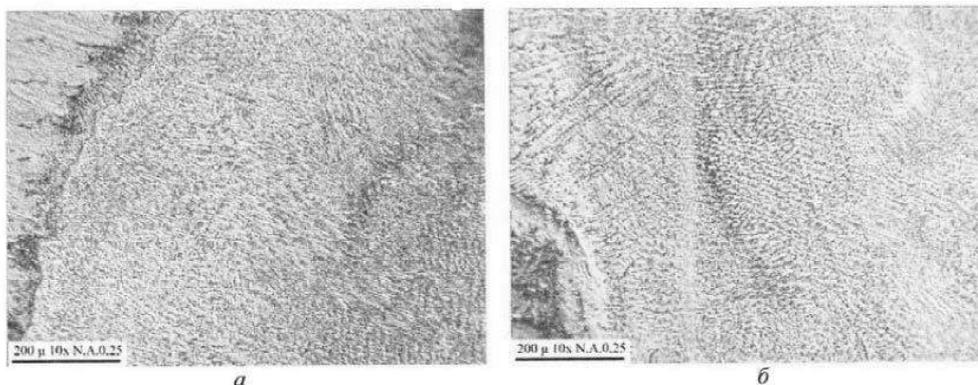


Рис. 4. Дендритное строение, сформированное в шве при аргоно-дуговой сварке:
а – при травлении в реактиве Марбле;
б – при электролитическом травлении в растворе щавелевой кислоты

С обратной стороны шва наблюдался разветвленный трещиноподобный дефект протяженностью 180 мкм, что, предположительно, является окисной пленкой.

При электролитическом травлении повышенному воздействию подвергается граница сплавления, примыкающая к резонатору (трубке сплава 36НХТЮ), где присутствуют не подверженные травлению дендриты. В месте перекрытия чешуек шва присутствуют участки с повышенной травимостью в реактиве Марбле. Зона термического влияния (ЗТВ) на 36НХТЮ характеризуется формированием зерен до 90 мкм, по границам которых и в теле выделяется темно-травленная α -фаза (рис. 5).

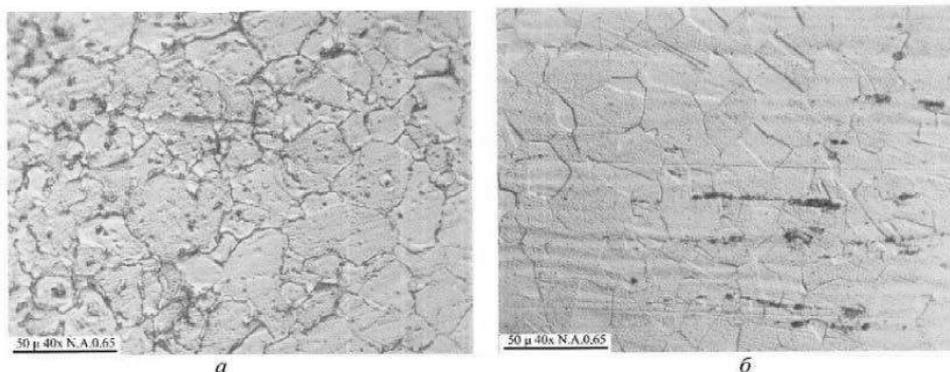


Рис. 5. Сплав трубки 36НХТЮ:
а – ЗТВ, сформированная при аргоно-дуговой сварке;
б – основной металл трубки (сплав 36НХТЮ)

При использовании электронно-лучевой сварки был выявлен ряд проблем:

- 1) Трубка проплавлялась насквозь;
- 2) В части, не примыкающей к втулке, наблюдалось формирование области с пониженным теплопроводом и формированием δ -феррита, что препятствовало росту дендритов аустенита. В этой части шва размер дендритов не превышал 200 мкм (рис. 6а и рис. 7а);
- 3) Со стороны втулки же количество δ -феррита уменьшалось, во время увеличения длины дендритов аустенита, что объясняется большим теплопроводом (рис. 6б и рис. 7б). Длина дендритов здесь достигала 850 мкм.

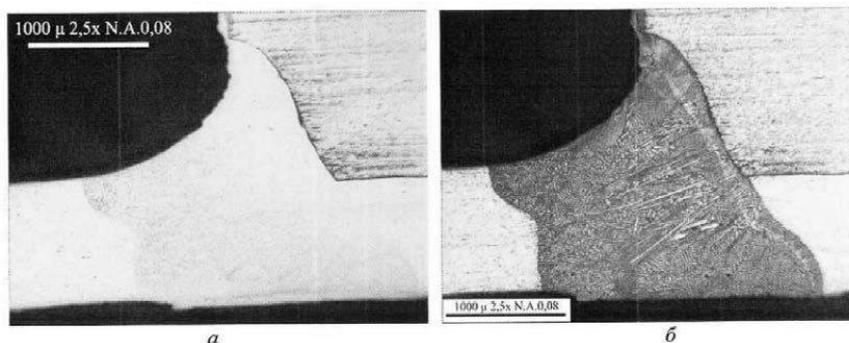


Рис. 6. Шов, выполненный сваркой электронным лучом:

а – после травления в реактиве Марбле;

б – после электролитического травления в растворе щавелевой кислоты

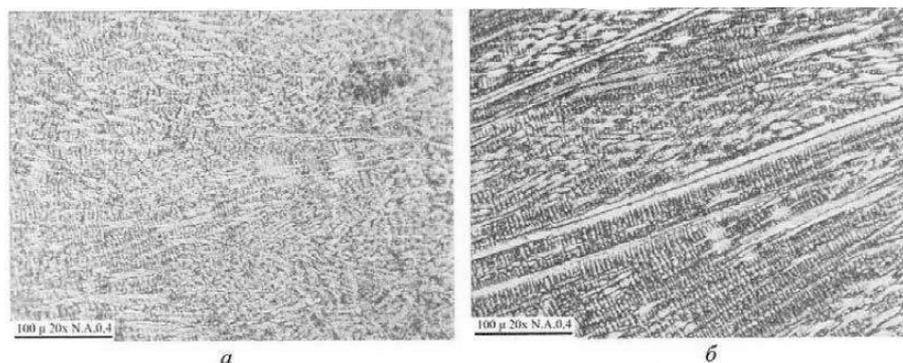


Рис. 7. Дендритная структура шва, выполненного сваркой электронным лучом:

а) область шва, расположенная со стороны противоположной втулки;

б) область шва, расположенная со стороны втулки

Стоит отметить, что после применения электронно-лучевой сварки ЗТВ, в резонаторе практически отсутствует с обеих сторон от шва. По границам сплавления со сталью наблюдается небольшое выделение α -фазы. Изменение структуры в стали происходит, но только в виде потемнения на глубину до 1 мм от граница сплавления, после травления в реактиве Марбле. Это, как и в аргоно-дуговой сварке, могло быть вызвано незначительным повышением дефектности аустенита и дисперсным выделением α -фазы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ:

При аргонодуговой сварке формируется шов с относительно мелкозернистой структурой. В самом металле шва образовались дефекты в виде окисных пленок и участков коррозионной стойкости. Однако, при этом трубка не проплавлялась насквозь.

Шов, полученный в результате применения электронно-лучевой сварки, характеризуется формированием равномерной мелкой чешуйки. При этом обеспечивается сквозное проплавление трубки. Практически отсутствует, при данном виде сварки, зона термического влияния. Не обнаружено несплошностей до и после травления. Также стоит отметить, что характерной особенностью структуры при электронно-лучевой сварке является формирование протяженных дендритов в металле шва.

Литература

1. Жуков Ю. П. Вибрационные плотномеры. – М.: Энергоавтомиздат, 1991. – 144 с.
2. Каховский Н.И. Электродуговая сварка сталей. – Справочник. – Киев. – «Науков думка», 1975. – 480 с.
3. Квилис С. С. Плотномеры. М.: Энергия, 1980. – 278 с.

4. ГОСТ 55019-2012 Арматура трубопроводная. Сильфоны многослойные металлические. Общие технические условия.
5. РД 24.949.04-90 Сварка электронно-лучевая изделий тяжелого машиностроения. Технические требования.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ЛОКАЦИИ ТЕЧЕЙ ПРОТОТИПОМ КОРРЕЛЯЦИОННО-АКУСТИЧЕСКОГО ТЕЧЕПОИСКОВОГО КОМПЛЕКСА

В. Н. Марукян, В. А. Фаерман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время в сфере эксплуатации и обслуживания трубопроводных систем находят применение всё более разнообразные средства контроля и диагностики линейной части трубопроводов, позволяющих определить наличие и местоположение утечек и врезок [1].

Значимыми критериями, по которым может осуществляться оценка эффективности тех или иных средств обнаружения утечек и врезок, являются точность локации и протяженность контролируемого участка трубопровода [1]. При этом зачастую оценка этих параметров, особенно средствами неразрушающего контроля, не регламентируется на государственном уровне.

Данная ситуация наблюдается, в частности, с корреляционно-акустическими течепоисковыми комплексами. Принцип действия данных систем заключается в одновременном получении виброакустических сигналов с двух концов линейного участка трубопровода и их последующей обработке с целью обнаружения в смеси акустического сигнала, производимого истекающей жидкостью, и определения местоположения его источника [2]. В соответствии с действующим законодательством, подобные системы не являются средствами измерения и не имеют нормированных метрологических характеристик.

Корреляционно-акустический течепоисковый комплекс, в общем случае, имеет следующий состав: два датчика вибрации, блок обработки сигналов и устройства необходимые для обеспечения связи между блоком обработки сигналов и датчиками. В качестве блока обработки сигналов нередко используется портативный компьютер в специальном защищенном исполнении, с предустановленным специализированным программным обеспечением. Передача сигналов от датчиков к блоку обработки сигналов может осуществляться как в аналоговом виде, так и в цифровом [3], непосредственно по соединительным линиям или радиоканалу. Состав комплекса и схема обнаружения утечки с его помощью представлена на рисунке 1.

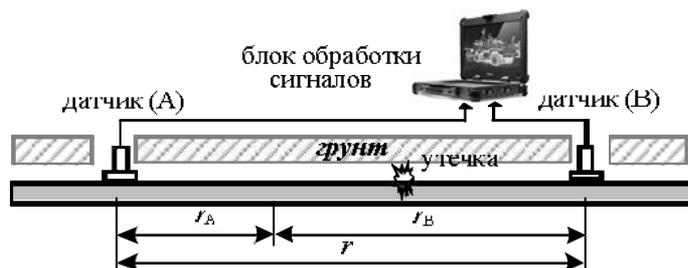


Рис. Схема обнаружения утечки корреляционно-акустическим методом

В связи с отсутствием общепринятой методики оценки характеристик течепоисковых комплексов, оценки точности, заявленные производителями тех или иных решений, представленных на рынке, зачастую не являются сопоставимыми. Тем не менее, в интересах потребителя, может производиться добровольная сертификация течеискателей в соответствии с техническими условиями, регламентирующими, в том числе требования к характеристикам и порядок их оценки [4]. Однако, даже в последнем случае, методика оценки не является в полной мере прозрачной, что делает актуальной задачу планирования эксперимента и разработки процедура обработки данных, которые позволят адекватно и объективно оценить характеристики разрабатываемого в рамках инициативного проекта прототипа течепоискового комплекса.

Расстояние от любого из датчиков до утечки определяется [4]

$$r_{A,B} = \frac{r + \tau \cdot v}{2} \quad (1)$$

В соответствии с (1), точность определяется следующими факторами: точностью определения расстояния между датчиками (r), точностью определения скорости (v) распространения сигнала, а также точностью определения времени запаздывания (τ). Полагая расстояние между датчиками априорно известным, а погрешности при определении скорости распространения сигнала (Δv) и времени запаздывания ($\Delta \tau$) малыми по сравнению с их истинными значениями и дифференцируя (1) получим

$$\left| \Delta r_{A,B} \right| (\tau, v) = \frac{1}{2} \left| \Delta \tau \cdot v + \tau \cdot \Delta v \right| \quad (2)$$

где $\Delta r_{A,B}$ - погрешность при определении местоположения течи, $\Delta \tau$ - абсолютное значение погрешности при определении времени запаздывания, Δv - погрешность при определении скорости распространения. В соответствии с (2) может производиться интервальная оценка точности определения τ .

В связи с тем, что предполагаемый состав разрабатываемого и исследуемого прототипа течепроискового комплекса исключает экспериментальное измерение скорости при контроле трубопроводов, планируется лишь оценка точности определения τ , что представляет наибольший методический интерес [3].

В качестве модели контролируемого трубопровода предполагается использование линейного участка трубы с отверстиями, служащими для имитации утечек. Схема расположения отверстий представлена на рисунке 2.

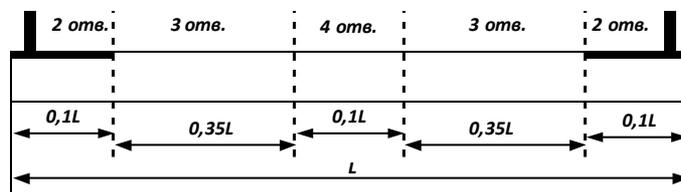


Рис. 2. Расположение отверстий на трубе

Давление для перемещения среды по трубе планируется создавать с помощью компрессора, предусматривающего работу в различных режимах. Алгоритм получения экспериментальных данных представлен далее.

1. Закрытие всех отверстий. Запуск компрессора с новой уставкой.
2. Регистрация сигналов без «утечки», фиксируемых датчиками (для последующей оценки отношения сигнал/шум на входе коррелятора).
3. Открытие одного из отверстий, расположенных на трубе.
4. Регистрация и анализ сигналов. Определение времени запаздывания по корреляционному пику и, по известному расстоянию до отверстия, в соответствии с (1), скорости распространения сигнала для данного режима работы компрессора.
5. Закрытие открытых отверстий. Открытие очередного отверстия, регистрация и анализ сигналов. Определение времени запаздывания по пику корреляционной функции. Расчет контрольного значения запаздывания путём деления известного расстояния, на скорость, определенную ранее. Пункт 6 повторяется, пока все отверстия не будут задействованы.

6. Переход к новому режиму работы (к пункту 1) или к обработке экспериментов.

После накопления достаточного объёма данных производится их анализ. В соответствии со статистическими принципами обработки экспериментальных данных [5] был разработан следующий алгоритм.

1. По результатам эксперимента составляется массив размерностью $Q \times 2$, где Q – количество определенных величин времени запаздывания. Каждая строка массива представляет собой $(-\tau_i \ \varepsilon_i)$, где $-\tau_i$ – результат измерения, ε_i – отклонение от расчетного значения.
2. Строки массива сортируются по возрастанию значений τ_i и с применением математических пакетов строится зависимость $\varepsilon_i(\tau_i)$.
3. С учётом характера зависимости $\varepsilon_i(-\tau_i)$, весь диапазон значений $-\tau_i$ разбивается на несколько интервалов, в пределах которых значения ε_i являются относительно близкими.
4. Для каждого из выделенных интервалов, с использованием критерия согласия Пирсона, проверяется гипотеза о нормальности распределения ε_i ;
5. В случае если гипотеза о нормальности распределения подтверждается, производится оценка доверительного интервала определения τ_i . В противном случае – может быть увеличено количество интервалов (шаг 3).

Стоит отметить, что вид зависимостей, выявленных на этапе обработки данных, представляет интерес как с точки зрения дальнейшего развития методов обработки сигналов, так и с точки зрения исследования физических аспектов генерации и распространения акустических сигналов утечек.

Предложенные схема эксперимента и алгоритм обработки полученных результатов позволяет произвести в значительной степени объективную оценку точности локации утечек прототипом течепроискового комплекса. Несмотря на то, что экспериментальная оценка характеристик течекателей сопряжена с некоторыми организационными трудностями и определенными материальными затратами, предложенный способ представляется достаточно простым и может быть реализован силами небольшого коллектива, выполняющего работы в рамках инициативного проекта.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 16-37-00049 мол.а.

Литература

1. Мамонова Т.Е. Методы диагностики линейной части нефтепроводов для обнаружения утечек // Проблемы информатики. - 2012. - № 5. - С. 103-112.
2. Жуков А.В., Кузьмин А.Н. Распространение акустических волн в нефтепроводах // В мире Неразрушающего контроля. – 2011. - № 3 (53).
3. Смирнов В.А. Корреляционный метод поиска утечек жидкостей из трубопроводов под давлением [Электронный ресурс] // Вибродиагностика для начинающих и специалистов. – 2005. URL: <http://www.vibration.ru/tech/tech.shtml>, свободный (дата обращения 13.02.2016).
4. ИНКО.468160.006 РЭ. Течеискатель корреляционный Т-2001М: руководство по эксплуатации. – Нижний Новгород. – 2012. – 54 с.

5. Спирин НА., Лавров В.В. Методы планирования и обработки результатов инженерного эксперимента: уч. Пособие. – Екатеринбург. – 2004. – 257 с.
6. Фаерман В.А., Степанцов П.С., Аврамчук В.С. Структурные и функциональные особенности современных вибродатчиков // сб. труд. XI Международной научно-практ. конф. студентов, аспирантов и мол. уч. «Молодёжь и современные информационные технологии». – Томск, 2013. – С. 221-223.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ ОБРАЗОВАНИЯ И ТЕЧЕНИЯ ПЕН В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

Нго Тхань Тхао

Научный руководитель, профессор С. Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пены относятся к дисперсным системам и состоят из множества газовых пузырей, распределенных в жидкой матрице. Чистые жидкости вспенить не удастся – пленки чистой жидкости мгновенно разрушаются.

Чтобы увеличить время жизни пузырей в пене, в жидкость добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ) типа лаурилсульфата натрия и т.п., которые уменьшают поверхностное натяжение раствора и организуют, в силу физико-химических взаимодействий молекул, дополнительное отталкивание между поверхностями пленок пены.

Обычно выделяют два типа пен. Первый класс подобен эмульсии газа в жидкости и состоит из системы почти сферических пузырей, рассеянных в объеме жидкой фазы. Ко второму типу пен относятся так называемые полиэдрические пены, то есть системы пузырей, разделенных тонкими жидкими пленками, которые, в свою очередь, образуют достаточно правильные решетки. Тонкие пленки, разделяющие пузыри, обычно называют ламеллами. Пузыри в полиэдрической пене имеют форму многогранников и могут отличаться по размеру и числу соседних пузырей – многогранников (полиэдров), сформированных ламеллами. Ламеллы, отделяющие неравные по размеру пузыри, могут искривляться из-за различия давления в пузырях [2].

Образование пены в основном обеспечивается в механизме гидродинамической неустойчивости течений в пористых средах. При условии, что между входом и выходом в модели пористой среды существует перепад давления в диапазоне от 0,05 МПа до 0,1 МПа, то в процессе вытеснения газом пенообразующего раствора возникают сильные флуктуации скорости течения в порах в связи с геометрической неоднородностью поровых и трещиноватых каналов (диаметры пор колеблются в диапазоне от 10 мкм до 250 мкм). Пена, получающаяся продуванием воздухом через каналы пористой среды, насыщенной раствором ПАВ, имеет размер, близкий к размерам пор, также характеризуется сравнительно невысоким гидродинамическим сопротивлением [2].

Рассмотрим идеальную капиллярную систему подобно двум несмешивающимся жидкостям типа газа и воды. В силу того, что зерна матрицы имеют различную кривизну, жидкость находится в поле действия лапласовского капиллярного давления, действующего на изогнутые поверхности раздела газ-жидкость, а также под действием расклинивающего давления, действующего в смачивающих пленках. В силу локальных неоднородностей порового пространства в жидкости устанавливаются локальные градиенты давления, ведущие к перетокам жидкости. Эти локальные течения жидкости приводят к выравниванию давления и установлению у менисков постоянной кривизны. Из-за сложной структуры реальных пористых сред смачивающая фаза может существовать в них в различном термодинамическом состоянии: как обычная объемная жидкость, сосредоточенная в менисках, так и в виде тонких пленок, покрывающих поровую поверхность. Смачивающие пленки на стенках пор с изменяющейся кривизной вынуждены иметь различную кривизну и толщину, чтобы сбалансировать расклинивающее и капиллярное давления.

Допустим, что пена закачивается в образец длиной H и высотой d при постоянной водонасыщенности. Для описания течения пены в этом случае можно пользоваться системой уравнений [3]:

$$\frac{\partial v}{\partial x} = 0, \quad \frac{\partial F}{\partial t} + v \cdot \frac{\partial F}{\partial x} = -\frac{F}{\tau_r}, \quad v = -k \cdot \frac{\partial P}{\partial x} - F \quad (1, 2, 3)$$

Кинетическое уравнение (2) можно трактовать и с позиций механизма рождения-гибели ламелл, блокирующих газовые каналы. Действительно, уравнение (3) выражает баланс сил в движущемся пенонесущем газе. Вязкие силы уравновешены градиентом давления и распределенными по образцу блокирующими силами со стороны ламелл пены. В первом приближении блокирующая сила пропорциональна концентрации ламелл пены. Поэтому концентрация может быть выражена через L , и, считая, что ламеллы после своей гибели не восстанавливаются, можно трактовать уравнение (2) как кинетическое уравнение для концентрации ламелл пены. При такой трактовке параметр τ_r можно рассматривать как время жизни блокирующей ламеллы и он может быть выражен через собственно термодинамическое время жизни τ_t и гидродинамическое время устойчивого дрейфа ламеллы τ_h как

$$\frac{1}{\tau_r} = \frac{1}{\tau_t} + \frac{1}{\tau_h} \quad (4)$$

Нужно ввести безразмерные переменные и функции следующим образом [3]:

$$P = \frac{P'}{P_{sc}}, \quad L = \frac{F}{L_0}, \quad v = \frac{v}{v_0}, \quad T = \frac{t}{\tau_r}, \quad X = \frac{x}{d}$$

где $P_{sc} = H^2/\tau_r k$ – масштаб давления, L_0 – масштаб эффективной внутренней силы, $v_0 = H/\tau_r$ – масштаб скорости. В этих переменных система уравнений принимает вид:

$$\frac{\partial v}{\partial X} = 0 \quad \frac{\partial L}{\partial T} + v \cdot \frac{\partial L}{\partial X} = -L \quad v = -\frac{\partial P}{\partial X} - b \cdot L, \quad (5, 6, 7)$$

здесь параметр $B = L_0 \tau_r k / H$ – служит мерой отношения внутренних сил, возникающих при движении караванов пузырей, к вязким силам, учитывающим сопротивление эффективной матрицы при течении газа. В пределе $B \rightarrow \infty$ внутренние силы преобладают над вязкими, а в противоположном случае течение газа подчиняется обычному закону Дарси для газа без пены.

Опишем возможную экспериментальную ситуацию. В режиме заданного перепада давления граничные и начальные условия записываются как [1, 3]

$$\begin{aligned} P &= P_0(T), L = 1, X = 0 \\ P &= 0, X = 1 \\ P &= 0, L = 0, T = 0 \end{aligned}$$

Для удобства решения системы уравнений, введем новую независимую переменную (σ), выполняющую роль времени:

$$\frac{d\sigma}{dT} = v(T), \sigma(0) = 0$$

Тогда решение уравнения переноса (7), полученное Корневым К.Г. [3] в новых переменных имеет вид

$$L = \varphi(\sigma - X) \cdot e^{\int_{\sigma-X}^{\sigma} \frac{d\beta}{v(\beta)}} \quad v(T) = v(\sigma) \quad (8)$$

где $\varphi(u)$ – функция Хевисайда

$$\varphi(u) = \begin{cases} 0, & u < 0 \\ 1, & u = 0 \\ 2, & u > 0 \end{cases}$$

Используя уравнение (8), исследуем два режима течения пены, интересных с практической точки зрения. Первый режим вытеснения соответствует распространению пены по образцу, тогда как второй описывает релаксацию системы к стационарному состоянию. Первая стадия течения описывается уравнением:

$$v(\sigma) = P_0(\sigma) - b \cdot \int_{\sigma-X}^{\sigma} \frac{d\beta}{v(\beta)} \quad \sigma < 1. \quad (9)$$

Вторая – уравнением с конечными пределами интегрирования

$$v(\sigma) = P_0(\sigma) - b \cdot \int_{\sigma-X}^{\sigma} \frac{d\beta}{v(\beta)} \quad \sigma > 1. \quad (10)$$

Канн К.Б. [2] предлагал оценить качество пены в зависимости от её неустойчивости под действием совокупности внутренних и внешних сил по следующей формуле:

$$\frac{V_t}{V_0} = 1 - \frac{1}{\sqrt{1 - \alpha \cdot t}}$$

где V_0 – объём жидкости, содержащейся в пенах в момент $t = 0$; α – константа, определенная по экспериментам; V_t – оставшийся в пористой среде объём в момент t .

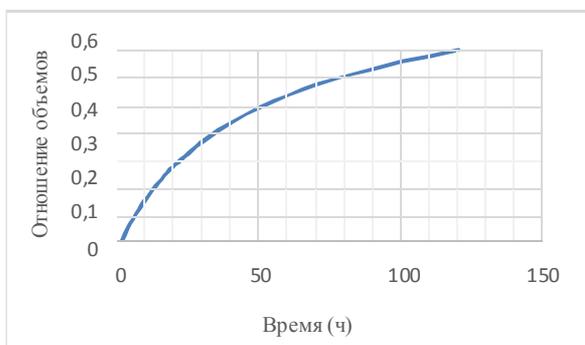


Рис. 1. Кривая вытекания жидкости из пен в зависимости от времени

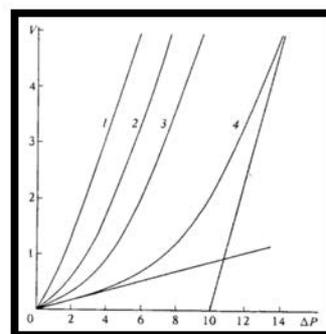


Рис. 2. Зависимость безразмерной скорости течения от приложенного перепада давления: 1 – $b = 1$; 2 – $b = 3$; 3 – $b = 5$; 4 – $b = 10$

Примечательно, что модель объясняет и ещё один эффект воздействия пены на фильтрационный поток газа: с течением времени имеет место понижение скорости фильтрационного течения газа. Этот эффект наблюдался в экспериментах и получил название «блокирующий режим течения». Такой режим фильтрации характеризуется значительным понижением расхода газа с течением времени при постоянной водонасыщенности.

Другой эффект воздействия пены, показанный в рис. 2 по результатам работы Корнева К.Г., проявляется в нелинейной зависимости расхода газа от приложенного перепада давления в стационарных условиях.

Литература

1. Канн К.Б. Капиллярная гидродинамика пен. – Новосибирск: Наука. Сиб отд-ние, 1989. – 167 с.
2. Тихомиров В.К. Пены. Теория и практика их получения и разрушения. 2-е изд., перераб. – М.: Химия, 1983. – 264 с.
3. Корнев К.Г. Пены в пористых средах – М.: Изд. Физико-математической литературы, 2001. – 192 с.

ПРИМЕР КОНСТРУКЦИИ УНИВЕРСАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОЙ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Д. А. Нечаев

Научный руководитель, доцент А. В. Шадрин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С увеличением объемов и расширением масштабов добычи, транспортировки, переработки и использования нефти и нефтепродуктов возрос и спектр проблем, связанных с загрязнением окружающей среды. По информации организации Greenpeace, потери нефтепродуктов при добыче и транспортировке в Российской Федерации составляют около 1%, а, например, по данным НИ «Центр экологии ТЭК» – 3,5-4,5% [5]. Соответственно при текущем уровне добычи в 510 млн. тонн в год потери составляют от 18 до 23 млн т ежегодно. В связи с этим стоит острый вопрос по созданию многофункциональных современных устройств, обеспечивающих быструю и качественную ликвидацию аварийного разлива нефтепродукта (ЛАРН). Нами была предложена функциональная модель (ФМ), позволяющая создавать конструкции установок, имеющих высокий уровень агрегативности и выполняющих основные функции при выполнении процесса ЛАРН (рис. 1).

В данной работе приведен один из примеров создания универсальной установки, устройство которой полностью основано на ФМ [3]. Используя модель, нами были выделены основные функции, которые необходимо учитывать при построении конструкции оборудования для ликвидации разлива нефти:

1. Передислокация

При выполнении операций ЛАРН используют различные виды по перемещению используемых при ликвидации машин. Для перемещения машин, обеспечивающих сбор нефтепродукта с грунтовой поверхности, в основном применяют бульдозеры, экскаваторы, различные грузовые машины либо применяют ручной способ передвижения. Для машин, производящих сбор нефтепродукта с водной поверхности – различные плавающие устройства (катамараны, понтоны), специализированные суда (танкеры, ледоколы), не исключен и ручной способ передвижения устройства [7].

2. Сбор и извлечение загрязняющего нефтепродукта.

В настоящий момент при выполнении операции по сбору и извлечению загрязняющего нефтепродукта используется в основном механический способ. На грунтовой поверхности – это ручные щеточные олеофильные нефтесборщики, на водной поверхности – скиммеры с универсальной заборной установкой барабанного типа и модулем для сбора и откачки нефти [4]. Для эффективного использования данного оборудования применяют вакуумные установки, перекачивающие магистрали и емкости для хранения ликвидированного нефтепродукта [6].

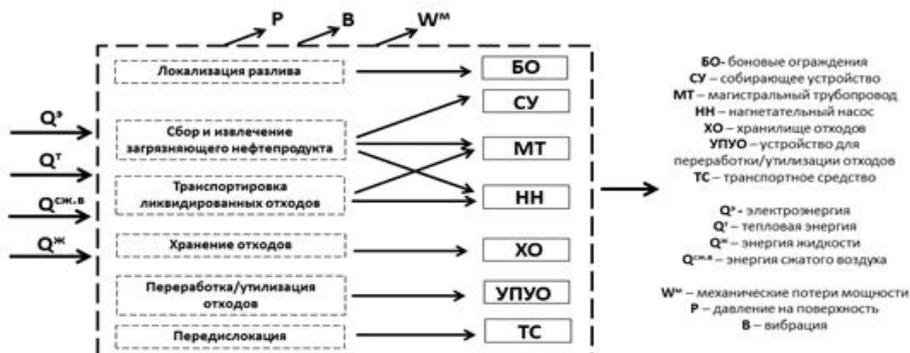


Рис. 1. Функциональная модель универсальной установки, предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов

3. *Переработка/утилизация отходов.*

После проведения операции по сбору нефтепродукта механическим способом производят распыление сорбента или водорастворимого средства для удаления тонкой нефтяной пленки и устранения и последующего биоразложения разливов нефти и нефтепродуктов на твердой и водной поверхности [5]. Данная операция обеспечивается использованием таких устройств, как распылители, различные изделия из сорбентов (боны, перфорированные сорбирующие полотна). Для сбора сорбента используют сборщики, которые представляют собой ручной бензиновый пылесос, соединенный с емкостью для сбора сорбента, различные отжимные устройства для бонов и полотен. Возможен ручной сбор при помощи скребков и совковых устройств [7].

Для выполнения функции «Транспортировка ликвидированных отходов» в основном используют различные виды перекачивающих магистралей, соединяющих конструкции оборудования с емкостями, используемые для хранения нефтепродуктов. Выполнение функции «Хранение отходов» в основном выполняют резервуары (секционные, каркасные), поддоны и емкости из различных материалов [3].

Таким образом, если вышеперечисленные технические устройства включить в конструкцию установки, то она будет способна полностью выполнить все этапы работы по ликвидации нефтеразлива. Ниже представлен один из вариантов конструкции данного многофункционального оборудования (рис. 2).



Рис. 2. Схема работы универсальной установки, предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов

Данная конструкция используется в стационарном режиме, когда она смонтирована на экскаваторе или судовом кране непосредственно к ковшу. Таким образом, достигается мобильность данного агрегата: ликвидация аварии происходит как на грунтовой, так и на водной поверхности. Заборное устройство барабанного, дискового или щеточного типа, используемое в конструкции устройства, позволяет выполнять операции ЛАРН как на водной, так и на грунтовой поверхности, что делает ее универсальной. Модулем для сбора и откачки нефти является непосредственно сам ковш и установленный в нем погружной насос. Следовательно, данная совокупность устройств, отвечающих за механический сбор нефтепродукта, имеет более простую конструкцию по сравнению с существующими, не уменьшая при этом эффективности выполнения операции. Также предлагается использовать установленный на наружной части ковша распылитель - систему из магистралей высокого давления, по которым перемещается сорбент, распылительных насадок, нагнетательного насоса и емкости для хранения сорбента (насос и емкость находятся вне рабочей области и ковша). Сбор отработанного сорбента предлагается выполнять заборным устройством со специальной насадкой и при помощи погружного насоса из внутренней части ковша перекачивать в соответствующую емкость. Таким образом, при использовании данной установки, возможно, производить как распределение, так и сбор сорбирующего вещества, т.е. агрегативность устройства значительно возрастает [3].

Используя, приведенную в работе ФМ, возможно создание целого ряда конструкций установок для ликвидации нефтеразливов, которые будут обладать высоким уровнем агрегативности, высокой эффективностью и простотой сборки.

Литература

1. Крец В. Г. Машины и оборудование газонепроводов: учебное пособие / В.Г. Крец, А. В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин; Томский политехнический университет. - Томск: Изд. ТПУ, 2013.- 376 с.
2. Луценко А.Н., Катин В.Д. Передвижная установка для очистки рабочих поверхностей от разливов нефтесодержащих жидкостей и сбора сыпучих мелкокусковых материалов: Пат. 104197 Российская Федерация: МПК E01P 1/08 (2006.01). Хабаровск, ДВГУПС. № 2010144258/21; заявл. 28.10.2010; опубли. 10.05.2011, Бюл. №13. 3с.
3. Нечаев Д.А. Оценка технических средств нейтрализации аварийных разливов нефтепродуктов [Электронный ресурс] // ТВОРЧЕСТВО ЮНЫХ – ШАГ В УСПЕШНОЕ БУДУЩЕЕ Материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, 23-27 ноября

2015. – Томск: ТПУ, 2015 – С. 461-463. – Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/files/conferences/sbornik-korovin-VIII.pdf>
4. Пашаян, А.А. Проблемы очистки загрязненных нефтью вод и пути их решения / А.А. Пашаян, А.В. Нестеров // Экология и промышленность России - май 2008. - С.32 - 35. Продукция компании НД-ЭкоСистем [Электронный ресурс] // ndecosystems.ru - Режим доступа: <http://www.ndecosystems.ru/products/>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 20.10.2015).
 5. Применение диспергентов для обработки нефтяных разливов [Электронный ресурс] // <http://www.itopf.com> - Режим доступа: <http://www.itopf.com/ru/knowledge-resources/documents-guides/document/40b0e2bd77>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 02.02.2016).
 6. Применение скimmers при ликвидации разливов нефти [Электронный ресурс] // <http://www.itopf.com> - Режим доступа: <http://www.itopf.com/ru/knowledge-resources/documents-guides/document/05-primenenie-skimmerov-pri-likvidacii-razlivov-nefti/>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 02.02.2016).
 7. Продукция компании Lamor «Крупногабаритные нефтесборные системы» [Электронный ресурс] // <http://global.lamor.com> - Режим доступа: <http://global.lamor.com/ru/продукция>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 15.01.2016).

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ФАЗОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ТЕХНОЛОГИИ СЕПАРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД

Е. В. Николаев

Научный руководитель, профессор С. Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективное прогнозирование процессов разделения является важной частью при проектировании и эксплуатации оборудования многоступенчатой сепарации нефти. На данный момент существует большое количество эмпирических уравнений состояния для описания свойств углеводородных сред. Известно, что в практике прикладных расчетов широко применяются два вида уравнений: многокоэффициентные и кубические [3]. Наиболее удобными из них являются кубические уравнения состояния, которые преобладают по достоверности предсказания свойств чистых веществ и их смесей многокоэффициентные уравнения. Сравнение по достоверности моделирования свойств углеводородных сред по различным уравнениям проведено А. И. Брусиловским [3]. Целью работы является термодинамический анализ и выявление закономерностей процесса сепарации углеводородных сред, а также выдача рекомендаций в практику прикладных расчетов компонентного состава сложных сред в диапазоне изменений термобарических условий: температуры $T \cong 0 \div 70^\circ\text{C}$ и давления $P \cong 50 \div 700 \text{ кПа}$.

Расчет фазового равновесия производится в первом приближении с помощью совместного решения уравнений Дальтона и Рауля, предположив, что паровая фаза будет подчиняться законам идеального газа, а жидкая фаза будет являться идеальным раствором. Второе приближение с помощью уравнений состояния проводится путем итераций и основано на суровом применении классических аспектов термодинамики в многокомпонентных системах – равнозначности летучесть компонентов смеси во всех сосуществующих фазах [2, 3]. В качестве метода решений на первых итерациях применяют метод последовательных приближений. Если решения не достигают, то поиск продолжают методом Ньютона [3].

Модель первой ступени сепарации была построена на базе данных пластовой нефти Вынгапуровского месторождения [5], у которой обводненность $G = 72,5\%$, плотность $\rho = 817,4 \text{ кг/м}^3$, молекулярная масса $M = 91 \text{ кг/кмоль}$ с помощью программного комплекса Aspen HYSYS в стационарном режиме в рамках равновесной термодинамики. Заметим, что усилия по корректировке алгоритмов, по которым работает HYSYS, в силу его закрытости бесперспективны [1]. В качестве термодинамического пакета было выбрано уравнение состояния Пенга-Робинсона, которое в кубической форме имеет вид [2, 8]:

$$Z^3 + (B-1)Z^2 + (A-2B-3B^2)Z + (B^2 + B^3 - AB) = 0$$

здесь A , B – коэффициенты уравнения, которые выражаются через критические свойства и ацентрические факторы компонентов, а также через давление и температуру системы; Z – коэффициент сжимаемости.

Усовершенствованное фирмой Huprotech это уравнение состояния наиболее точно описывает разнообразные системы в широком диапазоне термобарических условий относительно других уравнений, поэтому многие авторы используют именно это уравнение, как в России, так и за рубежом, например [6, 7]. Авторы утверждают, что результаты расчета, полученные в программе HYSYS на базе уравнения Пенга-Робинсона, могут не совпадать с результатами, полученными с помощью других коммерческих программ на базе аналогичного уравнения. Как объясняют авторы, это связано с тем, что уравнение состояния Пенга-Робинсона в среде HYSYS содержит модифицированные коэффициенты бинарного взаимодействия [2].

В силу отсутствия экспериментальных данных, для проверки нашей модели на адекватность, сравнили полученные результаты с результатами расчетов других авторов [5] при аналогичных термобарических условиях: $P = 0,6 \text{ МПа}$, $T = 15^\circ\text{C}$. В качестве термодинамического пакета помимо уравнения состояния Пенга-Робинсона, с целью сравнительного анализа, были использованы различные модели: уравнение состояния Ли-Кеслера-Плокера, полуэмпирическая модель Грейсона-Стрида, уравнение NRTL (non-random two-liquid), разработанное Реноном и Праузицем. (табл. 1)

Таблица 1

Среднее расхождение результатов моделирования компонентного состава выходящего потока газа в HYSYS с использованием различных термодинамических пакетов с результатами работы [5]

Пенга-Робинсона	Ли-Кеслера-Плокера	NRTL	Грейсона-Стрида
6,82	9,57	8,38	11,43

Из таблицы видно, что наилучшую корреляцию с результатами работы [5] дало уравнение состояния Пенга-Робинсона, тем самым подтвердив свое превосходство над другими уравнениями. При этом стоит отметить, что концентрации легких углеводородов (метан, этан, пропан), углеводородов C_{6+} и неуглеводородных компонентов в выходящем потоке газа хорошо коррелируют с данными работы [5], а концентрации бутанов и пентанов имеют относительно высокое расхождение, что объясняется нехваткой информации входных данных промышленного сепаратора и различием методов расчета. Тем не менее, среднее расхождение с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона составляет 6,82 %.

В качестве оценки, провели сравнение компонентного состава газа при условиях из работы [5] ($P=0,6$ МПа, $T=15$ °С) с компонентным составом газа при предлагаемых условиях ($P=0,7$ МПа, $T=0$ °С). Таким образом, выяснили, что применив данные условия к существующему сепаратору, гипотетически, удалось бы добиться снижения концентрации тяжелых углеводородов (C_{4+}) в выходящем потоке газа до 48,41 %.

Построены поверхности эволюции концентраций компонент в выходящем потоке газа в зависимости от изменений T и P . Некоторые из них представлены на рисунке.

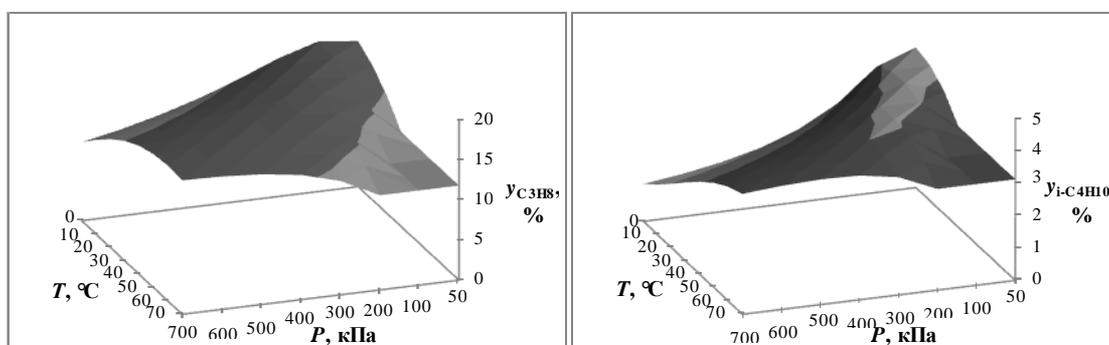


Рис. Эволюции концентрации пропана (y_{C3H8}) и изобутана ($y_{i-C4H10}$) в зависимости от T и P

Из рисунка видно, что существуют экстремумы не только в плоскостях изотерм, но и в плоскостях изобар. Подробности поведения концентраций данных компонент представлены в табл. 2.

Таблица 2

Описание эволюции концентраций компонент в выходящем потоке газа в зависимости от изменений T и P

№	Компонент	Плоскости изотерм	Плоскости изобар
1	Пропан	В изотермах $T = \{0, 10, 20, 30, 40, 50, 60\}$ °С имеются экстремумы при $P = \{100, 100, 200, 300, 300, 400, 600\}$ кПа соответственно. В изотерме $T = 70$ °С концентрация с увеличением давления возрастает.	В изобаре $P = \{50, 100\}$ кПа концентрация с увеличением температуры убывает, а в изобарах $P = \{200, 300, 400, 500, 600, 700\}$ кПа имеются экстремумы при $T = \{10, 20, 30, 40, 50, 50, 60\}$ °С соответственно.
2	Изобутан	В изотермах $T = \{20, 30, 40, 50, 60, 70\}$ °С имеются экстремумы при $P = \{100, 200, 200, 300, 400, 500\}$ кПа соответственно. В остальных изотермах концентрация с увеличением давления убывает.	В изобарах $P = \{100, 200, 300, 400\}$ кПа имеются экстремумы при $T = \{20, 40, 50, 60\}$ °С соответственно. В изобаре $P = 50$ кПа с увеличением температуры концентрация убывает, а в изобарах $P = \{500, 600, 700\}$ кПа – возрастает.

Следует отметить, что существуют условия, при которых значения концентрации каждого компонента в HYSYS остаются неизменными. Эти условия имеют место в плоскости изобары $P = 50$ кПа при температурах $T \cong 30 \div 70$ °С, в плоскости изобары $P = 100$ кПа при температурах $T \cong 50 \div 70$ °С и в плоскости изотермы $T = 70$ °С при давлениях $T \cong 50 \div 200$ кПа. Данные условия находятся за пределами двухфазной области в области однофазного ненасыщенного газового состояния, т.е. в той области, где фазовое равновесие невозможно. Поэтому HYSYS показывает одинаковые компонентные составы в выходящих из сепаратора паровом и жидком потоках, т.е. константа фазового равновесия $K_i = 1$ для всех компонентов.

Заключение. Данная работа посвящена термодинамическому анализу фазовых процессов в технологии сепарации углеводородных сред, а также выявлению их закономерностей. Построены поверхности эволюции концентраций компонент выходящего потока газа. Установлено, что в поведении концентраций большинства

компонент существуют экстремумы, как в плоскостях изобар, так и в плоскостях изотерм. А также выяснили, что изменение термобарических условий сепарации существующего сепаратора из [5], гипотетически, привело бы к уменьшению концентрации углеводородов C_{4+} выше в выходящем газе до 48,41 %. Исследование показывает о существенной роли в процессах сепарации механизмов диффузии, обусловленных как прямыми (концентрационная и тепловая диффузия), так и скрещивающимися (термодиффузия, диффузионная теплопроводность и динодиффузия) эффектами [4]. Они неразрывно существуют в многокомпонентных неизотермических системах. Поэтому в прикладных расчетах компонентного состава в указанном диапазоне изменений термобарических условий рекомендуется учитывать весь спектр мелкомасштабных взаимодействий между компонентами смеси.

Литература

1. Акберов Р.Р. Особенности расчета фазового равновесия пар-жидкость многокомпонентных систем при использовании уравнения Соав-Редлиха-Квонга // Теорет. основы хим. технологии, 2009. – Т. 45. – № 3. – С. 329 – 335.
2. Базис HYSYS. – AspenTech, Версия 2006. – 311 с.
3. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.:Грааль, 2002. – 572 с.
4. Де Гроот С., Мазур П. Неравновесная термодинамика. – М.:Мир, 1964. – 429 с.
5. Леонтьев С.А., Марченко А.Н., Фоминых О.В. Обоснование рациональных технологических параметров подготовки скважинной продукции Вынгапуровского месторождения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012. – №3. – С. 211 – 221.
6. Фаловский В.И., Хорошев А.С., Шахов В.Г. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга-Робинсона // Известия Самарского научного центра Российской академии наук, 2011. – Т. 13. – № 3. – С. 120 – 125.
7. Kylling O.W. Optimizing separator pressure in a multistage crude oil production plan: thesis Master of Science in Engineering Cybernetics. – Norwegian University of Science and Technology, 2009. – 76 p.
8. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Ind. Eng. Chem. Fundam., 1976. – V. 15. – P. 59 – 64

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОДА СРАВНЕНИЯ ЭНЕС – 1

М. Н. Павлов

Научный руководитель, доцент В. Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Томская область

Для мониторинга скорости коррозионных процессов на подземных сооружениях применяют различные средства контроля коррозионного состояния и защищенности (электроизмерительные и коррозионно – измерительные приборы, полевые электроисследовательские лаборатории электрохимической защиты, контрольно – измерительные пункты, переносные и стационарные неполяризуемые медно – сульфатные электроды сравнения, инструменты и приспособления). Но эти устройства имеют свои недостатки: недолговечность деталей, потеря проводящих способностей вследствие влияния на них окружающей среды. Именно поэтому совершенствование методов контроля и средств защиты подземных металлических сооружений от коррозии является важнейшей задачей нефтегазотранспортных предприятий.

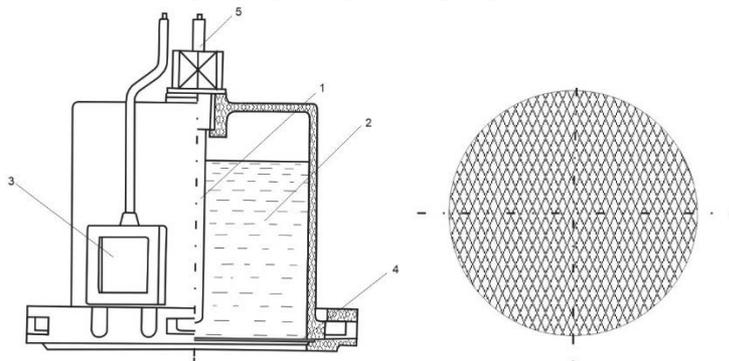


Рис. 1. Долгодействующий медносульфатный неполяризуемый электрод сравнения ЭНЕС-1: 1 – медный стержень; 2 – раствор медного купороса; 3 – вспомогательный электрод; 4 – ионообменная мембрана; 5 – провод от электрода

В настоящее время для измерения разности потенциалов между поверхностью газопровода и ближайшим к его поверхности слоям грунта (разность потенциалов «труба – земля»), используют стационарный медно-сульфатный электрод типа ЭНЕС-1 (рис.1).

Электроды сравнения ЭНЕС-1 – это один из надежных и безопасных переносных элементов электрохимической системы контроля и защиты подземных металлических сооружений от коррозии, потому как

выполнен из неполяризующегося материала и имеет постоянный потенциал, независимый от величины тока. Он состоит из пластмассового корпуса, в верхнюю часть которого ввинчена пробка со стержнем из красной меди марки М0 или М1. Дно электрода закрыто ионообменной мембраной на полимерной основе и пористой керамической диафрагмой. Полость электрода заполнена насыщенным раствором медного купороса [4].

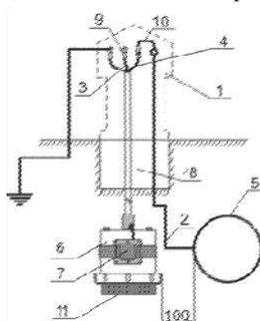


Рис. 2. Схема установки электрода в почву. 1 – контрольно-измерительный пункт; 2 – проводник от трубопровода; 3 – проводник от электрода; 4 – проводник от датчика потенциала; 5 – трубопровод; 6 – корпус электрода; 7 – датчик потенциала; 8 – ковер; 9 – разъем; 10 – провод контактный; 11 – губка (пропитанная раствором сернистой меди)

Для улучшения контакта с грунтом к нижней части электрода прикрепляют резиновую губку, тщательно пропитанную раствором химически чистой сернокислой меди (рис. 2). Таким образом, повышается стабильность работы электрода. А также перед установкой электрода на дно шурфа насыпают слой (8-10 см) хорошо измельченной сухой глины, не содержащей механических примесей и загрязнений, и заливают его насыщенным раствором сульфата меди (около 200 см²) [3].

Под влиянием грунтовых вод или увлажнения грунта, глина, поддерживающая проводимость среды в зоне контакта электрода с грунтом, может коагулироваться, и в связи с этим, уменьшается точность измерения данным устройством.

Для предотвращения таких случаев и максимального повышения стабильности работы электрода сравнения предлагается заменить ионопроводящую мембрану на основе полимера на сверхпроводящую ионообменную мембрану на основе графена.

На сегодняшний день графен — самый тонкий материал, известный человечеству, толщиной всего в один атом углерода. Он вошел в учебники по физике и в нашу реальность в 2004 году, когда исследователи из Манчестерского университета Андре Гейм и Константин Новоселов сумели его получить, используя обычную ленту-скотч для последовательного отделения слоев от обычного кристаллического графита, знакомого нам в виде карандашного стержня [1].

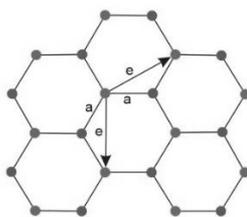


Рис. 3. Кристаллическая решетка графена

Графен обладает необычными оптическими, электрическими, механическими и термическими свойствами. Он идеальный материал для создания транзисторов, сверхпроводящих листов, а также ионопроводящих мембран, которые в свою очередь широко используются в приборах измерения противокоррозионной защиты трубопроводов [2].

Также графен является двумерным кристаллом, состоящим из одиночного слоя атомов углерода, собранных в гексагональную решетку (рис. 3), который в свою очередь не пропускает никакие жидкости и газы, это позволяет использовать его в составе сверхпроводящих, антикоррозионных материалов. Замена предусматривает возможность использования электрода без засыпки глины и использования пропитанной кислотой резиновой губки, также обеспечивает удобство монтажных, ремонтных работ.

Ионообменная мембрана на основе графена:

- не подвергается коррозии;
- выдерживает давление в несколько атмосфер;
- способна удерживать в себе жидкие и газообразные материалы.

Электрод с графеновой ионопроводящей мембраной, установленный в грунте у газопровода в точке дренажа станции катодной защиты или в любом другом пункте трассы, позволит осуществлять измерения круглый год, а также производить работы по автоматизации и телеконтролю средств противокоррозионной защиты трубопроводов.

Замена полимерной мембраны на графеновую позволит улучшить работу медносульфатного электрода сравнения, повысить стабильность работы, даст возможность использовать электрод без засыпки глины и использования пропитанной кислотой резиновой губки.

Литература

1. Geim A.K., Kim P. *Carbon Wonderland*// Scientific American. – 2008. – №4. – p. 90–97.
2. Bunch S.J. *Impermeable Atomic Membranes from Graphene Sheets*// NanoLetters. – 2008. – V. 8. – №. 8. – p. 2458–2462.
3. Никитенко Е.А., Эдельман Я.М. *Монтер по защите подземных трубопроводов от коррозии: Учебник для профтехобразования.* – М.: «Недра», 1981. – 256 с.
4. *Руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов.* – Москва: ВНИИГАЗ, 2004.
5. Хижняков В. И. *Противокоррозионная защита объектов трубопроводного транспорта нефти и газа.* – Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2005.
6. *Графен: новые методы получения и последние достижения*// Элементы - новости науки: <http://elementy.ru/news/430857>.

АВТОМАТИЗАЦИЯ СВАРКИ НЕПОВОРОТНЫХ СТЫКОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Н. А. Перфильев, Т. В. Бородина

Научный руководитель, доцент А. В. Веревкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с выработкой ресурсов магистральных трубопроводов актуальная проблема автоматизации сварки неповоротных стыков в сочетании с повышением надежности сварных соединений, особенно на трубопроводах большого диаметра (1020÷1420) мм и давлении до 75 ат, приобрела еще большую остроту. Принципиально решение этой проблемы может быть реализовано по двум различным направлениям.

Первое направление решает проблему путем сварки стыка одновременно по всему сечению и периметру на основе электроконтактной сварки, сварки трением и электронно-лучевой сварки с вакуумированием стыка. При этом требуется оборудование с большой пиковой мощностью и высокой стоимостью, что в условиях Севера и бездорожья неприемлемо, кроме того, при сварке давлением возникают проблемы с контролем качества сварного соединения.

Второе направление решает проблему на основе дуговых методов сварки с расчленением операций, подобно поточно-расчлененной ручной дуговой сварке.

Заварка корневого слоя может осуществляться изнутри трубы с использованием внутреннего центризатора-сварочной станции. Последующие слои завариваются снаружи при сварке на «спуск», причем каждый автомат настроен только на один слой (один режим) и после его заварки перемещаются на следующий стык.

В настоящее время более перспективной представляется автоматизация сварки неповоротных стыков трубопроводов на базе дуговых процессов. Для того чтобы производить сварку неповоротных стыков необходимо обеспечить направленный перенос электродного металла в сварочную ванну и удержание ванны расплавленного металла в положениях отличных от нижнего.

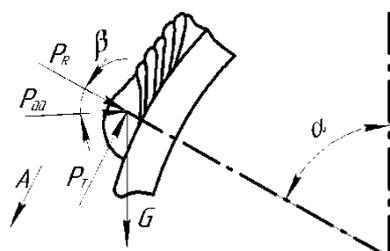


Рис. 1. Схема сил, действующих на сварочную ванну

G – вес сварочной ванны;
 $P_{д.д.}$ – давление дуги;
 P_T, P_R – тангенциальная и нормальная составляющие сил поверхностного натяжения;
 A – направление вытекания металла в положении $\alpha=0^\circ-90^\circ$

При сварке неповоротных стыков трубопроводов основным возмущением является непрерывное изменение пространственного положения сварочной ванны (рис. 1), которое необходимо учитывать при автоматизации процесса. В результате изменения пространственного положения результирующая сила, действующая на сварочную ванну, непрерывно изменяется по величине и направлению действия (рис. 2). Ранее разработанные способы сварки не учитывали эту особенность и не могли активно влиять на удержание сварочной ванны в положениях отличных от нижнего, а также обеспечить управляемый перенос электродного металла. Это объясняется тем, что методы дуговой сварки разрабатывались и предназначены по существу для сварки в неизменном пространственном положении.

Ранее разработанные способы сварки с импульсным питанием сварочной дуги и работой по программе не решают эту задачу, так как при этом процессе не учитывается движение металла сварочной ванны, что необходимо для осуществления сварки при непрерывно изменяющемся пространственном положении. Разработанные на кафедре «Оборудование и технология сварочного

производства» НИ ТПУ способы импульсного питания позволяют решить эти проблемы.



Рис. 2. Изменение нормальной (P_n) и тангенциальной (P_t) составляющих равнодействующей силы в зависимости от пространственного положения

Длительная работа, полученные результаты и продолжающиеся исследования в этой области, позволяют говорить о перспективности автоматизации сварки неповоротных стыков на базе импульсного питания сварочной дуги с плавящимся электродом в защитных газах, а также само защитной порошковой проволокой.

Такой процесс свободно программируется, либо управляется автоматически при помощи обратных связей. Разработан ряд алгоритмов [1, 2 и др.] импульсной модуляции сварочного тока, для различных слоев сварочного стыка, но все они позволяют отдельно и независимо управлять плавлением и переносом электродного металла с одной стороны и плавлением и кристаллизацией основного металла с другой стороны. И что особенно важно, при управлении процессом сварки с обратными связями по состоянию дугового промежутка обеспечивается динамическая стабилизация сварочной ванны (рис. 3).

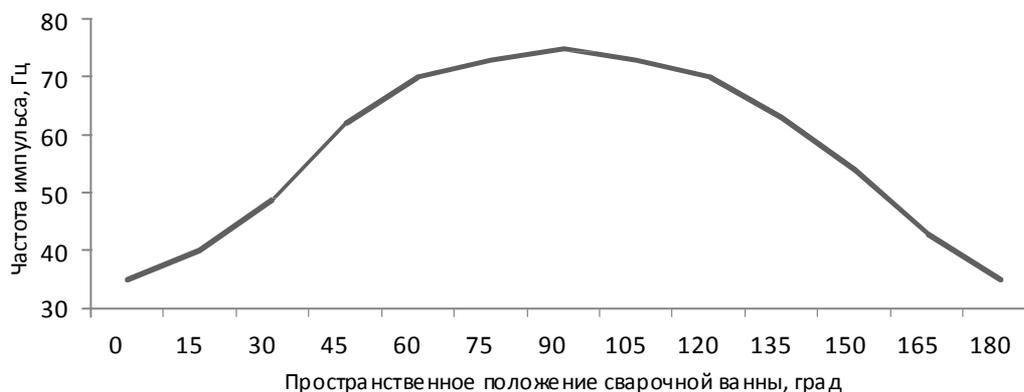


Рис. 3. График изменения частоты импульса в зависимости от пространственного положения сварочной ванны

Для автоматизации процесса сварки неповоротных стыков с импульсным питанием сварочной дуги необходимо определить критериальный параметр, характеризующий состояние дугового промежутка для обеспечения хорошего формирования шва и стабильного переноса электродного металла.

Наибольшую информацию может дать напряжение на дуге, но для того чтобы фиксировать колебания сварочной ванны и особенно скорость перемещения жидкого металла сварочной ванны за критериальный параметр была принята скорость изменения напряжения на дуге во время паузы (dU/dt). Введение обратной связи по скорости изменения напряжения во время паузы дает ряд положительных моментов. Во время паузы протекает небольшой ток 25-40А и силовое воздействие дуги на сварочную ванну минимально, поэтому сварочная ванна свободно перемещается под действием силы поверхностного натяжения и веса расплавленного металла сварочной ванны. Во время паузы электродная проволока практически не плавится, а на торце электродной проволоки находится небольшая капля электродного металла, сформировавшаяся к концу предыдущего импульса.

Работу импульсной системы питания с обратной связью по скорости изменения напряжения можно представить так: в начале процесса сварки (в нижнем положении) на сварочную ванну действует небольшая по величине тангенциальная составляющая (P_t) (рис. 1) результирующей силы, и металл сварочной ванны относительно медленно передвигается по фронту кристаллизации. Следовательно, скорость изменения дугового напряжения будет минимальна, и частота следования импульсов фактически будет определяться скоростью

подачи электродной проволоки. Приближаясь к вертикальному положению, тангенциальная составляющая результирующей силы будет увеличиваться, следовательно, скорость перемещения жидкого металла сварочной ванны из хвостовой части в головную возрастет. Пропорционально увеличится и скорость изменения дугового напряжения, при этом система с опережением включит ток импульса, для предотвращения вытекания металла сварочной ванны. При этом система импульсного питания уменьшит длительность импульсов, и автоматически увеличит частоту следования импульсов таким образом, чтобы средний ток оставался неизменным.

Выводы: введение обратной связи по скорости изменения напряжения обеспечивает динамическую стабилизацию сварочной ванны во всех пространственных положениях; полученные результаты позволят адаптировать процесс сварки с импульсным питанием дуги, к непрерывному изменению пространственного положения сварочной ванны при сварке неповоротных стыков магистральных трубопроводов.

Литература

1. А.С. № 521089. Способ импульсно-дуговой сварки плавящимся электродом. А.И. Зайцев, А.Ф. Князьков, Р.И. Дедюх, Е.В. Щепкин, С.С. Митрошин. Опубликовано в бюл.№ 22.03.1976.
2. А.С. № 522014. Способ импульсно-дуговой сварки плавящимся электродом. А.И. Зайцев, А.Ф. Князьков, Р.И. Дедюх, Б.Г. Долгун, Е.В. Щепкин, А.С. Максимов. Опубликовано в бюл.№ 23.03.1976 г.
3. Патент Российской Федерации 2120843. Способ электродуговой сварки. Князьков А.Ф., Петриков А.В., Крампит Н.Ю., Опубликовано в бюл. № 30, 27.10.98; Патент РФ №2185941 Бюл. №21 от 27.07.2002].

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ НЕПРЕРЫВНОГО ДОЗИРОВАНИЯ ИНГИБИТОРА С ПЕРИОДИЧЕСКИМ КРАТКОВРЕМЕННЫМ УВЕЛИЧЕНИЕМ КОНЦЕНТРАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ НА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ

С. А. Проценко

Научный руководитель, доцент А. Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Значительная часть трубопроводных систем на современном этапе развития вступает в период интенсификации потока отказов, так как исчерпала установленный ресурс. При этом, основной причиной высокой аварийности технологических трубопроводных систем являются коррозионные повреждения. Проблема усугубляется тем, что по условиям эксплуатации трубопровод, как правило, воспринимает одновременное воздействие механических нагрузок (деформаций), износа и коррозионно-активных сред. Такое совместное воздействие может вызвать ускоренное коррозионно-механическое разрушение трубопроводов в виде общей механохимической коррозии, коррозионного растрескивания, коррозионной усталости и др. [1].

Для защиты нефтепромысловых и технологических трубопроводных систем в нефтегазовой отрасли применяются методы, препятствующие внутренней коррозии, базирующиеся на использовании поверхностно-активных веществ и ингибиторов коррозии.

В системах нефтесбора и поддержания пластового давления используются следующие типовые технологии применения ингибиторов [4]:

1. Постоянная дозированная подача реагента.
2. Постоянная дозированная подача реагента с периодическим кратковременным увеличением концентрации (ударная доза).
3. Периодическая обработка ингибитором или его раствором.
4. Периодическая обработка «пробкой» ингибитора между разделителями.
5. Закачка через затрубное пространство.

Методы выбираются таким образом, чтобы:

1. Обеспечить формирование и поддержание целостности защитной «пленки» на всей поверхности металла защищаемых трубопроводов.
2. Комбинация методов соответствовала минимуму затрат на ингибирование.

Наиболее эффективной и распространенной является технология непрерывного дозирования с периодическим кратковременным увеличением концентрации (ударная доза). При защите этим методом транспортируемая среда используется в качестве «носителя» ингибитора. Защитные свойства (способность снижать скорость коррозии) ингибиторов при их непрерывном дозировании в поток напрямую зависят от их «транспортных» свойств, отвечающих за доставку активной основы ингибитора к защищаемой поверхности металла из объема транспортируемой продукции. Подача ингибитора в поток продукции осуществляется при помощи стационарных дозирующих установок и узлов ввода. Ударная доза ингибитора вводится в систему для быстрого формирования защитной пленки на поверхности металла в начальный период применения ингибитора или после перерывов в его применении. Концентрация ингибитора в этот период в 6 раз превышает постоянную дозировку. Продолжительность ввода ударной дозы может составлять от 12 до 24 часов [4].

Данный метод имеет ряд преимуществ:

1. Возможность гибкого реагирования на изменение технологических характеристик трубопроводов и коррозионной ситуации за счет своевременного изменения дозировки ингибитора.
2. Относительная простота мониторинга эффективности ингибирования.

Главным недостатком данного метода являются затраты на дозирочные установки, их обслуживание и эксплуатацию. Следствием этого является постоянная схема ингибирования, не позволяющая гибко реагировать на изменение коррозионной ситуации сменой точки ввода ингибитора.

Основным параметром, который задается при технологии постоянного дозирования, является дозировка ингибитора. Требуемая рабочая дозировка предварительно определяется по результатам опытно-промышленных испытаний. Окончательно, для конкретного объекта, дозировка определяется в начальном периоде применения ингибитора. В последующем, по результатам мониторинга эффективности ингибирования, происходит постоянная коррекция рабочей дозировки.

Дозировочный насос должен развивать давление, превышающее максимальное давление в системе в точке ввода ингибитора. Производительность насоса для закачки ингибитора в состоянии поставки в защищаемую систему определяется по формуле [5]:

$$q = \frac{Q \cdot C}{24000 \cdot \rho},$$

где Q – суточный расход жидкости в защищаемой системе, м³/сут;

C – рекомендуемая концентрация ингибитора в системе, г/м³;

ρ – плотность ингибитора, г/см³;

24000 – переводной коэффициент.

Подача ингибитора в защищаемую систему начинается с ударной дозы с целью оперативного формирования сплошной защитной пленки на поверхности защищаемого оборудования. После ударной дозы переходят к закачке ингибитора с рабочей дозировкой, обеспечивающей его оптимальную концентрацию в попутно-добываемой воде.

Оптимальная концентрация – это минимальная концентрация ингибитора, при которой в конечной точке контроля обеспечивается степень защиты не менее 90 %. Для определения оптимальной концентрации проводят несколько серий испытаний, при которых концентрацию ингибитора изменяют от 50 до 20 г/м³ и определяют соответствующее значение степени защиты.

Для дозированной подачи ингибиторов в агрессивные среды применяются блочные дозирочные установки, а также дозирочные насосные агрегаты, имеющие подачу и напор, соответствующие условиям применения реагентов в данной системе сбора обводненной продукции. Допускается изготовление дозирочного узла собственными силами организации, применяющей ингибитор. При этом должны соблюдаться следующие требования:

1. Рабочая емкость должна быть оборудована дыхательным клапаном, указателем уровня, механическими средствами для перемешивания ингибитора.

2. Установка должна быть снабжена отдельным насосом для откачки ингибитора из бочек в рабочую емкость.

3. Электродвигатели, светильники и электропроводка установки должны быть выполнены в взрывозащищенном исполнении, согласно требований, для взрывоопасных зон класса В-1а.

Блоки дозирования химических реагентов представлены на рисунке. Все оборудование установок размещено в теплоизолированной будке, смонтированной на сварной раме-санях. Будка разделена герметичной перегородкой на два отсека (технологический и приборный). В технологическом отсеке размещены технологическая емкость, трубчатый электронагреватель, шестеренный и дозирочный насосы, а также средства контроля и управления. Путем подачи в смеситель в определенных соотношениях воды и концентрированного реагента на установке при необходимости можно приготовить и дозировать водный раствор реагентов. Технологическая характеристика блоков дозирования химических реагентов приведены в таблице [2].

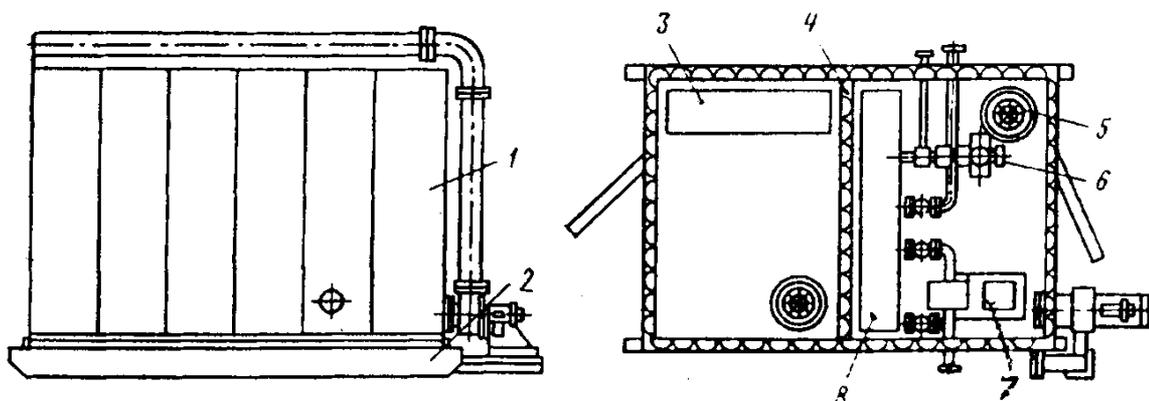


Рис. Блоки дозирования химических реагентов: 1 – теплоизолированная будка; 2 – сварная рама-сани; 3 – средства контроля и управления; 4 – герметичная перегородка; 5 – трубчатый электронагреватель; 6 – дозирочный насос; 7 – шестеренный насос; 8 – технологическая емкость

Таблица

Технологическая характеристика блоков дозирования химических реагентов

Показатели	Блок дозирования химических реагентов		
	БР-2,5	БР-10	БР-25
Размер дозы, г/т	от 10 до 50	от 10 до 50	от 10 до 50
Вязкость дозируемой среды, МПа·с	до 1000	до 850	до 850
Подача дозирующего насоса, л/ч	2,5	10	25
Рекомендуемое давление нагнетания, МПа	10	10	4
Температура дозируемого реагента, °С	от 50 до 60	от 20 до 60	от 20 до 60
Температура окружающей среды, °С	от минус 40 до 50	от минус 40 до 50	от минус 40 до 50
Объем технологической емкости реагента, м ³ , не более	1,3	4	4
Габаритные размеры, мм	3360×2300× ×2725×300	3770×2250×3090	3770×2400× ×2680×4500
Масса, кг	3000	3090	4500
Количество перемешиваний в сутки	4		
Максимальная потребляемая электрическая мощность, кВт	9,2		
Предельный уровень реагента в емкости			
верхний	1500		
нижний	250		
Уровень взрывозащиты цепей датчиков во взрывоопасных средах	1 ExdIIС, ПА		

Установки дозирования химических реагентов выполняют следующие функции:

1. Прием концентрированного химического реагента из передвижной заправочной емкости в бак при помощи внешнего насоса.
2. Прием концентрированного химического реагента из передвижной заправочной емкости в бак с использованием собственного насоса.
3. Опорожнение емкостей собственным насосом.
4. Дозированную подачу химического реагента.

Система контроля и автоматизации предусматривает возможность ручного управления насосами-дозаторами, вентилятором, шестерным насосом, электрическими обогревателями и освещением. В автоматическом режиме осуществляется отключение насосов в случае повышения давления, а также управление температурой электрообогревателя, установленного в блоке. Кроме того, система контроля обеспечивает защиту электроприемников от перегрузок и короткого замыкания. Все параметры отображаются на пульте диспетчера.

Для контроля эффективности технологии применения ингибиторов коррозии, используются:

3. Узлы контроля коррозии типа «CORMON» или аналогичные, предназначенные для определения скорости коррозии методом измерения электрического сопротивления корродирующего проводника.
4. Узлы контроля коррозии типа «Трубокор» либо «Монитор», предназначенные для определения скорости коррозии как электрохимическим, так и гравиметрическим методами. Электрохимический метод, основанный на измерении линейного поляризационного сопротивления, находит в системе нефтесбора ограниченное применение, так как надежно работает лишь при обводненности выше 95 %.

Заключение. На нефтепромыслах наиболее целесообразным является применение технологии непрерывного дозирования ингибиторов коррозии. Применение других технологий должно быть обоснованно технологической невозможностью или экономической нецелесообразностью применения технологии непрерывного дозирования. Технологии периодической обработки имеют сложность контроля эффективности метода. Использование высококонцентрированных растворов ингибиторов при применении технологии периодической обработки, может вызывать осложнения в виде образования стойких эмульсий, снижение пропускной способности трубопровода и ухудшения качества подготовки нефти. Технологии непрерывного дозирования сочетают в себе возможность гибкого реагирования на изменение технологических характеристик трубопроводов и коррозионной ситуации за счет своевременного изменения дозировки ингибитора и относительную простоту мониторинга эффективности ингибирования, что делает их наиболее целесообразным и эффективным решением для защиты промысловых трубопроводов.

Литература

1. Бекбаулиева А.А. Совершенствование методов и технических средств защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2010г. – 24 с.
2. Ишмурзин А.А., Храмов Р.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды: учебное пособие. – Уфа: УГНТУ, 2003. -145 с.
3. Колотыркин Я.М. Металл и коррозия. – М.: Металлургия, 1987. – 88 с.
4. М-01.04.04-02 Методические указания по организации и исполнению ингибирования коррозии промысловых трубопроводов.
5. РД 39–0147323–339–89–Р. Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири.

**ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
 МЕТОДА ИК-СПЕКТРОСКОПИИ**

Ю. С. Пуговкина

Научный руководитель, ассистент Д. Ю. Чиркова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С арктическим сектором России связаны огромные запасы углеводородов (УВ), однако её добыча и транспортировка представляет собой сложную инженерную задачу. Низкие температуры, вечная мерзлота, полярная ночь, удаленность населенных пунктов – это не полный список преград для освоения северных территорий. Среди всех арктических государств Россия занимает лидирующее место по запасам УВ и количествам месторождений, а нефти северных территорий России в среднем менее вязкие [6, 8]. Тем не менее каждая нефть уникальна по составу и по физико-химическим свойствам, что требует индивидуального подхода при выборе рационального способа добычи, транспорта и переработки УВ сырья. Среди разнообразных методов изучения строения органических и неорганических соединений и одними из наиболее чувствительных и информативных методов являются методы инфракрасной спектроскопии и хромато-масс-спектрометрии. Поэтому целью данной работы явилось исследование применения ИК-спектроскопии при анализе нефтей арктического сектора России. В качестве объектов выбраны две нефти Новопортовского и Салымского месторождений.

Метод ИК-спектроскопии основан на поглощении, отражении и рассеивании энергии инфракрасного излучения при прохождении через вещество. Этот метод почти универсален: работа осуществляется как с жидкостями, так и с твердыми телами. ИК-спектр позволяет более надежно, чем химический анализ, определять функциональные группы при совместном и отдельном проведении качественного и количественного анализа [2, 4]. ИК-спектроскопия исследует спектр прошедший через образец либо отраженный от поверхности образца (метод нарушенного полного внутреннего отражения (НПВО), зеркального отражения, скользящего отражения, диффузного отражения). Главным преимуществом данных методов является возможность изучения непрозрачных образцов, а также относительная простота анализа. Поэтому в данной работе образцы нефтей исследовались методом НПВО. Метод заключается в регистрации света, полностью отраженного от границы двух сред, различающихся между собой по оптической плотности. Экспериментальные исследования проводились на установке Nicolet iZ10 Spectrometer в диапазоне 650–4000 см⁻¹ с, расшифровку спектров проводили на основании литературных данных.

Использование ИК-спектрометрии в настоящее время является общепринятым подходом при выполнении комплексных исследований состава нефтей различных месторождений. Структурно-групповой состав нефтей и их компонентов определяется по интенсивности характеристических полос поглощения в ИК-спектрах при помощи общей базовой линии на фиксированном диапазоне 1850 и 650 см⁻¹. Для средней молекулы оценивается содержание метиленовых групп (CH₂) по полосе поглощения 720 см⁻¹, метильных групп (CH₃) по полосе поглощения 1380 см⁻¹, сульфоксидных групп (SO) по полосе поглощения 1030 см⁻¹ и карбонильных групп (CO) в области 1720–1700 см⁻¹ относительно ароматических связей C=C связей по полосе поглощения 1600 см⁻¹ [1].

Для определения изменения углеводородного и структурно-группового состава остаточных нефтей, которые извлекаются экстракцией из нефтесодержащих пород, используются спектральные коэффициенты, являющиеся отношением оптических плотностей полос поглощения на частотах 1710, 1600, 1380 и 720 см⁻¹. Это позволяет в совокупности с другими данными оценить вклад влияния таких основных факторов, как окисление нефти закачиваемой водой, изменение минерального состава породы, определяющих качественный состав остаточных нефтей в неоднородных терригенных пластах [7].

Для более детального анализа компонентного состава применяют хромато-масс-спектрометрию – метод анализа смесей органических и неорганических веществ и определения следовых количеств веществ в объеме жидкости. Он включает комбинацию двух самостоятельных технологий – хроматографии и масс-спектрометрии. При помощи первого осуществляется разделение смеси на компоненты, при помощи второго –

идентификация и определение количественного анализ, строения вещества. В целом данный метод предоставляет количественный и качественный анализ всех составляющих сложных смесей, включая концентрации в десятые и сотые доли процентов. [3]. Анализ компонентного состава гексановой фракции, содержащей УВ, осуществляли с помощью масс-спектрометра высокого разрешения DFS TermoElectron в Томском региональном центре коллективного пользования ТНЦ СО РАН.

При исследовании физико-химических свойств выявлено, что нефть Салымского

месторождения относится к легким нефтям, а нефть Новопортовского месторождения к тяжелым (таблица 1). Обе нефти являются маловязкими. Нефть Новопортовского месторождения характеризуется большим содержанием алканов и насыщенных циклических УВ, а Салымская нефть больше обогащена ароматическими УВ.

Таблица 1
Физико-химические свойства и групповой состав УВ

Площадь	Салымская	Новопортовская
Плотность, г/см ³	0.8441	0.9150
Вязкость, мПа*с	10.03	5.80
Алканы, % отн.	36.50	50.90
Насыщенные циклические УВ, % отн.	12.20	21.00
Ароматические УВ, % отн.	49.50	28.10

В составе n-алканов Новопортовской нефти, характеризующейся большей вязкостью, преобладают гомологи $C_{15} - C_{22}$ (рис. 1 А). Молекулярно-массового распределения n-алканов салымской нефти характеризуется более узким максимумом в области $C_{15}-C_{18}$ (рис. 1 Б). Данное отличие возможно отражают спектры поглощения нефтей в областях 2953 и 2870 $см^{-1}$, так как диапазоны $2975-2950$ и $2885-2860$ $см^{-1}$ (рис. 1 В) характеризуют присутствие $-CH_3$ групп в молекулах [5]. Чем выше содержание низкомолекулярных n-алканов в смеси, тем больше поглощение волны, вызванное колебанием $-CH_3$ связи.

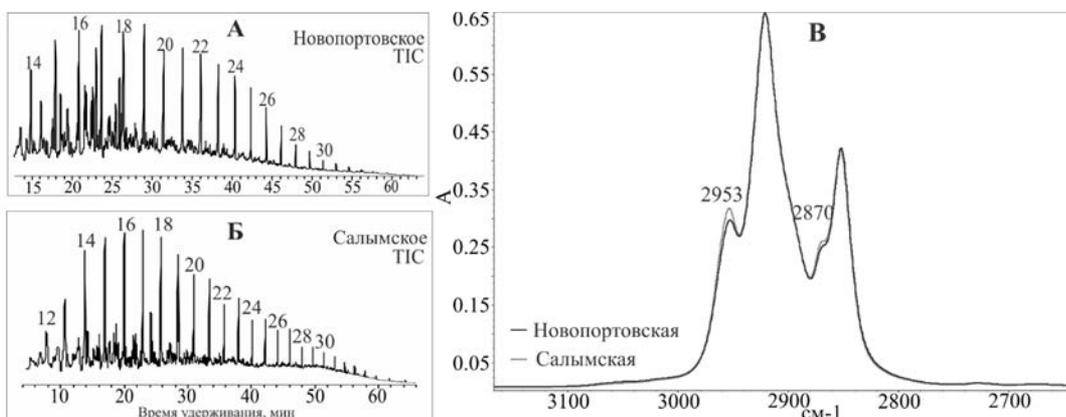


Рис. 12 А - спектры поглощения нефтей в области $2620 - 3160$ $см^{-1}$; Б - фрагменты масс-хроматограмм по общему ионному току

В ходе исследования выявлено и отличие в поглощении волны в области ароматических структур. На рисунке 2 А видно, что в новопортовской нефти поглощение в областях 822 и 811 , 751 и 744 $см^{-1}$ выше, чем в салымской нефти. Данный диапазон характеризует присутствие моно-, ди-, три- метил замещение ароматического кольца [5]. Отмечено, что в распределении монометилзамещенных алкилбензолов новопортовской нефти большее содержание метил замещённых алкилбензолов, чем в нефти Салымского месторождения (рис. 2 Б, В). Изменение поглощения волны в областях 822 и 811 , 751 и 744 $см^{-1}$ могло быть обусловлено преобладанием различных замещений ароматического кольца.

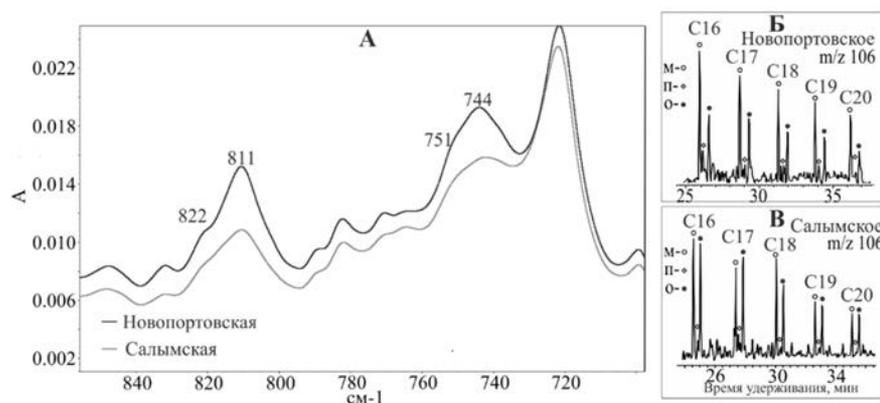


Рис. 13 А - спектры поглощения в области $700 - 855$ $см^{-1}$; Б - фрагменты масс-хроматограмм по m/z 106

Таким образом, метод ИК-спектроскопии является высокочувствительным и относительно простым методом анализа нефтей. ИК-спектрометрия позволяет идентифицировать не только основные группы соединений в смеси, а также характер замещения ароматического кольца и характер распределения n-алканов.

Литература

1. Иванова Л. В., Сафиева Р. З., Кошелев В. Н. ИК-спектрометрия в анализе нефти и нефтепродуктов // Вестник Башкирского университета. – 2008. – Т. 13. – № 4.
2. Казанина Л. А., Куллетская Н. Б. Применение инфракрасной, ультрафиолетовой и ЯМР-спектроскопии в органической химии. М//Высшая школа. – 1971.
3. Карасек Ф., Клемент Р. Введение в хромато-масс-спектрометрию, пер. с англ., М// Мир – 1993.
4. Пентин Ю. А., Вилков Л. В. Физические методы исследования в химии // М: Мир. – 2003.
5. Тарасевич Б. Н. ИК спектры основных классов органических соединений // М.: Справочные материалы. – 2012.
6. Чиркова Д. Ю., Красноярова Н. А., Серебрянникова О. В. Исследование свойств, состава и распределения углеводородных соединений в нефтях севера Западной Сибири / Теоретические и прикладные вопросы науки и образования 2015. – Часть 16. – С. 158–162.

7. Юсупова Т. Н. и др. Особенности формирования состава трудноизвлекаемых остаточных нефтей в продуктивных девонских пластах Ромашкинского месторождения // Нефтехимия. – 2004. – Т. 44. – №. 2. – С. 103-109.
8. Krasnoyarova N. A. et al. Efficient Use of Viscous and Heavy Oils of Russian Arctic Region. – 2015.

ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РУЧНОЙ ДУГОВОЙ СВАРКИ МОДУЛИРОВАННЫМ ТОКОМ

Е. А. Ракитин

Научный руководитель, доцент А.В. Веревкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

Сварка является одним из ведущих и эффективных процессов получения неразъемных соединений. Преимущества перед другими способами обеспечили ей широкое распространение в машиностроении, энергетике, строительстве и других отраслях. При сварке металлоконструкций, трудно поддающихся методам рациональной автоматизации, ручная дуговая сварка (РДС) является одним из ведущих технологических процессов. Данный способ не имеет альтернативы при ремонте, монтаже и реконструкции технических устройств. Для повышения эффективности РДС возможно применение метода модуляции тока [4].

Модулирование сварочного тока позволяет решить ряд технологических проблем, в частности задачу управления тепловой мощностью дуги при сварке или наплавке. Наплавка модулированным током по сравнению с обычным процессом дуговой наплавки имеет свои основные преимущества: получение гарантированного химического состава наплавленного металла; повышаются механические свойства наплавленного металла (измельчается первичное зерно металла шва, уменьшается ликвация); контролируемая геометрия наплавленных валиков (уменьшает затраты время на последующую механическую обработку); возможность снижения энергетических затрат (как следствие снижение себестоимости изделия) [1].

Метод сварки с периодически изменяемой мощностью дуги впервые предложен в СССР в 1953 году Зайцевым М.П. для сварки тонколистовой стали с целью сокращения тепловых потерь [6, 7]. Сущность этого процесса состоит в том, что во время сварки ток дуги периодически увеличивается в импульсе и уменьшается в паузе. На рисунке представлена эпюра тока дуги и поясняющая этот процесс. Ток импульса может превышать ток обычной стационарной (немодулированной) дуги в 1-2 раза, а в паузе ток дуги может быть уменьшен в 1,3-3 раза [2]. В периоды тока импульса расплавляется основная часть электродного и свариваемого металлов, а за последующий затем период паузы происходит кристаллизация большей части сварочной ванны [4].

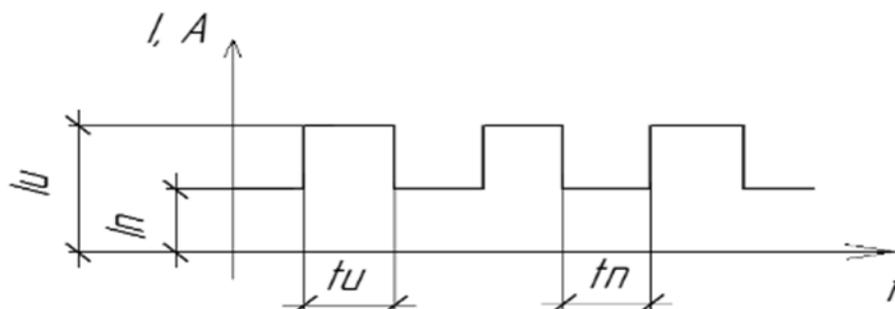


Рис. Эпюра модулированного сварочного тока

Основными параметрами режима сварки модулированным током является: ток импульса $I_{и}$, ток паузы $I_{п}$, время паузы $t_{п}$, время импульса $t_{и}$. Кроме основных параметров режима сварки введены дополнительные: глубина модуляции сварочного тока $M = I_{и}/I_{п}$, жесткость процесса $G = t_{и}/t_{п}$, частота следования импульсов $f = 1/(t_{и} + t_{п})$. Сварка модулированным током преследует, главным образом, две технологические цели. Первая цель заключается в создании условий управляемого переноса электродного металла, стабилизации процесса и уменьшении разбрызгивания, а вторая цель позволяет управлять скоростью и направлением кристаллизации металла сварочной ванны, оказывать термоциклическое воздействие на околошовную зону, создавать благоприятные условия для формирования шва в различных пространственных положениях [4, 5]. По сравнению с традиционными способами дуговой сварки сварка модулированным током обладает следующими преимуществами: на (25...40)% повышается производительность сварки в положениях, отличных от нижнего; облегчается выполнение корня шва, особенно при сварке на весу с зазором (2,5...3,5)мм, при этом происходит формирование качественного обратного валика и в большинстве случаев отпадает необходимость в остающихся подкладках, кольцах, специальных пастах; измельчается первичное зерно металла шва; улучшаются механические свойства сварных соединений; увеличивается диапазон регулирования режима сварки [2]; появляется возможность регулирования химического состава наплавленного металла шва; снижается выгорание легирующих элементов и снижается образования аэрозольей [3].

В настоящее время ручная дуговая сварка модулированным током не используется в нефтегазовой промышленности для сварки трубопроводов. Необходимо довести оборудование до промышленного образца, в силу того, что это достаточно эффективный способ, позволяющий повысить контроль и качество сварки в различных пространственных положениях.

Литература

1. Валеев Д.А., Князьков А.Ф. Применение модуляции тока при автоматической сварке под флюсом // Сварочное производство. – Томск, № 2 – С.32 – 33.
2. Дудко Д.А., Сидорук В.С., Зацерковный С.А. Технология дуговой сварки с модуляцией параметров режима – Автоматическая сварка. – 1991. – №12.
3. Дудко Д.А., Сидорук В.С., Зацерковный С.А. Зависимость химического состава металла шва от параметров режима ручной дуговой сварки модулированным током // Автоматическая сварка. – 1989. – №2.
4. Ожиганов Е.А. Оценка качества сварки модулированным током конструкционных сталей методом акустической эмиссии в режиме реального времени // Вестник Кузбасского государственного технического университета: Общие и комплексные проблемы естественных и точных наук. – КузГТУ, 2012. – №6. – С.109 – 111.
5. Князьков А.Ф. Ручная дуговая сварка модулированным током электродами с покрытием: доклад на XI междунар. науч.-практ. конф. «Современные техника и технологии СТТ 2005», 28.03-01.04.2005, Томск / А.Ф. Князьков, В.Л. Князьков, С.А. Князьков.
6. А.с. 904934 СССР. Способ ручной дуговой сварки модулированным током / А.Ф. Князьков, А.Г. Мазель, Р.И. Дедюх [и др.]. – Опубл. 15.02.82, Бюл. № 6.
7. А.с. 113618 СССР. Способ электродуговой сварки модулированным током / Р.И. Дедюх, А.Ф. Князьков, Н.А. Азаров, А.Г. Мазель, – Опубл. 30.12.1984, Бюл. № 48.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА НА РЕКЕ ПАНИНСКИЙ ЕГАН МН «АЛЕКСАНДРОВСКОЕ-АНЖЕРО-СУДЖЕНСК»

М. К. Се

Научный руководитель, профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Магистральные и технологические трубопроводы, несмотря на внешнюю конструктивную простоту, принципиально отличаются от других сооружений сложной схемой действующих силовых факторов, следовательно, неопределенностью уровня напряженно – деформированного состояния, масштабностью и т.п.

Повышение надежности трубопроводов становится актуальной проблемой на всех этапах: проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем. Весьма важно установить адекватность поведения сооруженного трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий расчетной схеме, принятой в нормах и правилах, т.е. необходимо исследовать конструктивную надежность трубопроводов.

На первый план решения проблемы о надежности выдвигаются задачи расчета на прочность, устойчивость, долговечность. Для их решения необходимы: информация о нагрузках и воздействиях на трубопровод, анализ напряженно – деформированного состояния, что в итоге позволит сделать расчеты надежности и ресурса.

В настоящее время интенсивное развитие получают численные методы, позволяющие значительно расширить класс и постановку решаемых задач за счет более полного учета реальных условий нагружения и свойств используемых материалов. Среди этих методов наибольшее распространение получил метод конечных элементов (МКЭ). К достоинствам МКЭ следует отнести и минимум требований к исходной информации, и оптимальную форму результатов. Учет температурного влияния и работы конструкции не вносит в реализацию метода принципиальных затруднений.

Рассматриваемый подводный переход магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск» через р. Панинский Еган двухниточный - основная нитка диаметром 1220 мм и резервная нитка диаметром 1000 мм проложены в одном техническом коридоре. Расстояние между нитками нефтепровода на участке перехода составляет 50 м. Исследуется схема подъема участка трубопровода со следующими параметрами: наружный диаметр 1220 мм, толщина стенки – 15,2 мм, длина – 10 м. Трубопровод изготовлен из трубной стали 17Г1С.

При определении надежности трубопроводов Западной Сибири необходимо проанализировать работоспособность подводных переходов нефтепровода. При этом требуется количественно оценить действие сил на напряженно-деформированное состояние конструкции [1, 2].

Целью данной работы является изучение поведения трубопровода на подводном переходе, а также исследование его напряженно-деформированного состояния и оценка его работоспособности.

Техническое состояние подводного перехода определяется по данным осмотров и обследований путем сопоставления этих данных с проектными и нормативными требованиями.

Основными факторами, определяющими техническое состояние перехода, являются:

- соответствие положения трубопровода проекту;
- величина заглубления подводного газопровода в русле реки;
- достаточность и сохранность балластировки газопровода;
- целостность антикоррозионной изоляции трубопровода;

- фактическая толщина стенки в сопоставлении с минимальной расчетной (проектной);
 - отсутствие или наличие мест утечки газа;
 - деформация (размыв) дна и береговых склонов водной преграды, в том числе состояние крепления берегов на участке перехода;
 - состояние информационных знаков и опорной топографической основы.
- Состояние данного перехода является предельным т.к. наблюдаются следующие признаки неисправности:
- наличие на подводном трубопроводе провисающего участка длиной, превышающей 70% критической длины;
 - наличие вибрации трубопровода под воздействием течения;
 - уменьшение толщины стенки трубопровода в результате многолетней эксплуатации и (или) коррозии более чем на 12 %;
 - значительные повреждения крепления берегов в подводной части с оголением трубопровода.
- Для решения данной задачи в программе ANSYS принимается ряд допущений:
- учитываются только постоянные нагрузки,
 - погодные условия не учитываются,
 - скорость течения реки не учитывается.

После принятия допущений на рассматриваемом подводном переходе действуют следующие силы:

- нагрузка, возникающая от собственного веса трубопровода,
- нагрузка, возникающая от веса изоляции,
- нагрузка, возникающая от веса перекачиваемого продукта,
- нагрузка, вызванная давлением вышележащего слоя воды,
- архимедова сила [3].

Действие всех сил можно представить как равномерно распределенную нагрузку (рис. 1), что позволяет упростить задачу и провести расчет напряженно-деформированного состояния в программе ANSYS [4].

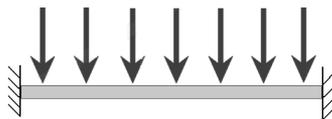


Рис. 1. Равномерно распределенная нагрузка

Изменение геометрии трубопровода при длительной эксплуатации в условиях предельного состояния подводного перехода меняет напряженно-деформированное состояние (НДС), что предопределяет необходимость полного анализа величины НДС с учетом физической и геометрической нелинейности системы «труба-вода».

Для определения в стенке трубы напряжений, превышающих допустимые, и установления диапазона изменения численных характеристик процессов, влияющих на деформацию, проводится расчет напряжений (на прочность), возникающих при предельной эксплуатации трубопровода, с помощью программного продукта ANSYS применительно к эксплуатации трубопроводов подводных переходов. При этом принимаются допущения, соответствующие наиболее простому из возможных вариантам взаимодействию трубы и контактирующего с ней воды: в начале и конце трубопровода отсутствуют перемещения по оси Y .

На рисунках 2 и 3 показан результат расчета действия распределительной нагрузки на участок трубопровода, полученный с помощью программы ANSYS, а на рисунках 4 и 5 показана интерпретация данного результата в графическом виде, выполненная в Microsoft Excel.

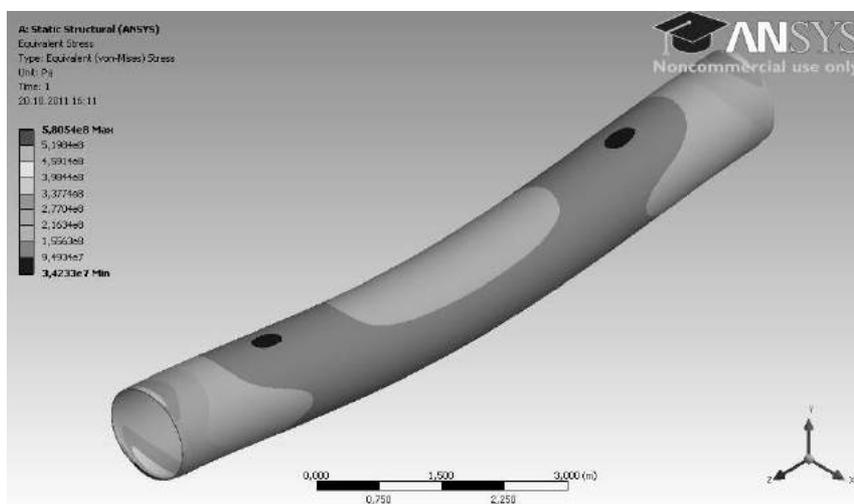


Рис. 2. Напряжения по Мизесу

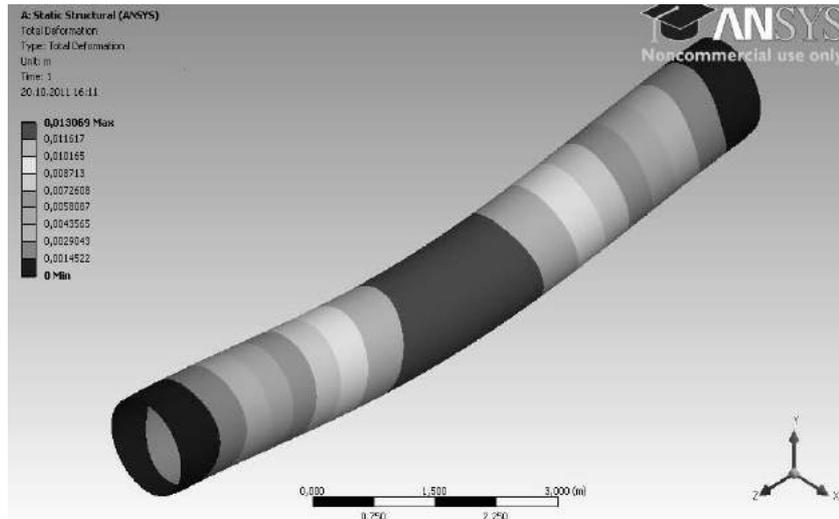


Рис. 3. Деформации по оси Y, возникающая при действии распределенной нагрузки на подводный переход трубопровода

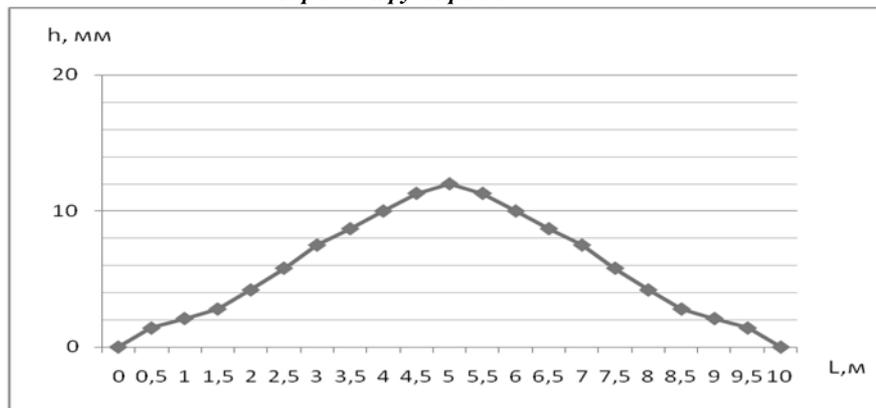


Рис. 4. Распределение деформаций (h) по длине (L) участка трубопровода



Рис. 5. Распределение напряжений (δ) по длине (L) участка трубопровода

Полученные и представленные на рис. 4 и 5 результаты позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значений напряжений, возникающих при эксплуатации трубопровода, может достигать величин, близких к пределу текучести стали, что снижает уровень надежности трубопровода;
- суммарные перемещения переменны по длине трубы, и существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемой нефти, а также гидростатического давления и выталкивающей силы воды;

- изменение условий взаимодействия трубы с окружающей средой (вода) усложняют процессы деформации, что вызывает необходимость более детального исследования напряженно-деформированного состояния нефтепровода с учетом различных физико-механических свойств среды.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1 и R_2 следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 :

$R_1=247,92$ МПа

$R_2=223,6$ МПа

Заключение. В результате сравнения значений напряжений в трубопроводе полученных в ANSYS и СНиП 2.05.06-85* было выявлено, что рассчитанные значения по СНиП больше значений, полученных в ANSYS в 5 раз, следовательно конструкция имеет большой запас прочности.

Литература

1. Бурков, П. В. Оценка напряженно-деформированного состояния верхнего перекрытия механизированной крепи МКЮ.2Ш-17 производства ОАО СХК «Ормаш завод» / П. В. Бурков, К. В. Елифанцев // Совершенствование технологии строительства шахт и подземных сооружений, апрель 2009. – Донецк 2009. – С. 23-26.
2. Гольдин Э.Р., Левин С.И., Зуев О.С. РД 51-3-96.– (<http://www.tehlit.ru>).
3. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ.пособие. –М.: Машиностроение 1, 2004.– 512с.
4. Шаммазов А. М., Мугаллимов Ф. М., Нефедова Н. Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 237с.

СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА УРЕНГОЙСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (НА ПРИМЕРЕ УКПГ-15)

Д.Г. Сиротин

Научный руководитель доцент В.К. Алиев

Армавирский механико-технологический институт (филиал)

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Добыча газа осуществляется через эксплуатационные скважины, которые группируются в кусты из 2-5 скважин. Регулирование отбора газа по скважинам осуществляется на основе утвержденных «Технологических режимов работы газовых скважин», которые разрабатываются и ежеквартально корректируются геологической службой УГПУ. Сбор природного газа от кустов осуществляется по лучевой схеме с помощью системы кустовых газосборных шлейфов-коллекторов.

При транспортировке газа по шлейфам-коллекторам (от кустов до УКПГ) происходит его охлаждение за счёт теплообмена с окружающей средой (в зимнее время), а также за счёт незначительного дросселирования, связанного с потерями давления на трение.

Так как природный газ находится в условиях полного насыщения влагой (относительная влажность 100 %), то при снижении температуры возможно гидратообразование.

Для предотвращения гидратообразования (особенно в зимнее время) и ликвидации образовавшихся кристаллогидратов (гидратных пробок) предусмотрена централизованная подача в шлейфы-коллекторы ингибитора гидратообразования – метанола.

Природный газ от кустов газовых скважин транспортируется на установку комплексной подготовки газа (УКПГ).

С помощью оборудования в здании переключающей арматуры (ЗПА) возможно отключение куста от УКПГ, переключение куста на факел через перепускной коллектор. Подготовка природного газа к транспорту осуществляется на установке комплексной подготовки газа абсорбционным методом с применением в качестве абсорбента – диэтиленгликоля (ДЭГ), в качестве ингибитора гидратообразования применяется метанол.

Для сбора газа от скважин на УКПГ-15 Уренгойского газоконденсатного месторождения применена коллекторно-кустовая схема, которая позволила значительно снизить затраты на строительство шлейфов и обустройство внутрипромысловых дорог.

УКПГ-15 входит в комплекс действующих установок осушки газа сеноманской залежи Уренгойского газоконденсатного месторождения.

Проектная производительность установки составляет 15 млрд. м³/год.

Подготовка газа к транспорту заключается в отделении из него газового конденсата, пластовой воды с растворённым в ней метанолом и механических примесей с последующей осушкой его диэтиленгликолем. Установка осушки состоит из 6 однотипных технологических ниток, оснащённых многофункциональными аппаратами серии ГП-502-00.000 номинальной производительностью 10 млн. м³ газа в сутки.

Подготовка природного газа к транспорту осуществляется по цепочке: куст → шлейф → ЗПА → УКПГ → ДКС (I очереди) → МПК.

После пуска ДКС (II очередь) будет осуществляться следующая цепочка: куст → шлейф → ЗПА → ЦОГ → ДКС (II очереди) → УКПГ → ДКС (I очереди) → МПК.

Установка комплексной подготовки газа включает в себя:

Основные объекты:

- система газосборных внутрипромысловых коллекторов от кустов скважин Ду 500,300 мм;
 - два здания переключательной арматуры (ЗПА-1, 2) с панелями распределения метанола на установку и по шлейфам на устья скважин;
 - цех очистки газа (на площадке ДКС-II очередь) – ЦОГ;
 - коллектор сброса газа на факел после ЗПА-1, 2, Ду 1500;
 - коллектор сырого газа Ду 1000 после ЗПА в цеха осушки УКПГ;
 - два технологических цеха № 1, 2 очистки и осушки газа в том числе:
- 6 технологических ниток очистки и осушки газа с многофункциональными аппаратами (МФА), Ду 1800 мм, Ру 8,8 МПа (6 аппаратов);
 - 2 установки вакуумной регенерации ДЭГа;
 - 2 узла редуцирования газа на собственные нужды;
 - технологическая линия № 7 с абсорбером гликолевой осушки газа «Лилипут» (конструкция УКРНИИГАЗа);
 - 2 коллектора осушенного газа Ду 1000, подключённых к ДКС I очереди;
 - коллектор осушенного газа Ду 1000 после ДКС I очереди на СОГ;
 - площадка аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО типа «Крезолуар»), входящая в состав СОГ;
 - станция охлаждения газа (СОГ) со вспомогательными установками;
 - 2 коллектора осушенного и охлаждённого газа после станции охлаждения, подключённые к межпромысловым коллекторам (МПК), Ду 1400;
 - 2 компрессорные воздуха КИПиА.

Вспомогательные объекты:

А. Система водоснабжения:

- насосная II подъёма с двумя РВС на 2000 м³ каждый и 1 на 700 м³;
- станция обезжелезивания воды;
- система внутривоздушных и пожарных водоводов;

• блок-бокс водовода

Б. Система хозяйственных стоков:

- хозяйственная канализация;
- КНС 44, 45, 89 и жилого посёлка;
- установка КУ-25.

В. Система промканализации:

- 2 нефтеловушки;
- флотационная установка;
- КНС 15;
- 2 поглощающие скважины 42П, 43П с напорным коллектором;
- котельная с четырьмя котлами ДЕ-25/16;
- насосная и склад ГСМ;
- насосная и склад метанола;
- насосная и склад ДЭГа;
- аварийная дизельэлектростанция типа БЭС-630;
- бытовой корпус с вспомогательными помещениями, СЭРБ.

Контроль, автоматическое регулирование и управление технологическими процессами осуществляется управляющим вычислительным комплексом (УВК) и автономной автоматикой отдельных объектов по системе АСУ ТП УКПГ.

Обеспечение безопасной эксплуатации и оптимального режима работы установки обеспечивается за счёт использования функционально-полной автоматической системы аварийной защиты технологического и вспомогательного оборудования. Все отклонения сопровождаются звуковой сигнализацией на пульте УВК и световой сигнализацией на мнемосхеме. Оптимальное управление технологическим процессом достигается за счёт функционально-алгоритмической полноты информационных и управляющих функций, реализуемых УВК на базе микроЭВМ. При включении в работу верхнего уровня связи целенаправленное ведение технологических процессов в заданных режимах, благодаря УВК, осуществляется с центрального пульта управления по системе «АСУ ТП ПРОМЫСЕЛ».

Комплекс мер по охране окружающей среды предусматривает сжигание технологических сбросов и пропусков газа на факеле, биоочистку и обеззараживание хозяйственных стоков, очистку загрязнённых промстоков с последующей закачкой в глубокие поглощающие горизонты через специальные скважины.

Очищенный и осушенный в соответствии с ОСТ 51-40-93 до точки росы по воде минус 20 °С в холодный период года и минус 10 °С в тёплый, газ по индивидуальным для каждого цеха коллекторам Ду 1000 транспортируется на ДКС, расположенную по схеме после УКПГ, где дожимается до давления в магистральном газопроводе и затем через СОГ наплавляется в межпромысловый коллектор.

Основные характеристики и показатели УКПГ-15:

- производительность УКПГ-15 (согласно проекта) – 15 млрд. нм³/год;
- количество кустов скважин – 20;
- количество действующих скважин – 101;

- общий фонд скважин – 128;
- осушка газа по влаге – гликолевая, концентрация гликоля 99,3 % вес.;
- влагосодержание газа – до 0,66 г/ст. м³;
- осушитель газа – диэтиленгликоль;
- регенерация гликоля – паровая, вакуумная;
- ингибитор гидратообразования – метанол.

С ЗПА сырой газ по коллектору Ду 1000 направляется в технологические цеха на осушку и очистку.

Из общего коллектора газ по трубопроводам Ду 400 подается в здание технологического корпуса 6-ю технологическими нитками на установку осушки газа в два цеха по три нитки в каждый. Все 6 технологических линий работают идентично. Газ с температурой 8-20 °С и давлением 4,6-4,7 МПа подается через входной арматурный узел в сепаратор, из сепаратора поступает в нижнюю часть абсорбера. При повышении или понижении давления газа на входе в технологическую линию сигнал через ЭКМ и управляющий комплекс УВК поступает на закрытие пневмокранов на входе газа в сепаратор и выходе газа из абсорбера и открытие крана Ду 150 на факел. На УКПГ-15 эксплуатируются многофункциональные аппараты типа ГП-502.00.000 проектной производительностью 10 млн. м³/сут. Аппарат представляет собой колонну высотой 16600 мм и диаметром 1800 мм, функционально разделенную на три секции: сепарации, абсорбции и секции улавливания гликоля. В нижней секции расположена сепарационная зона. Нижняя и средняя секции абсорбера разделены полуглухой тарелкой, служащей для накопления, контроля и сбора НДЭГ и одновременно для прохода сырого газа в секцию осушки. Секция осушки выполнена из контактных ступеней на основе ситчатых тарелок. Над каждой из тарелок смонтирована сепарационная тарелка из центробежных элементов диаметром 60 мм. Верхняя сепарационная секция включает в себя фильтр-коагулирующие патроны и тарелку с центробежными элементами диаметром 60 мм.

Литература

1. Технологический регламент автоматизированной установки комплексной подготовки газа УКПГ-15. – 120 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СРЕДСТВ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ ЗАЩИТЕ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

С. А. Смоляк

Научный руководитель, доцент А. Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы коррозии играют большую роль в снижении надежности и долговечности технологического оборудования и трубопроводов компрессорной станции и как следствие снижение надежности препятствует бесперебойной подаче газа потребителю и может вызвать преждевременную порчу и внезапную остановку оборудования, что приводит к дополнительным техническим и экономическим издержкам, к возникновению аварийных ситуаций, представляющих угрозу для окружающей среды, людей, оборудования. Определение скорости, выявление механизмов коррозии, оборудования, наиболее подверженного коррозионному износу, применение соответствующих методов защиты оборудования играет решающую роль в борьбе с коррозионными процессами. Одним из методов борьбы с коррозией является использование активной электрохимической защиты. Оптимизация работы средств электрохимической защиты – один из способов увеличения эффективности и надежности оборудования.

Для проведения оптимизации требуется провести обследование средств электрохимической защиты. Целью обследования средств электрохимической защиты трубопроводов является определение их состояния и возможности обеспечения непрерывной во времени и достаточной по уровню катодной поляризации на всем протяжении трубопровода существующими установками.

При обследовании состояния и параметров установок катодной защиты выполняются следующие работы:

1. Ознакомление с журналом эксплуатации и ремонта установки катодной защиты и ее паспортом.
2. Обследование и регистрация, фактического состояния установок станции катодной защиты (место установки станции на трубопроводе; количество станций катодной защиты в установках катодной защиты; тип и схема соединения станций катодной защиты между собой и с нитками трубопровода, анодное заземление).
3. Параметры станции катодной защиты (сила тока и напряжение по штатным приборам станции), контроль правильности показаний амперметра и вольтметра станции контрольными приборами.
4. Потенциал $U_{Т-З}$ в точке дренажа.
5. Ток, потребляемый каждой ниткой многониточного трубопровода при их совместной поляризации.
6. Расположение анодного заземления относительно трубопровода по ходу газа и его расстояние от трубопровода; определение переходного сопротивления анодного заземления $R_{АЗ}$ и защитного заземления $R_{ЗЗ}$ (определение переходного сопротивления $R_{АЗ}$ позволяет выяснить его качественное состояние, а, следовательно, возможности установки катодной защиты по току в пределах его номинального значения).
7. Определение типа, марки, сечения, длины дренажного и анодного кабелей; характеристики питания станции катодной защиты; состояния электроизмерительных приборов станций, всех ее контактных соединений, переключателей выходного напряжения, соединительных кабелей установки катодной защиты и т.д.
8. Определение резерва станции катодной защиты по току.

Обследование состояния изоляционного покрытия трубопровода предусматривает определение обобщенных сравнительных оценок с последующей детализацией и уточнением мест дефектов.

Интегральная величина сопротивления изоляции участка трубопровода рассчитывается на основании значений бесконтактного измерения тока генератора в трубопроводе на определенной частоте.

Затухание токов a , протекающих по трубопроводу между точками измерений, вычисляется по формуле [2]:

$$a = 2000 \cdot \frac{\lg \left(\frac{i_1}{i_2} \right)}{L_{1-2}}$$

где i_1 и i_2 – значения силы электрического тока, измеренные в точке 1 и в точке 2, мА;

L_{1-2} – расстояние между точками измерений 1 и 2, м;

$\lg \left(\frac{i_1}{i_2} \right)$ – десятичный логарифм отношений значений силы электрического тока.

Недостаточный уровень защитного потенциала трубопровода приводит к коррозионным ситуациям в местах нарушения изоляционного покрытия. Превышение максимально допустимого значения потенциала также приводит к разрушению металла – наводороживанию и, как следствие охрупчиванию металла. Поэтому необходимо поддерживать значение защитного потенциала на всем протяжении трубопровода в оптимальных пределах.

По результатам обследования составляется коррозионная карта, состоящая из следующих информационных блоков:

Первый блок содержит три диаграммы, на которых отображены:

Первая диаграмма содержит:

1. Потенциал $U_{\text{вкл}}$ и при синхронном отключении установки катодной защиты $U_{\text{отк}}$.
2. Поперечный градиент напряжения постоянного тока.
3. Минимальный, максимальный, средний потенциал (при наличии действия блуждающих токов).

Вторая диаграмма содержит:

1. Сопротивление изоляции.
2. Удельное сопротивление грунта.
3. Третья диаграмма содержит.
4. Глубина заложения трубопровода.
5. Градиент напряжения переменного тока.

Второй блок:

1. Расположение, тип и состояние средств электрохимической защиты.
2. Пересечения с другими коммуникациями (трубопроводы, высоковольтные линии электропередач напряжением более 6 кВ, кабели).
3. Пересечения с автомобильными и железными дорогами.
4. Контакты защитных кожухов с трубой.
5. Дефекты изоляции.

Третий блок содержит информацию по типу изоляционного покрытия, ремонтам трубопровода, типу грунта по трассе газопровода.

Четвертый блок:

1. Участки повышенной коррозионной опасности, высокой коррозионной опасности, умеренной коррозионной опасности.

2. Результаты внутритрубной дефектоскопии.

Пятый блок отражает ситуацию на местности.

Шестой блок отражает состояние изоляционного покрытия по нескольким факторам (дефекты изоляционного покрытия, «плохое» изоляционное покрытие по сопротивлению изоляции, «плохое» изоляционное покрытие по плотности тока, описание шурфов, окончательная оценка).

Седьмой блок отражает коррозионное состояние газопровода по нескольким факторам (участки с высокой агрессивностью грунта, участки с перепадами удельного сопротивления грунта, участки с недостаточным уровнем защитного потенциала, участки с отрицательным поперечным градиентом, описание шурфов, окончательная оценка).

Восьмой блок отображает участки, на которых необходим ремонт изоляционного покрытия или металла трубопровода.

Проблемы оптимизации работы средств электрохимической защиты можно решить методами математического моделирования, используя результаты проведенных обследований и измерений параметров работы средств электрохимической защиты. При математическом моделировании решаются следующие задачи оптимизации средств электрохимической защиты [4]:

1. Определение плеч защиты каждой установки катодной защиты.
2. Расчет оптимальных режимов работы станций катодной защиты – минимально необходимых величин электрического тока для обеспечения поляризационных потенциалов в нормируемых пределах (не менее минимально и не более максимально допустимых значений).
3. Прогнозирование защищенности при изменении параметров изоляционного покрытия со временем и планирование сроков и участков замены изоляции.

4. Расчет кратковременных режимов станций катодной защиты при проведении плановых и внеплановых ремонтных работ на установках катодной защиты, связанных с их выключением.

Заключение. Коррозия металла, как одна из распространенных причин вывода технологического оборудования из строя требует применения различных методов защиты от коррозионных процессов, применение активной электрохимической защиты (катодной, протекторной, дренажной) является одним из наиболее распространенных методов борьбы с коррозией. В связи с её применением возникает необходимость контроля и измерения эффективности и качества работы данного оборудования, а также оптимизации данного оборудования. Описанные методы измерения технологических параметров оборудования защиты от коррозии позволят получить объективные параметры работы оборудования, а рассмотренная методика анализа технологических параметров средств электрохимической защиты позволит адекватно оценить эффективность их работы и принять своевременное решение о ремонте или замене оборудования. Оптимизация систем электрохимической защиты методами математического моделирования позволит минимизировать экономические и технологические потери, предотвратить технологические аварии.

Литература

1. РД 153-39.4-039-99 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок магистральных нефтепроводов.
2. ВРД 39-1.10-026-2001 Методика оценки фактического положения и состояния подземных газопроводов, Москва, 2001.
3. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
4. Зайнулин И.М., Мухоротов М.Ю., Соколов М.Н., Дьяченков М.А., Покровская Н.В. Прогнозирование эксплуатационной надежности системы электрохимической защиты линейной части подземных трубопроводов в одноконтурном исполнении // Проблемы современной науки и образования. – 2015. – № 10. – С. 50-54.

КОНТРОЛЬ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ И РЕСУРСА СТАЛЬНЫХ ИЗДЕЛИЙ С ПОМОЩЬЮ ГАРМОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА КВАЗИСТАТИЧЕСКИХ ПЕТЕЛЬ МАГНИТНОГО ГИСТЕРЕЗИСА

Р. А. Соколов

Научный руководитель старший преподаватель Д. Ф. Нерадовский
 Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В процессе эксплуатации изделий из стали подвергаются различным механическим и термическим воздействиям, что вызывает рост усталостных изменений, вследствие чего происходит преждевременное старение материала, зачастую приводящие к техногенным катастрофам. Поэтому важно контролировать свойства стали и изделий из стали. Методика, которую мы предлагаем в качестве дополнительного средства контроля, была опробована на стали 34ХНЗМ (сталь конструкционная высококачественная легированная хромом никелем молибденом) и основана на явлении магнитного гистерезиса. Данная сталь применяется для изготовления поковок различных деталей общего машиностроения, работающих при температурах до 500 °С, и изготовления резервуаров высокого давления для хранения углеводородов.

Квазистатические петли магнитного гистерезиса ферромагнетиков полученные путем квазистатического перемагничивания могут служить таким контролем свойств стали. Их можно снимать с помощью современных магнитометров. В магнитометрах ток намагничивания и размагничивания, а следовательно, и напряженность поля, описывается некоторой пилообразной функцией, для которой можно сделать замену и получить представление петель аналогичное временному представлению. Полученные в результате зависимости, определяются периодическим сигналом с периодом равным 2π и могут быть разложены в ряд Фурье.

В данной работе изучаются корреляционные зависимости изменения фурье-спектра петель гистерезиса стали от изменения ее структуры и механических свойств. К структурным изменениям в стали при ее термической обработке можно отнести, например: снятие напряжений, выделение карбидов и их изменение. Указанные превращения в стали существенно сказывается на форме петли, а так как гармонический фурье-спектр чувствителен к изменению формы сигнала, то метод преобразования Фурье может служить дополнительным средством неразрушающего контроля структурных изменений в сталях, вместе с измерением коэрцитивной силы, твердости и других параметров.

Полученные зависимости, определяются периодическим сигналом с периодом равным 2π и которые могут быть разложены в ряд Фурье [1].

Полученные зависимости амплитуд третьей, пятой и седьмой гармоник приведены на рис. 1.

В работе [2] показано, что в диапазоне температур отпуска от 150 °С до 250 °С, для стали 34ХНЗМ наблюдается изменение намагниченности насыщения, обусловленное процессом распада мартенсита, интенсивно протекающим при температуре около 200 °С, и продолжающимся при более высоких температурах заходящим в область температур 300 – 325 °С, и одновременным процессом распада остаточного аустенита и снятием закалочных напряжений.

Такой отпуск сопровождается резким изменением структуры стали и соответственно им изменением физических свойств, которые можно рассмотреть на примере коэрцитивной силы, зависимость для которой приведена на рис. 2.

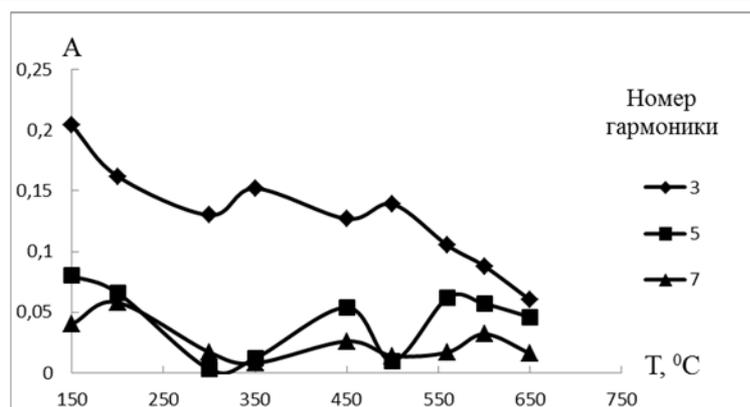


Рис. 1. Зависимости амплитуд нечетных гармоник фурье-спектра петель гистерезиса для стали 34ХНЗМ от температуры отпуска

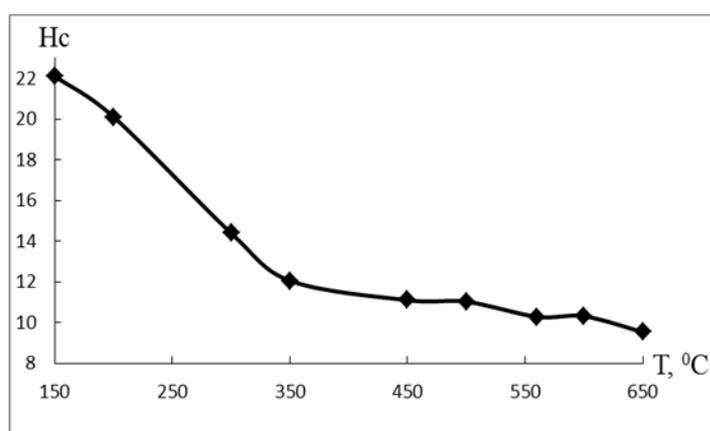


Рис. 3. Величина коэрцитивной силы для стали 34ХНЗМ отпущенной при различных температурах

Из приведенного графика для амплитуд 3 – й, 5 – й, 7 – й гармоник, можно заметить, что соответствующие им амплитуды существенно убывают в данном диапазоне температур. Сравнивая зависимости амплитуд гармоник и величины коэрцитивной силы от температуры отпуска можно заметить корреляционную зависимость между их величинами

При дальнейшем повышении температуры отпуска в диапазоне 250 – 450 °С происходит распад мартенсита на цементит и феррит сопровождающийся уменьшением закалочных напряжений, происходит рост карбидных частиц, форма их начинает приближаться к равноосной. Искажения решетки твердого раствора снижаются. Закономерная ориентировка решеток α – фазы и цементита сохраняется до температуры 650 – 680 °С. В этом диапазоне происходит небольшой рост амплитуд 3 – й, 5 – й, 7 – й гармоник, а также замедление падения величины коэрцитивной силы.

В интервале температур 450 – 650 °С происходит рекристаллизация матрицы, легирование цементита карбидообразующими химическими элементами, очищение решетки α – Fe от углерода и коагуляция карбидных частиц, т.е. растворение мелких карбидных частиц и рост более крупных, происходит снижение пластических свойств и ударной вязкости, что объясняется дроблением блоков α – фазы. Эти процессы взаимосвязаны и ведут к росту среднего размера частиц. При температурах 550 – 600 °С имеет место растворение карбидов из-за повышения предела растворимости углерод в α – Fe, происходит снятие напряжений, обусловленное завершением процесса измельчения блоков, а, следовательно, и устранение искажений решетки вызванных их связанностью. На графиках этому соответствует падение амплитуды нечетных гармоник, а также дальнейшее падение величины твердости и коэрцитивной силы. Также можно заметить корреляционную зависимость между амплитудой 5-й гармоник и величиной коэрцитивной силы в этом интервале температур, которая проявляется в возрастании значений этих величин при температуре 500 °С и 600 °С.

В интервале температур 350 – 550 °С может происходить коагуляция и сфероизация карбидных частиц связанные с повышением температуры или продолжительности отпуска. Пик дисперсионных напряжений обусловленный обособлением кристаллов карбидов от твердого раствора приходится на диапазон 400 – 500 °С.

В результате можно говорить о том, что представленные результаты отражают чувствительность гармонических составляющих к структурным изменениям в стали и соответствующим им изменениям твердости и коэрцитивной силы, а именно снятие напряжений, выделение карбидов их изменения. Использование представленного метода является одним из путей для дальнейшего развития метода магнитной структуроскопии который поможет при раннем предупреждении аварий и технологических катастроф на нефтегазовом производстве, а также упростит мониторинг состояния технических объектов методами неразрушающего контроля.

Литература

1. Белашов В.Ю., Чернова Н.М. Эффективные алгоритмы и программы вычислительной математики. СВКНИИ ДВО РАН, 1997. – 160 с.
2. Михеев М.Н., Горкунов Э.С. Магнитные методы структурного анализа и неразрушающего контроля. М.: Наука, 1993. – с. 50–75.

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЗОНЫ АКТИВНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ

Е. В. Тишкина

Научный руководитель, доцент Н. А. Антропова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время все больше нефтепроводов прокладывают в зонах, характеризующихся повышенной сейсмической активностью. Например, *Восточная Сибирь – это не только жара под 40 градусов летом и морозы до минус 60 зимой. Это одна из самых сейсмоопасных частей России, которая в последнее время славится активным освоением природных ресурсов, а, значит, и большим строительством. И вся эта огромная инфраструктура должна работать в условиях, когда земля в буквальном смысле слова уходит из-под ног.*

При землетрясениях создаются различные сейсмические волны – разные по скорости распространения, амплитуде и разрушающим способностям. Причем возникновение и распространение этих волн растянуто во времени. Они могут возникнуть непосредственно после землетрясения, а могут быть отодвинуты во времени и произойти после разрушительного воздействия комплекса факторов на деформированный грунт (промерзание, оттаивание, переувлажнение, механические нагрузки от транспорта, снега и т.д.)

Одними из наиболее опасных участков при землетрясениях являются участки, приходящиеся на зоны активных тектонических разломов (АТР). Большинство норм, регламентирующих строительство ответственных сооружений, не рекомендуют строительство в этих зонах. Это вызвано возможными смещениями грунта в зонах разрыва, которые достигают значительных величин. При проектировании и сооружении в тектонических активных зонах выбирают благоприятные в сейсмическом отношении участки трасс и площадки строительства. Если это не удается, то применяют рациональные конструктивные решения и антисейсмические мероприятия.

При проектировании и строительстве, как переходов магистральных нефтепроводов, так и самих нефтепроводов в зонах с повышенной сейсмической активностью и, непосредственно, через сами разломы земной поверхности, компании-подрядчики должны опираться на единые строительные нормы и правила, разработанные российским законодательством. Но не всегда эти нормативные документы соответствуют различным геокриологическим, природно-климатическим, антропогенным факторам и т.д., при которых происходит строительство и эксплуатация переходов магистральных нефтепроводов через действующие тектонические разломы, и требуют расширения нормативной базы.

В таблице 1 рассмотрены различные технологии прокладки нефтепроводов, пересекающих тектонические разломы.

Опираясь на основной нормативный документ, такой как СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы», и, проанализировав технологию прокладки нефтепроводов у разных компаний, можно сделать следующие заключения:

1) Нефтепровод ВСТО, оператором которого является «Транснефть», использует несколько способов прокладки: надземный и подземный. Особенности конструкции перехода при разных видах прокладки соответствуют нормативному документу, однако, компания внесла дополнительные меры по повышению безопасности подземного перехода, такие как: песчаная подушка 0,2 м, сооружаемая непосредственно под трубопроводом и установка интеллектуальных вставок на самой трубе, для контроля нормативно-деформированного состояния.

2) Нефтепровод проекта «Сахалин – 1», оператором которого выступает компания «Эксон Нефтегаз Лимитед», также удовлетворяет условиям основного нормативного документа, но, как и ВСТО, компания внесла свои коррективы в проект. При подземной прокладке использовались трубы с повышенной толщиной стенки, а также был проведен дренаж на месте перехода; при надземной прокладке использовалась специальная гравийная подушка под опоры с компенсаторами, сам трубопровод был построен зигзагообразно.

3) Нефтепровод проекта «Сахалин – 2», оператором является компания «Сахалин Энерджи». По всей трассе трубопровода использовалась подземная прокладка, так как отсутствуют вечномерзлые грунты, и, чтобы избежать антропогенного воздействия на нефтепровод (несанкционированные врезки, покусания и т.д.). Помимо правил строительства, которые описаны в НД, компания разработала дополнительные технологии

обустройства подземного перехода магистрального нефтепровода через ДТР: использование труб сейсмического, высокого и среднего класса безопасности, установка компенсаторов специальной конфигурации, позволяющие трубопроводу свободно двигаться в траншее без образования чрезмерных деформаций, и, следовательно, не подвергая опасности структурную целостность трубы. Для того, чтобы достичь этого, материал обратной засыпки вокруг трубы, в траншее, должен легко сжиматься, таким образом, минимизируя фрикционное взаимодействие вокруг трубы. Для предотвращения замерзания соорудили сухие, теплоизолированные траншеи, путем установки изоляционных плит поверх трубопроводов и внутри траншеи. Также было установлено повышенное количество дистанционно управляемых задвижек.

4) Трансаляскинский нефтепровод (Трансаляскинская трубопроводная система) – это нефтепровод в США, принадлежащий компании «Alaska Pipeline Service Company». Трасса нефтепровода пересекает зоны повышенной сейсмичности, а также районы с вечной мерзлотой. Поэтому трубопровод был проложен надземным способом, на специальных опорах с компенсаторами, позволяющими трубе скользить по специальным металлическим рельсам в горизонтальном направлении почти на 6 м, при помощи специальной гравийной подушки, и на 1,5 метра вертикально. Кроме того прокладка трассы нефтепровода осуществлялась зигзагообразной ломаной линией для компенсации напряжений, вызываемых смещением почвы при очень сильных продольных сейсмических колебаниях, а также и при температурном расширении металла.

Таблица 1

Сравнительная характеристика трубопроводов при пересечении тектонических разломов

Трубопровод	Особенности конструкции перехода		Дополнительные мероприятия по повышению безопасности
	при подземной прокладке	при надземной прокладке	
СНиП	<ul style="list-style-type: none"> - траншея с пологими откосами; - засыпка крупнозернистым песком, торфом и т.д. 	<ul style="list-style-type: none"> - свободноподвижные опоры. 	<ul style="list-style-type: none"> - установка демпферов на опорах; - автоматическая система контроля и отключения аварийных участков; - установка сейсмометрических станций.
ВСТО	<ul style="list-style-type: none"> - уширенная траншея с пологими откосами (1:2); - песчаная подушка 0,2 м; - засыпка несвязным грунтом; - max допустимая глубина заложения 1 м. 	<ul style="list-style-type: none"> - установка двух наклонных Г-образных компенсаторов; - свободноподвижные опоры. 	<ul style="list-style-type: none"> - интеллектуальные вставки на трубе; - сейсмический мониторинг; - автоматическое отключение подачи нефти.
Сахалин – 1	<ul style="list-style-type: none"> - повышенная толщина стенки трубы; - дренаж в месте перехода; - траншея трапециевидной формы с пологими откосами; - засыпка траншеи сухим крупнозернистым песком. 	<ul style="list-style-type: none"> - специальные опоры с компенсаторами; - специальная гравийная подушка. 	<ul style="list-style-type: none"> - зигзагообразная линия прокладки; - система сейсмического наблюдения с датчиками перегрузок; - система обнаружения утечек.
Сахалин – 2	<ul style="list-style-type: none"> - толстостенные трубы; - оптимальные углы пересечения; - траншеи трапециевидной формы с пологими откосами; - компенсаторы специальной конфигурации; - специальный материал обратной засыпки; - герметичность, теплоизоляция и дренажирование траншеи. 	нет	<ul style="list-style-type: none"> - применение дистанционно управляемых задвижек; - использование волоконно-оптического кабеля.
Трансаляскинская трубопроводная система	нет	<ul style="list-style-type: none"> - подвижные порты с компенсаторами; - гравийная подушка; - зигзагообразная трасса. 	<ul style="list-style-type: none"> - сейсмический мониторинг; - дистанционное наблюдение и контроль состояния задвижек.

Таким образом, сочетание многообразных факторов требует разработки различных технологий прокладки магистральных трубопроводов через действующие тектонические разломы. Из-за недостатка в СНиП дополнительных мер по обеспечению безопасности магистральных трубопроводов в сейсмоактивных зонах,

компании вынуждены создавать вспомогательные мероприятия по повышению эксплуатационных характеристик переходов. Следовательно, возникает необходимость усовершенствования СНиП и нормативных документов, дабы избежать высоких рисков разгерметизации трубопровода во время активизации тектонического разлома.

Литература

1. Документ компании: «Проект «Сахалин II» – Этап 2 – Основы проектирования переходов тектонических разломов», Документ № 5600 – Z – 90 – 42 – T – 9006 – 00, 2008 г.
2. Документ подрядчика: «Проект «Сахалин II» – Этап 2 – Конструкция траншей в зависимости от категории разлома – оценка взаимодействия труба-грунт», Документ №. 5600 – Z – 90 – 42 – T – 9003 – 00 – P2, 2007 г.
3. СНиП 2.05.06 – 85* «Магистральные трубопроводы», Москва, 1997 г.
4. Справочный документ компании «Сахалин Энерджи»: «Трансаляскинская трубопроводная система (ТАТС) в сравнении с трубопроводной транспортной системой по проекту «Сахалин – 2». – Южно-Сахалинск, 2005. – 22с.
5. СНиП II-7-81*. Строительство в сейсмических районах. – Введ. 1982-01-01. – М.: Госстрой СССР, 1987;

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОБКОВОГО РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ В ДВУХФАЗНОЙ СРЕДЕ

В. Т. Фан, Т. Ф. Т. Данг, В.Т. Динь

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пробковое (или снарядное) течение — наиболее распространенная форма течения газожидкостной смеси, оно встречается в самых различных областях техники. В этой работе мы изучаем это течение при моделировании, и также с помощью эмпирических результатов.

Самым простым и, следовательно, самым распространённым, подходом к моделированию пробкового течения является сокращение перемежаемость в периодичность и взять на себя полный развитой поток так, что сложная структура может быть упрощена до «элемент эквивалентной клетки», состоящий из жидкой пробки и длинного пузыря (Wallis, 1969). Dukler и Hubbard [1975] разработал «модель элементарной клетки» («equivalent cell unit» - по английскому языку) для горизонтального потока. Они были первыми, чтобы определить зон смешивания на передней части пробки и предложить отношения к процессу захвата на фронте и пролития на хвосте пробки. Рисунок 1 показывает одиночную клетку, по их мнению, состоящей из тела жидкой пробки и одного длинного пузыря.

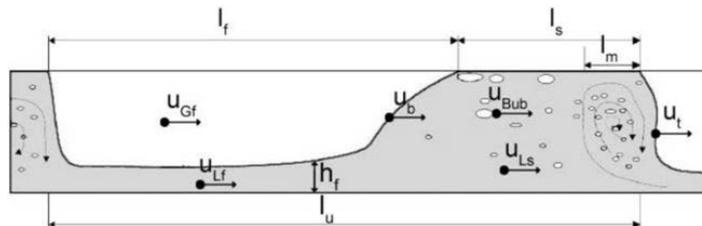


Рис.1. Схема элемента клетки [Dukler и Hubbard, 1975]

Один элемент пробки делится в двух регионах – регион жидкой пробки, также называемый телом пробки, длины l_s и регион жидкой пленки, длины l_f , состоящий из жидкой пленки с высоты h_f и удлиненного газового пузыря. Газ из региона пленки имеет тенденцию быть увлекаемым в переднюю часть пробки, как показано на рисунке 1, и образует зон смешивания с длиной l_m . Скорость жидкой пробки на фронте называется U_t и U_b – скорость его хвоста. Средняя скорость жидкости в теле пробки обозначается как U_{Ls} и скорости пузырьков внутри пробки U_{Bub} . Средняя скорость жидкости в пленке обозначена как U_{Lf} .

Хорошо известно, что в начало жидкая пробка движется с большей скоростью, чем полной скорости смеси. Это означает, что жидкость берется на пробки спереди и проливается на его конце. Скорость пролития определяется истинной скоростью удлиненного газового пузыря. Некоторые авторы предполагают, что пробковый поток считается полным развитым, когда скорость захвата жидкости в нос развивающейся пробки равна скорости пролития жидкости на его хвосте. Когда это происходит, то скорость жидкой пробки на передней части пробки U_t равна скорости жидкой пробки на его хвосте U_b и длина жидкой пробки l_s затем постоянным.

Двухфазная модель состоит из набора уравнений сохранения для каждой фазы (Ishii и Hibiki, 2006). Использованы формулы для одномерного потока и получена модель, путем осреднения процесса в поперечного сечения потока. Поток считалось изотермическим вдоль горизонтальной трубы, без массопереноса между фазами. Жидкую фазу моделируется как несжимаемой, а газовая фаза регулируется законом идеального газа. На основании предыдущих исследований (Карнейро и др., 2005; Карнейро и Nieckele, 2008), равенства давлений по обе стороны от поверхности раздела рассматривалась также и, для простоты, давление газа считается равным его межфазному значению.

Сумма объемных долей фаз должен подчиняться следующим отношением,

$$\varphi_G + \varphi_L = 1 \quad (1)$$

где : φ_G – истинное объемное содержание газа, которое определяется отношением соответствующих площадей (A_G) поперечного сечения трубопровода (A), φ_L – истинное объемное содержание жидкости.

Уравнения сохранения для каждой фазы

а) Уравнения непрерывности

Для газа:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_G A_G) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_G A_G U_G) = 0 \quad (2)$$

Для жидкости:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_L A_L) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L A_L U_L) = 0 \quad (3)$$

б) Уравнения движения:

Для газа:

$$\rho_G A_G U_G \frac{\partial}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_G A_G U_G^2) = -A_G \frac{\partial P}{\partial x} - \rho_G A_G g \cos \alpha \frac{\partial h}{\partial x} - \rho_G A_G g \sin \alpha - \tau_{SG} - \tau_{SL} \quad (4)$$

Для жидкости:

$$\rho_L A_L U_L \frac{\partial}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L A_L U_L^2) = -A_L \frac{\partial P}{\partial x} - \rho_L A_L g \cos \beta \frac{\partial h}{\partial x} - \rho_L A_L g \sin \beta + \tau_{SL} - \tau_{LG} - \tau_{LI} \quad (5)$$

В приведенных выше уравнений, где: S_G, S_L – смоченные периметры газа и жидкости; τ_L, τ_G, τ_i , жидкость–стенка, газ–стенка и межфазное напряжения сдвига, соответственно. Они определяются как:

$$\tau_L = f_L \frac{\rho U^2}{2} \quad \tau_G = f_G \frac{\rho U^2}{2} \quad \tau_i = f_i \frac{\rho (U_G - U_L)^2}{2} \quad (6)$$

Существуют несколько корреляции для определения коэффициент трения f . В настоящей работе, корреляции приведенные в таблице 1 были использованы по результатам работы Issa and Kempf (2003).

Таблица 1

Корреляции для определения коэффициент трения f (Issa и Kempf 2003)

	$Re_G, Re_L, Re_i < 2100$ (ламинарный)	$Re_G, Re_L, Re_i > 2100$ (турбулентный)
f_L	$24 / Re_{SL}$	$0.0262 (\alpha_L Re_{SL})^{-0.139}$
f_G	$16 / Re_G$	$0.046 (Re_G)^{-0.25}$
f_i	$16 / Re_G$	$0.046 (Re_i)^{-0.25}$

Числа Рейнольдса Re_G, Re_L, Re_i определяются как (Taitel и Dukler, 1976)

$$Re_{SL} = \frac{\rho U_{SL} S_L}{\mu_L} \quad Re_G = \frac{\rho U_G D_{hG}}{\mu_G} \quad (7)$$

$$Re_i = \frac{\rho_G |U_G - U_L| D_{hG}}{\mu_G} \quad D_{hG} = \frac{4A_G}{S_G + S_i}$$

Где число Рейнольдса для газа и межфазной поверхности базируются на гидравлический диаметр потока газа D_{hG} ; кроме этого, μ - это динамическая вязкость фазы, D означает диаметр трубы, и U_{SL} является расходной скоростью жидкости, которое определяется как $U_{SL} = \varphi_L U_L$.

Падение давления в течение полного элемента пробки, ΔP_U , является суммой падения давления пленки пробки и тела пробки. Градиент давления в регионе пленки для горизонтальной трубы рассчитывается как:

$$\left(\frac{dP}{dz} \right)_f = \frac{\rho_L \varphi_L f (U_i - U_f)(U_L - U_f)}{L_f} + \frac{\rho_G \varphi_{Ls} (U_i - U_G)(U_b - U_G)}{L_f} - \frac{\tau_f S_f}{A} - \frac{\tau_G S_G}{A} \quad (8)$$

Градиент давления в теле пробки

$$\left(\frac{dP}{dz} \right)_s = - \frac{\rho_L \varphi_L f (U_i - U_f)(U_L - U_f)}{L_s} + \frac{\rho_G \varphi_{Ls} (U_i - U_G)(U_b - U_G)}{L_s} - \frac{\tau_s \pi D}{A} \quad (9)$$

Градиент давления для одного элемента пробки:

$$\left(\frac{dP}{dz} \right)_U = - \frac{\tau_s \pi D L_s}{A L_u} - \frac{\tau_f S_f + \tau_G S_G L_f}{A L_u} \quad (10)$$

Тогда, градиент давления через элемент клетки задается таким же образом:

$$\frac{\Delta P}{L_u} = \rho_u g \sin \alpha + \frac{\tau \pi D L}{A L_u} + \frac{\tau S + \tau S L}{A L_u} + \frac{L L G G f}{A L_u} \quad (11)$$

Для того, чтобы прогрессировать и завершить эти модели, мы должны исследовать дополнительные отношения для параметров потока, которые описываются эмпирическими исследованиями у много ученых в разных условиях.

Истинная скорость пузыря (скорость хвоста жидкой пробки) представлена как функция скорости смеси и относительная скорость (равна скорости дрейфа) в форме, предложенной Nicklin (1962).

$$U_b = C U_M + U_d \quad (12)$$

где C представляет собой коэффициент отношения максимальной скорости смеси к средней на профиле распределения скорости. Nicklin предложил значение 1,2 для C , когда поток является турбулентным, и значение 2 для ламинарного потока. Относительная скорость U_d представляет движение пузырей в неподвижной жидкости. Бендиксен (1984) дал корреляцию для относительной скорости потока в горизонтальной и восходящей трубе, который широко используется в качестве:

$$U_d = 0,54 \sqrt{gD} \cos \alpha + 0,35 \sqrt{gD} \sin \alpha \quad (13)$$

Влияние вязкости на относительную скорость было исследовано Gokcal и др. (2009a) для жидкости, у которой вязкость колеблется от 1 сП до 1237 сП. Экспериментальные результаты показали тенденцию к снижению относительной скорости с увеличением вязкости жидкости.

Для пузырьков в жидкой пробке Taitel и Barnea (1990) считали их скорость в общем случае как в виде линейной комбинации скорости смеси и скорости дрейфа:

$$U_{Bub} = B_0 U_M + U_d \quad (14)$$

где B_0 – параметр распределения, предложенный Zuber и Findlay (1965); U_d – скорость дрейфа в неподвижной жидкости и U_M является скоростью смеси. Для горизонтального потока в трубе, Taitel и Dukler предполагали скорость дрейфа равной нулю, и они рекомендовали использовать $B_0 = 1$ в отсутствии подробной информации.

Длина жидкой пробки, в отличие от многих других характеристик свойств пробки, как правило, широко разбросаны по среднему значению. Для трубы диаметра 0,0254 м уравнение Скотта показывает, что средняя длина жидкой пробки колеблется около 30D. Dukler и Hubbard (1975) проводили эксперимент для исследования течения воздух-вода потока в трубе диаметра 38,1 мм, и в результате длина пробки определена в пределах 12D-30D. По результатам опыта Nicholson и др. (1978) и Gregory и др. (1978), для потока воздух-легкая нефть и трубы диаметра 25,8 мм или 51,2 мм, длина пробки почти 30D. А по результатам опыта Nydal и др. (1992), в случае потока воздух-вода получены диапазон 15D-20D для диаметра 53 мм и спектр 12D-16D для 90-мм диаметра.

При отсутствии какой-либо теории для удовлетворительно прогноза таких длин, Scott и др. (1989) предполагают, что длина жидкой пробки определена следующим эмпирическим уравнением, которое является корреляцией на основе данных у Prudhoe Bay (1987):

$$L_s = \exp \left\{ -26,8 + 28,5 \left[\ln \frac{D}{0,0254} \right]^{0,1} \right\} \quad (15)$$

Важным вопросом в развитии модели пробкового течения является определение частоты пробок и распределение длин пробки. Более точные определения частоты пробок приводят к улучшению результаты определения перепада давления, который сильно зависит от частоты пробок. Модель частоты также служить основой для разработки упрощенных корреляций, которые, тем не менее, сохраняют его важную физическую природу. Не многие феноменологические модели были разработаны, чтобы определить частоту пробки, так как большинство исследователей предпочли давать отчет данных как функция зависимости от расхода газа и жидкости, или представлять упрощенные корреляции, которые имеют ограниченную применимость за пределами условий, в которых они были разработаны во-первых.

Gregory и Scott (1969) определили частоту пробки с помощью записей визуальных наблюдений и импульсов давления из экспериментов по исследованию течения двухфазных потоков (двуокиси углерода – воды) в горизонтальной трубе диаметра 0,75 дюйма. Основываясь на своих измерениях эти авторы пришли к следующему выражению для частоты пробок:

$$v_s = 0,0226 \left[\frac{U^{SL}}{gD} \left(\frac{19,75 + U_M}{U_M} \right) \right]^{1,2} \quad (16)$$

Для истинного объемного содержания жидкости в теле жидкой пробки, значительное количество исследований было посвящено с его измерением и корреляциями. Однако, ни один из этих корреляций не дают надежные прогнозы из-за сложности пробкового потока, который не является периодической в пространстве, также во времени. В 1978 году Gregory и др. исследовали воздух-светлая нефть смеси в трубах 25,8 мм и 51,2 мм ID. После построения графика зависимости истинного объемного содержания жидкости от скорости смеси, они предложили следующее уравнение:

$$\varphi_{Ls} = \frac{1}{1 + (U_M/8,66)^{1,39}} \quad (17)$$

Промежуточная стадия между вступлением коротких жидких пробок и состоянием полно развитого пробков очень важна для определения того, что может ли короткие пули вырасти с полностью или нет (рассеиваться). Ruder и др. в 1989 пытались обеспечить более широко применимую критерию перехода для формирования полностью развитого пробкового потока.

$$\frac{(U_i - U_{Lf})^2 4A_{Lf}}{(gH)^{1/2} \pi D^2} = 0,542 \quad (18)$$

где U_i – скорость носа жидкой пробки, U_{Lf} – скорость жидкости в регионе жидкой пленки, A_{Lf} – сечение зоны жидкой пленки на фронте жидкой пробки.

В составе граничных условий входят: доли жидкостной фазы, жидкие и газовые расходные скорости на входе; фиксированное абсолютное давление на выходе; и начальное условие как поле равномерного расслоенного потока, где доли фаз, скорости газа и жидкости, и давление равномерные по всей трубе. Когда жидкая пробка образуется ($\phi_G < 0,02$), то объемная доля газа стремится к нулю и, следовательно, уравнение дискретизованного импульса газа становится сингулярной. Поскольку уравнение газа импульс становится сингулярной, это уравнение не была решена, и скорость газа была произвольно установлена в ноль.

Уравнения сохранения были дискретизированы с методом конечных объемов, который заключается в интегрировании уравнений сохранения на каждом контрольном объеме. Истинное газосодержание получается из уравнения сохранения массы газа, в то время как скорости газа и жидкости были получены путем решения их соответствующих уравнений движения. Давление определяется косвенно от общих уравнений сохранения массы, которые могут быть получены путем объединения уравнений сохранения для газа и жидкости. Жидкая фаза считается несжимаемым, а эффекты сжимаемости в газовой фазе учитываются с использованием закона идеального газа. Как показано Issa & Abrishami (1986), если уравнения непрерывности газа и жидкости взвешены по связанной справочной плотности, форма общей непрерывности выражается в виде:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \frac{\partial (\phi U)}{\partial x} + \frac{1}{\rho_G^{ref}} \left[\frac{\partial (\phi_G U_G)}{\partial t} + \frac{\partial (\rho_G \phi_G U_G)}{\partial x} \right] = 0 \quad (19)$$

Уравнение давления решается с помощью алгоритма PISO – алгоритм, предложенный Issa в 1986 году, без итераций и с большими шагами по времени и малым вычислительным усилием. Он является расширением метода SIMPLE, которое вообще дает более стабильные результаты и занимает меньше времени центрального процессора CPU, но не подходит для всех процессов. Алгоритм PISO было использован в коде TRIUMPH программы CFD (Computational fluid dynamics). На рисунке 2 показана его блок-схема.



Рис. 2. Блок-схема алгоритма PISO

В результате моделирования, мы можем получить прогноз частоты жидкой пробки и другие параметры пробкового течения. На рис. 3 показаны зависимости частоты жидкой пробки от расходной скорости газ, и также расходной скорости жидкости. Это данные получены с помощью моделирования (прерывные линии) и измерения в эксперименте (сплошные линии) пробкового течения в трубе, длины 37 м с диаметром 78 мм. Два от трех случаев расходных скоростей жидкости (0,4 м/с и 0,6 м/с) уже дают хорошие значение частоты жидкой пробки, у которых максимальная средняя ошибка составляет 29%. В остальном случае (0,2 м/с) модель не удается предсказать переход от расслоенного в пробковой поток. Интерфейс газа–жидкости остается в плоской поверхности в течении 300s симуляции. Это может объясняться тем, что сетка не достаточно хорошо, и истинное объемное содержание жидкости дано на входе ($\phi_L=0,5$) выше чем, правильное значение. При увеличении значении истинного объемного содержания жидкости на входе похожий результат получен. Жидкие пробки образованы, но ещё раз интерфейс газа–жидкости стал плоским, когда на достаточном расстоянии от входа. Видно, что это является случаем превышения уровня жидкости на входе.

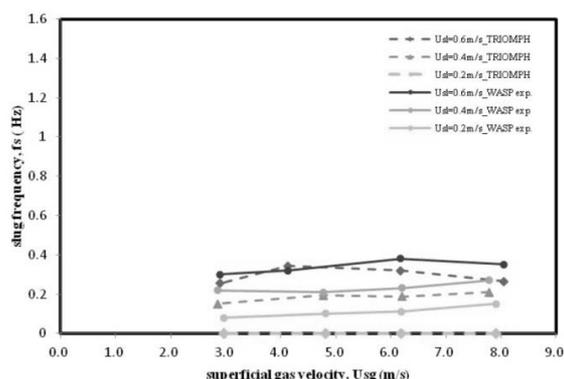


Рис. 3. Зависимости частоты жидкой пробки от расходной скорости газ и жидкости

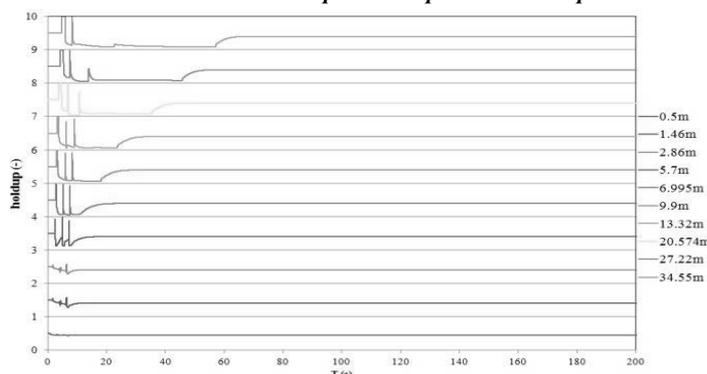


Рис. 4. TRIOMPН прогноз истинного объемного содержания жидкости на разных расстояниях от входа

Литература

1. Ansari M.R., Shokri V. Numerical modeling of slug flow initiation in a horizontal channels using a two-fluid model // International Journal of Heat and Fluid Flow. – 2011 – № 32. – С. 145–155.
2. Min Lu. Experimental and computational study of two-phaseslug flow. – 2015–346 с.
3. Edurne Carpintero Rogero. Experimental Investigation of developing Plug and Slug Flows. – 2008. – 138 с.
4. Carneiro J. N. E. Statistical Characterization of TwoPhase Slug Flow in a Horizontal Pipe // Special Issue. – 2011 – № 33. – С. 251–258.
5. Zhao Y., Lao L., Yeung H Investigation and prediction of slug flow characteristics in highly viscous liquid and gas flows in horizontal pipes // Chemical Engineering Research and Design. – 2015 – № 102. – С. 124–137.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОЕКТИРУЕМОГО ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА М. А. Филимоненко

Научный руководитель, доцент А. Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промысловые трубопроводы являются одним из важнейших средств осуществления совокупности технологических и технических операций по добыче нефти и газа из недр, обеспечению безопасности населения, охране объектов окружающей среды.

Большинство крупных месторождений нефти и газа России, расположены на территориях с уникальными экосистемами. Возможные негативные воздействия со стороны объектов транспортировки нефти и газа могут привести к необратимым последствиям для всех видов живых организмов, живущих на данных территориях.

Цель работы – провести гидравлический расчет трубопровода, определить диаметр, перепад давления и температуры по длине трубопровода.

По промышленным трубопроводам транспортируются среды с большим количеством воды, сероводорода, углекислого газа, механическими примесями, что существенно уменьшает срок их безаварийной эксплуатации. Поэтому задача обеспечения надежной и безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов является особо актуальной в наше время, когда необходимо минимизировать затраты на добычу углеводородов с учетом низких цен на них. Среднестатистический срок службы низконапорных и высоконапорных водоводов равен 7 лет, нефтегазосборных сетей – 10 лет [1].

Для определения оптимальных параметров трубопровода «Нефтегазосборные сети куст А – узел В» (диаметр, начальное давление, конечная температура) при определенных исходных данных необходимо провести

гидравлический расчет с помощью программного комплекса Schlumberger PIPESIM. По «Нефтегазосборным сетям куст А – узел В» осуществляется транспорт скважинной продукции от куста А до узла В.

Исходные данные, необходимые для проведения гидравлического расчета, представлены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные

Параметр	Значение
Расход жидкости, м ³ /сут	1744,0
Расход газа, м ³ /сут	2001,24
Диаметр, толщина стенки, мм	159x7
Шероховатость, мм	0,1
Протяженность трубопровода, м	2128
Давление начальное, МПа	2,28
Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	875,1
Вязкость нефти динамическая, сПз:	
- при 20 °С	30,8
- при 50 °С	9,0
Плотность газа, кг/м ³	0,906
Плотность воды, кг/м ³	1011
Обводненность, %	95,41
Газовый фактор, м ³ /м ³	25,00

Для строительства нефтегазосборных трубопроводов приняты трубы из стали 09Г2С бесшовные, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости с пределом текучести равным 345 Н/мм² и временным сопротивлением – 490 Н/мм². Для проведения гидравлического расчета была создана расчетная схема, представленная на рис.1. «Нефтегазосборные сети к. А – уз. В» состоят из трех участков: к. А - т.1, т.1 - т.2, т.2 - уз. В. На конце каждого из участков расположены узлы запорной арматуры, позволяющие управлять режимами работы всей сети промысловых трубопроводов месторождения.

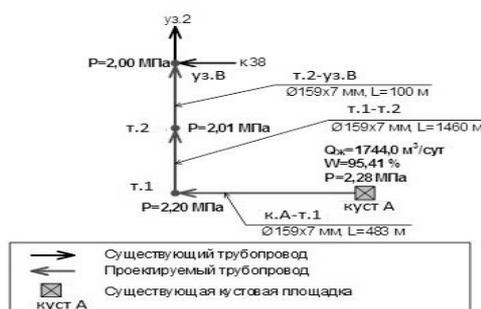


Рис. 1. Расчетная схема проектируемого нефтепровода

Гидравлический расчет трубопровода «Нефтегазосборные сети к. А – уз. В» проведен в программном комплексе Schlumberger PIPESIM, который позволяет рассчитывать статическую модель многофазного течения флюида от пласта до конечной точки сбора или переработки продукции [2].

Результаты гидравлического расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты гидравлического расчета

Имя	Тип	Температура, °С	Давление, МПа	Падение давления, МПа
к. А- т.1	Начало	55,00	2,28	0,08
	Конец	52,09	2,20	
т.1 -т.2	Начало	52,09	2,20	0,19
	Конец	46,58	2,01	
т.2 - уз. В	Начало	46,59	2,01	0,01
	Конец	46,27	2,00	

По полученным данным гидравлического расчета трубопровода «Нефтегазосборные сети куст А – узел В» построен график падения давления по длине трубопровода (рис. 2).

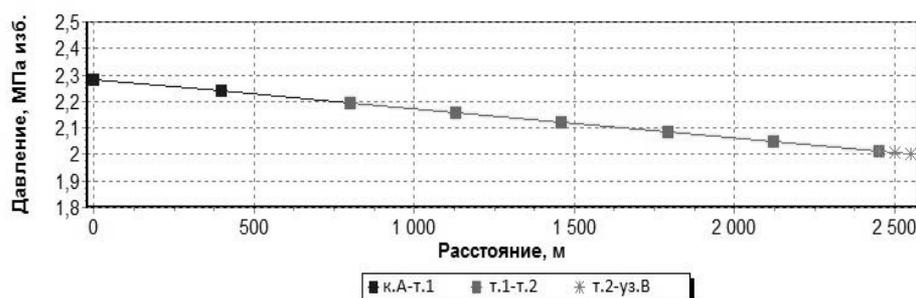


Рис. 2. График падения давления по длине трубопровода

По результатам, проведенного гидравлического расчета «Нефтегазосборных сетей куст А – узел В», был подтвержден выбранный диаметр трубопровода 159 мм и с толщиной стенки 7 мм, установлен перепад давлений по длине трубопровода равный 0,28 МПа, а также перепад температуры по длине трубопровода – 8,73 °С. Полученные данные гидравлического расчета трубопровода позволяют сделать вывод, что производительность проектируемого трубопровода « Нефтегазосборные сети куст А – узел В» достаточна для заданных исходных данных.

Литература

1. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
2. Schlumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. URL: www.slb.ru/sis/pipesim. Дата обращения 28.02.16.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЧАСТОТЫ КОЛЕБАНИЙ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ВНУТРИ ЧУВСТВИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ПОТОЧНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ В. В. Филюшин

Научный руководитель, старший преподаватель В. А. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Работа посвящена исследованию зависимости изменения давления, создаваемого жидкой средой, протекаемой внутри трубчатого резонатора цилиндрического сечения, от параметров его собственных колебаний. Данные чувствительные элементы (резонаторы) используются в средствах измерения, таких как преобразователи плотности, точность измерения которых зависит от различных параметров. Определение зависимости позволяет максимально уменьшить значение погрешности измерения. В статье представлены данные, выявленные экспериментальным путем, которые подтверждают наличие влияния изменения давления внутри резонатора на значения частоты собственных колебаний чувствительного элемента.

Резонатор вибрационного поточного преобразователя плотности является основным элементом его колебательной системы. Он представляет собой трубку круглого сечения, изготовленную из упругого прецизионного сплава 36НХТЮ, внутри которой протекает исследуемая среда с определенной скоростью v при избыточном давлении P . Наличие давления внутри резонатора приводит к появлению различного рода осевых, растягивающих усилий и напряжений N . Напряжения, воздействуя на саму трубку, влияют и на измерение показателей исследуемой жидкости^[3, 4].

С учетом влияния всех параметров на измерение, значение резонансной частоты колебаний механического трубчатого резонатора, можно определить при помощи соотношения^[1]:

$$f = \frac{f_0}{\sqrt{1 + a_0 \rho}} \times \sqrt{1 - 2,458 \cdot 10^{-2} \frac{l^2}{EI} (m v^2 - N)},$$

где: $a_0 = \frac{s}{\rho_0 s_0}$ – постоянная резонатора;

$$f_0 = \frac{3,561}{l^2} \sqrt{\frac{EI}{m_0}} \text{ – начальная частота.}$$

s_0 и s – площади поперечного сечения резонатора и жидкости;
 ρ_0 и ρ – плотности материала резонатора и жидкости.

Из формулы видно, что значение резонансной частоты колебаний резонатора зависит от большого количества параметров. Свои корректировки вносят температура, давление, конструктивные параметры исполнения резонатора.

Влияние на саму жидкость давления крайне мало, т.к. жидкость почти не сжимаема. Однако действие давления контролируемой среды может повлечь за собой изменение геометрических параметров резонатора. Насколько сильным будет это влияние, зависит от свойства материала, из которого изготовлен чувствительный

элемент. Увеличение внутреннего давления может привести к изменению внутреннего диаметра и длины колеблющейся трубки. Это, несомненно, повлияет и на значение выходного сигнала вибрационного плотномера. Следует отметить, что давление внутри преобразователя плотности достигает не достаточно высоких значений, чтобы заметно изменить геометрические размеры трубки^[1, 2].

Гораздо большее влияние, по сравнению с изменением геометрических размеров резонатора, оказывают возникающие дополнительные растягивающие усилия, которые направлены вдоль осей колеблющихся трубок. Усилия действуют на резонатор^[1].

Теоретическое описание влияния довольно громоздко и крайне сложно реализуемо. Поэтому, мы решили на практике, эмпирическим путем, установить и проанализировать уровень влияния изменения давления на изменение значения резонансной частоты колебаний чувствительного элемента.

Таким образом, для достоверности проведения экспериментальных измерений, был создан опытный образец, который не претерпевал каких-либо конструктивных изменений (табл. 1). Температура жидкости и окружающей среды стабильно поддерживалась на постоянном значении.

Таблица 1

Конструктивные параметры резонатора

Форма поперечного сечения	Длина трубки, мм	Диаметр внешний, мм	Толщина стенки, мм	материал	сильфоны
окружность	700	25	1	Сталь прецизионная 36НХТЮ	38-4-0.21х3 ГОСТ Р 55019-2012

Резонатор жестко закреплен с обоих концов через сильфоны посредством сварки к массивному корпусу (рис. 1). Сильфоны служат для уменьшения количества энергии, переходящей с резонатора на корпус преобразователя плотности. Измерительный и возбуждающий датчики закреплены на жесткой опоре на расстоянии, достаточном для электромагнитного контакта с резонатором.

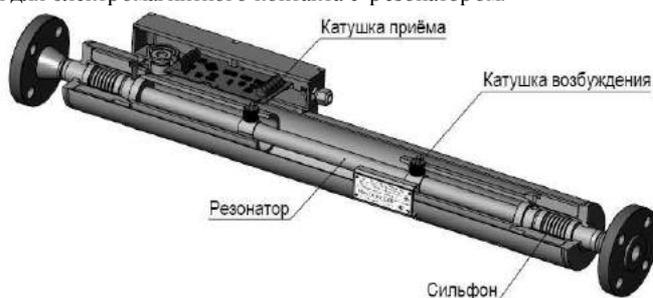


Рис. 1. Конструкция преобразователя плотности

Пропуская через резонатор жидкость, был произведен ряд измерений значений периодов колебаний резонатора, при разных значениях давления, но, в то же время, при постоянном значении температуры жидкости, которое составляло $21,2 \pm 0,3$ °С.

Генерируя сигнал для возбуждения колебательной системы на третьей гармонике постепенно повышали давление и снимали полученные характеристики. Полученные данные представлены на рис. 2.

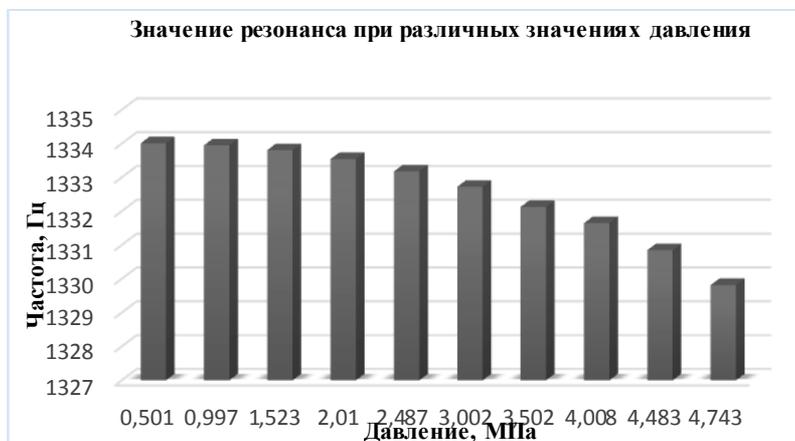


Рис. 2. Значение резонансной частоты колебаний резонатора при различных давлениях жидкости

По графику видно, что увеличение давления в системе приводит к уменьшению значения величины резонансной частоты. Значения резонансных частот при различных давлениях представлены в таб. 2.

Таблица 2
Значения резонансных частот при разных давлениях

давление (P), бар	Частота (f), Гц
0,501	1333,391
0,997	1333,952
1,523	1333,909
2,01	1333,546
2,487	1333,68
3,002	1332,725
3,502	1331,729
4,008	1332,287
4,483	1330,85
4,743	1329,219

В результате проведения исследования было определено, что такой параметр, как давление внутри системы, влияет на измерение величины значения резонансной частоты колебаний резонатора. Причем данная зависимость является не линейной. На рис. 3 представлена зависимость значений резонансных частот от изменения давления в системе.

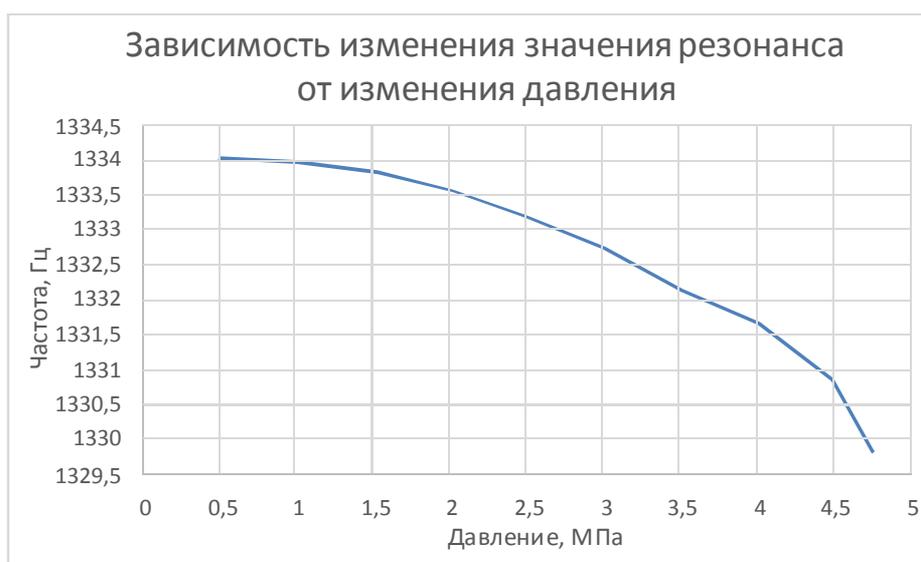


Рис. 3. График зависимости изменения резонансной частоты колебаний от изменения давления в системе

С увеличением давления в системе величина резонансной частоты убывает не линейно. Что говорит о трудностях теоретических расчетов, направленных на определение зависимости и устранения ее влияния на работу оборудования.

Литература

1. Жуков Ю. П. Вибрационные плотномеры. – М.: Энергоавтомиздат, 1991. – 144 с.
2. Квилис С. С. Плотномеры. М.: Энергия, 1980. – 278 с.
3. Фатхутдинов А. Ш. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при сборе, транспорте и переработке. Пособие для метрологов. – Уфа.: АО «Нефтеавтоматика», 1999.
4. Rudachenko V., Filushin V. The dependence of cylindrical resonator natural frequencies on the fluid density // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 27, conference 1. – 2015.
5. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012059/meta> (дата обращения: 12.12.2015)

СТЕНД ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ФУНДАМЕНТОВ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

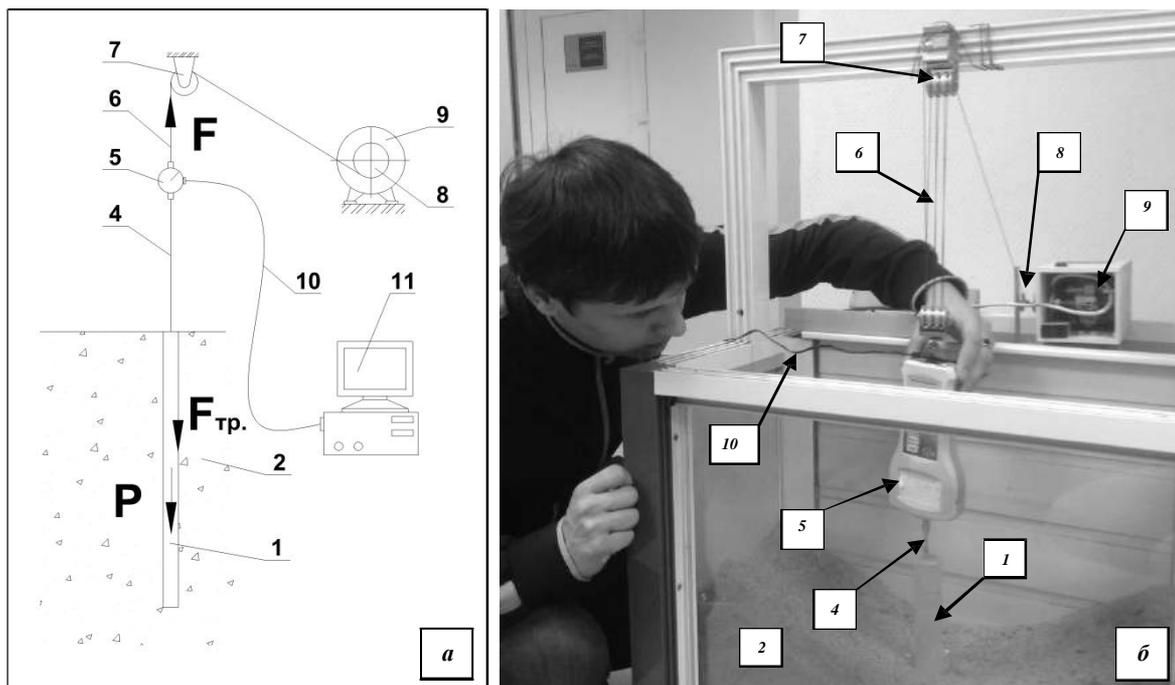
Е. О. Фомин, А. Ю. Ваганов, А. В. Грузин

Научный руководитель, доцент А. В. Грузин

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Современные экономические условия рынка углеводородов предъявляют повышенные требования к существующим и перспективным технологиям и оборудованию для транспорта и хранения нефти и газа. Снижение материальных затрат на этапе проектирования и строительства видится перспективным направлением обеспечения конкурентоспособности нефтегазовой отрасли Российской Федерации. Значимым вкладом в данном направлении может стать разработка перспективных фундаментов объектов нефтегазовой отрасли. Известно, что до 30 % капитальных затрат на сооружение приходится на устройство грунтового основания и возведение фундамента [1].

На базе студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» Омского государственного технического университета проводятся исследования, направленные на исследование и разработку перспективных конструкций фундаментов и технологий устройства грунтовых оснований объектов нефтегазовой отрасли [2-4]. Исследования проводятся с использованием моделей элементов фундаментов на специально разработанных стендах. Так, например, с целью изучения работы элементов фундамента, работающих на выдёргивающую нагрузку, был разработан специализированный стенд (рис. 1). При проведении лабораторных исследований по определению несущей способности анкера 1 его размещают вертикально в грунтовом массиве 2 таким образом, что бы верхний торец анкера располагался вровень с поверхностью грунта. Верхний торец анкера с помощью троса 4 прикрепляют к измерительному наконечнику динамометра 5, подвешенного в свою очередь на тросе 6, перекинутом через опорный блок 7 и закреплённом на барабане 8, установленном на валу электропривода 9.



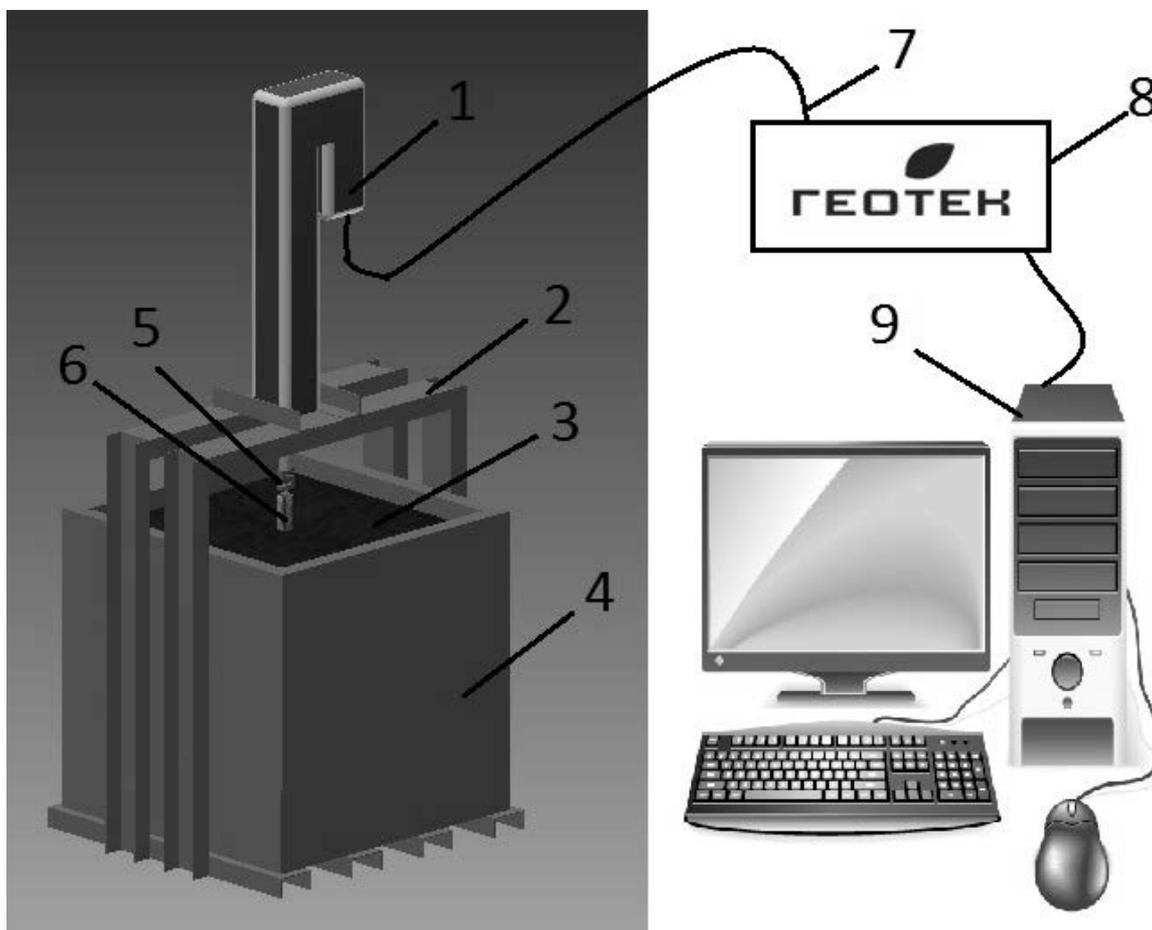
1 – исследуемая модель; 2 – грунтовая среда; 4, 6 – трос; 5 – измерительный динамометр; 7 – опорный блок; 8 – барабан; 9 – электропривод; 10 – интерфейс; 11 – компьютер

а – схема стенда для проведения исследований;
б – стенд для проведения лабораторных исследований

Рис. 1. Стенд для лабораторных исследований моделей элементов фундаментов

Включение электропривода 9 и последующая намотка троса 6, перекинутого через опорный блок, на барабан, закреплённый на валу электропривода, приводит к движению анкера вертикально вверх из грунтового массива. Одновременно с началом движения анкера из динамометра в компьютер 11 по интерфейсу 10 передаётся значение тягового усилия F , которое отображается на экране компьютера.

Однако такая конструкция стенда не позволяет исследовать несущую способность элементов фундаментов, работающих на вдавливающую нагрузку. Для решения широкого круга задач по определению несущей способности различных элементов перспективных конструкций фундаментов предложено изготовить специализированный стенд, который включал бы в себя управляемый привод, позволяющий нагружать исследуемый элемент как вдавливающей, так и извлекающей нагрузкой заданной величины (рис. 2).



1 – управляемый привод; 2 – опорная рама; 3 – грунтовая среда; 4 – емкость для грунта; 5 – крепёжный узел; 6 – исследуемая модель; 7 – кабель интерфейса; 8 – электронный блок; 9 – компьютер

Рис. 2. Стенд для исследования несущей способности моделей перспективных фундаментов

Ожидается, что предлагаемая конструкция стенда для исследования несущей способности моделей перспективных фундаментов при дооснащении специализированными датчиками давления так же позволит оценивать пространственное распределение напряжений, возникающих в грунте в ходе проведения лабораторных исследований.

Литература

1. Абраменков, Д. Э. Строительные машины и оборудование в фундаментостроении: учебник. (Рекомендован Министерством образования и науки Республики Казахстан для организации технического и профессионального образования) / Д. Э. Абраменков, Э. А. Абраменков, А. В. Грузин, В. В. Грузин. – Астана: Фолиант, 2011. – 296с.
2. Ваганов, А. Ю. Исследование конструктивных аспектов повышения несущей способности свайных фундаментов объектов нефтегазовой отрасли / А. Ю. Ваганов, Е. О. Фомин, А. В. Грузин // Проблемы геологии и освоения недр: тр. XIX Междунар. науч. симпоз. им. ак. М.А. Усова студ. и молод. уч., Томск, 6–10 апр. 2015 г. Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та. – 2015. – Т. 2. – С.539–541.
3. Грузин, А. В. Исследование влияния формы поперечного сечения на несущую способность анкеров, используемых для объектов нефтегазовой отрасли / А. В. Грузин, А. Д. Русанова, А. Ю. Ваганов, Е. О. Фомин // Молодежь и XXI век - 2015: материалы V Междунар. молодежн. науч. конф., Курск, 26–27 фев. 2015 г. Курск: Юго-Зап. гос. ун-т. – 2015. – Т. 2. – С. 247–250.

4. Фомин, Е. О. Повышение несущей способности свайных фундаментов объектов нефтегазовой отрасли / Е. О. Фомин, А. Ю. Ваганов, А. В. Грузин // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всерос. с межд. участ. науч.-практ. конф., Тюмень, 19-20 мая 2015 г. Тюмень: ТюмГНГУ. – 2015. – Т. III. – С.169–171.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ПЕРФОРАТОРА

Б. А. Харабаров

Научный руководитель, доцент А. Н. Глазов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В большинстве типов машин ударного действия применяется один распределительный орган (РО) [5], функции которого выполняет золотник, поршень и, чаще всего, клапан. Так как РО имеет два переключения за цикл работы, то поэтому наблюдается непроизводительный расход воздуха и неэкономичный цикл рабочих процессов. Известные публикации посвящены в основном исследованиям распределений с одним РО.

В Томском политехническом университете была разработана конструкция ударного механизма с новым воздухораспределительным устройством применительно к колонковому перфоратору ПК-75 [1]. В этом механизме впуск воздуха осуществляется двумя автономными клапанами, связанными с рабочими камерами командными каналами. Клапаны снабжены толкателями, на которые постоянно действует давление воздуха со стороны предклапанной полости. Некоторые результаты разработок и исследований рабочих процессов новых ударных механизмов изложены в работах [2-4].

Исследовано влияние массы, размеров и хода распределительных органов на рабочие процессы в камерах и функционирование распределительного устройства. Получены зависимости энергетических, силовых и временных характеристик работы ударного механизма и его элементов.

Испытания ударного механизма проводились на стенде с гидравлическим податчиком короткой штангой с крестовой коронкой по бетонному блоку. Тензометрическими датчиками давления регистрировалось давление воздуха в предраспределительной и рабочих камерах, в командных каналах и в впускном канале камеры обратного хода. Регистрация перекидки клапанов осуществлялась контактными датчиками. Для записи сигналов от датчиков применялись тензоусилители ТА-5, шлейфовый осциллограф Н-115, мост сопротивлений и шунтов Р-155. Расход воздуха измерялся расходомером переменного перепада давления воздуха. Определение характеристик работы ударного узла производилось на ЭВМ.

Масса РО влияет на динамику и рабочие процессы перфоратора. Чем тяжелее РО, тем позже он отрывается от седла и дольше перебрасывается. При этом в период обратного хода поршня клапан отходит от седла при более высоких давлениях воздуха в камере прямого хода.

Временные характеристики работы РО и энергетические параметры перфоратора зависят от размеров толкателя и клапана. Изменение величины отношения диаметров толкателя и клапана приводит к перераспределению сил, действующих на площадки РО, и, как следствие, влияет на работу перфоратора. Следует отметить, что при менее критической величины отношения диаметров может наблюдаться потеря устойчивости работы РО камеры прямого хода.

Распределительный орган является турбулентным дросселем. Изменяя сечение впускной щели, можно создавать различные гидравлические сопротивления для потока воздуха. От этого зависит степень наполнения воздухом рабочей камеры, скорость перемещения поршня и другие характеристики ударного механизма.

Увеличение хода клапана камеры прямого хода сопровождается возрастанием энергетических параметров и расхода воздуха, а удельный расход воздуха снижается до определенной величины (рис. 1). Это объясняется тем, что максимальное и предвыхлопное давление воздуха увеличиваются и степень наполнения камеры прямого хода становится больше. Время от открытия поршнем командного канала до посадки клапана на седло, т. е. до прекращения впуска воздуха в камеру, возрастает.

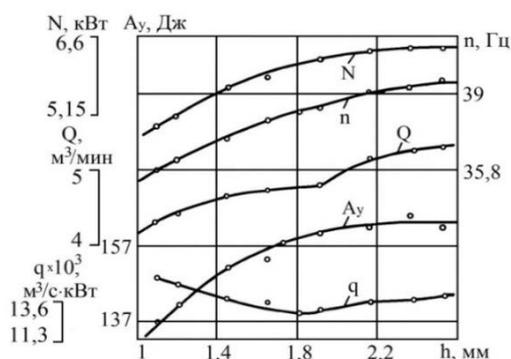


Рис. 1. Зависимости энергетических параметров ударного механизма от величины хода клапана камеры прямого хода при постоянном ходе клапана камеры обратного хода: A_y – энергия удара; N – мощность; n – частота ударов; Q – расход воздуха; q – удельный расход воздуха

При ходе клапана свыше 1,7–1,8 мм происходит запаздывание посадки клапана на клапанную плиту по отношению к моменту открытия выхлопного окна и, как следствие, появление прямого истечения сжатого воздуха из сети через цилиндр в атмосферу. Поэтому на графике (рис. 1) наблюдается перегиб кривых абсолютного и удельного расходов воздуха, снижение интенсивности роста энергии удара и мощности при дальнейшем увеличении хода клапана. Это является следствием роста давления недовыхлопа воздуха из камеры прямого хода, более значительного торможения поршня в период обратного хода и некоторого уменьшения значения давления воздуха в предклапанной полости. Величина минимального значения удельного расхода воздуха в данном случае обусловлена запаздыванием отсечки камеры прямого хода от сети.

Характер зависимостей энергетических параметров ударного механизма от хода клапана камеры обратного хода виден из графика (рис. 2), полученных при ходе клапана камеры прямого хода 1,8 мм. Увеличение хода клапана приводит к некоторому возрастанию до определенного предела энергетических характеристик ударного механизма. Расход воздуха находится в прямолинейной зависимости от величины хода клапана. Существует оптимальное значение хода клапана по удельному расходу воздуха.

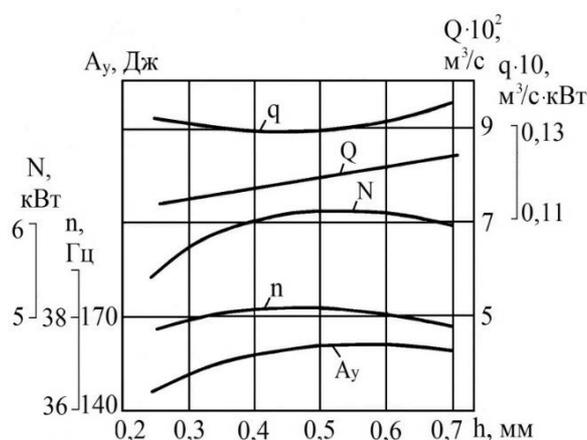


Рис. 2. Зависимости параметров ударного механизма от хода клапана камеры обратного хода

Индикаторная работа и расход воздуха в камере обратного хода зависят от работы произведенной камерой прямого хода и крепости обрабатываемой породы, т. к. чем больше предупредная скорость поршня и крепость породы, тем выше скорость отскока поршня. Эти факторы сказываются на значениях энергетических параметров, расходе воздуха и оптимальной величине хода клапана камеры обратного хода.

Диапазон возможных значений хода РО камеры обратного хода имеет ограничения. При величине хода РО менее 0,4 мм заметно ухудшается запуск ударного механизма. Наблюдается потеря устойчивости работы РО при соотношении площади впускной щели к площади впускного канала камеры более 0,35. Это объясняется недостаточной пропускной способностью впускного канала в камеру обратного хода. В исследованном диапазоне значений хода РО происходит полная отсечка камеры обратного хода от предклапанной камеры до открытия выхлопного окна.

Экспериментально установлено, что минимальный удельный расход воздуха достигается при следующих значениях хода клапанов: 1,85 мм для камеры прямого хода и около 0,5 мм для камеры обратного хода, что соответствует вполне определенным имеющимся размерам РО и условиям бурения.

Выявлены закономерности изменения энергетических, силовых и временных характеристик ударного механизма и его элементов в зависимости от размеров, массы и хода клапанов.

Установлены оптимальные по удельному расходу воздуха значения хода клапанов.

Выявлены зоны устойчивой работы клапанов.

Полученный в результате исследований материал доказывает возможность и дает основания для создания энергосберегающих конструкций пневматических машин ударного действия, превосходящих по КПД известные промышленные аналоги.

В настоящее время разрабатываются более совершенные конструкции энергосберегающих распределительных устройств.

Литература

1. Glazov, Alcon Naumovich. Energy-saving compression valve of the rock drill [Electronic resource] / A. N. Glazov, A. A. Efanov, T. Yu. Aikina // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2015. — Vol. 27 : Problems of Geology and Subsurface Development — [012055, 5 p.]. — Title screen.
2. Глазов А.Н. Рабочие процессы пневмоударного механизма перфоратора // Известия Томского политехнического университета. — 2005. — Т. 308. — № 6. — С. 132–136.
3. Глазов А.Н. Энергосберегающие конструкции пневмоударных бурильных машин // Горный журнал. — 2007. — № 1. — С. 76–78.

4. Глазов А.Н. Расчетные зависимости статической модели рабочих процессов пневмоударного механизма // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 1. – С. 150–154.
5. Есин Н. Н. Пневматические машины ударного действия для бурения шпуров. – Новосибирск, 1978. – 104 с.

РАСЧЕТ РАБОЧЕГО КОЛЕСА ЦЕНТРОБЕЖНОГО АГРЕГАТА В ПРОЦЕССЕ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ

М. В. Харитонов

Научный руководитель, профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Насос представляет собой гидравлическую машину, преобразующую механическую энергию приводного двигателя в энергию жидкости, обеспечивающую её движение.

Исходя из функционального назначения насоса, определяющими техническими параметрами являются подача и напор (давление).

Подача – это объем жидкости, подаваемой насосом в единицу времени, выраженной в м³/час (кубометров в час) или л/сек, (литров в секунду). Обозначается «Q».

Напор – это разность удельных энергий жидкости в сечениях после и до насоса, выраженная в метрах водного столба. Обозначается «H».

В насосах объемного типа пользуются понятием «давление», выраженным в атмосферах (кГс/см²) или мегапаскалях (МПА) (один мегапаскаль равен 10 атмосферам).

Отсюда вытекает классическая «напорная» характеристика насоса, в которой по оси абсцисс откладывается подача, а по оси ординат – напор для динамичных насосов и наоборот для насосов объемного типа.

На рисунке 1 показана напорная характеристика основных потребительских свойств насоса. Выбор насоса начинается с подбора напора (давления) и подачи. Чтобы иметь представление о диапазоне насосного оборудования, выпускаемого страной, фирмой] предприятием, следует оценить величину «поля Q-H», покрываемого напорными характеристиками [1, 2].

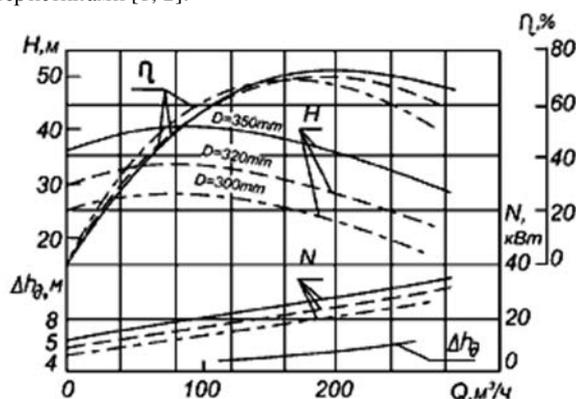


Рис.1. Напорная характеристика центробежного насоса

Работа насоса основана на взаимодействии лопаток вращающегося рабочего колеса и перекачиваемой жидкости.

Вращаясь, рабочее колесо сообщает круговое движение жидкости, находящейся между лопатками. Вследствие возникающей центробежной силы жидкость от центра колеса перемещается к внешнему выходу, а освободившееся пространство вновь заполняется жидкостью, поступающей из всасывающей трубы под действием создаваемого разрежения.

Выйдя из рабочего колеса первой секции, жидкость поступает в каналы направляющего аппарата и затем во второе рабочее колесо с давлением, созданным в первой секции, откуда - в третье рабочее колесо с увеличенным давлением, созданным во второй секции и т.д.

Вышедшая из последнего рабочего колеса жидкость через направляющий аппарат поступает в крышку нагнетания и из нее в нагнетательный трубопровод.

Во время работы насоса, вследствие давления воды на неравные по площади боковые поверхности рабочих колес, возникает осевое усилие, которое стремится сместить ротор насоса в сторону всасывания. Для уравновешивания осевого усилия в насосе предусмотрено разгрузочное устройство, состоящее из диска разгрузки, кольца и втулки разгрузки и дистанционной втулки.

Модель – это материальный или мысленно представляемый объект, замещающий в процессе изучения объект-оригинал, и сохраняющий значимые для данного исследования типичные его черты. Основным достоинством моделей является возможность экспериментировать путем легкого вмешательства с целью изменения (варьирования) сравнительно ограниченного числа входных переменных и быстрого получения выходных результатов. Процесс построения модели называется моделированием. Другими словами, моделирование – это процесс изучения строения и свойств оригинала с помощью модели [2].

Для построения моделей используют два принципа: дедуктивный (от общего к частному) и индуктивный (от частного к общему). При первом подходе рассматривается частный случай общеизвестной фундаментальной модели, которая приспособляется к условиям моделируемого объекта с учетом конкретных обстоятельств. Второй способ предполагает выдвижение гипотез, декомпозицию сложного объекта, анализ, а затем синтез. Здесь широко используется подобие, поиск аналогий, умозаключение с целью формирования каких-либо закономерностей в виде предположений о поведении системы.

Технология моделирования требует от исследователя умения корректно формулировать проблемы и задачи, прогнозировать результаты, проводить разумные оценки, выделять главные и второстепенные факторы для построения моделей, находить аналогии и выражать их на языке математики [3].

Физические параметры представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физические параметры

Материал	По умолчанию
Плотность	1 г/см ³
Масса	0,995926 кг
Площадь	368703 мм ²
Объем	995926 мм ³
Центр масс	x = 734,67 мм y = 3,0261 мм z = -0,0000754473 мм

Таблица 2

Дополнительные параметры

Средний размер элемента (дробное значение от диаметра модели)	0,1
Минимальный размер элемента (дробное значение от среднего размера)	0,2
Коэффициент разнородности	1,5
Макс. угол поворота	60 град
Создать изогнутые элементы сетки	Да

Таблица 3

Материалы

Имя	Сталь низкоуглеродистая	
Общие	Массовая плотность	7,86 г/см ³
	Предел текучести	207 МПа
	Окончательный предел прочности растяжения	345 МПа
Напряжение	Модуль Юнга	220 ГПа
	Коэффициент Пуассона	0,275 бр
	Модуль упругости при сдвиге	86,2745 ГПа
Тепловое напряжение	Коэффициент расширения	0,000012 бр/С
	Теплопроводность	56 Вт/(м К)
	Удельная теплоемкость	460 Дж/(кг С)
Имена деталей	2 рабочее колесо под напряжением.ipt	

Таблица 4

Результаты расчета

Имя	Минимальная	Максимальная
Объем	995923 мм ³	
Масса	7,82795 кг	
Напряжение по Мизесу	17144,6 МПа	4225230 МПа
1-ое основное напряжение	-1424830 МПа	4886730 МПа
3-е основное напряжение	-5709010 МПа	1166020 МПа
Смещение	0 мм	2658,04 мм
Коэфф. запаса прочности	0,0000604308 бр	0,0154762 бр
Напряжение XX	-2449900 МПа	2865970 МПа
Напряжение XY	-1335240 МПа	1854040 МПа
Напряжение XZ	-1594920 МПа	1698930 МПа
Напряжение YU	-5357750 МПа	3654280 МПа
Напряжение YZ	-1473360 МПа	1221550 МПа
Напряжение ZZ	-2561590 МПа	4084740 МПа

Смещение по оси X	-2384 мм	2212,9 мм
Смещение по оси Y	-1233,6 мм	1253,66 мм
Смещение по оси Z	-1265,67 мм	1240,9 мм
Эквивалентная деформация	0,0766946 бр	17,8869 бр
1-ая основная деформация	-0,0158375 бр	20,3713 бр
3-я основная деформация	-21,6788 бр	0,179905 бр
Деформация XX	-10,9384 бр	11,1605 бр
Деформация XY	-7,7383 бр	10,745 бр
Деформация XZ	-9,24328 бр	9,84607 бр
Деформация YY	-19,6739 бр	13,2287 бр
Деформация YZ	-8,53879 бр	7,07942 бр
Деформация ZZ	-9,94527 бр	16,7557 бр

На рисунке 2 показан напряжение по Мизесу, полученный с помощью программы ANSYS.

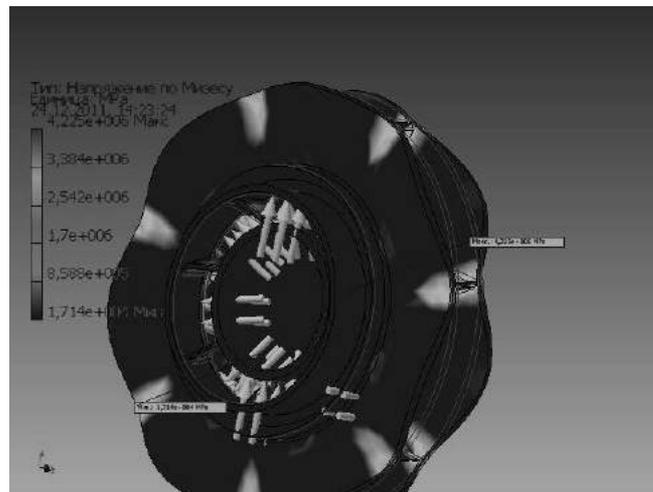


Рис. 2. Напряжение по Мизесу

На рисунке 3 коэффициент запаса прочности, полученный с помощью программы ANSYS.

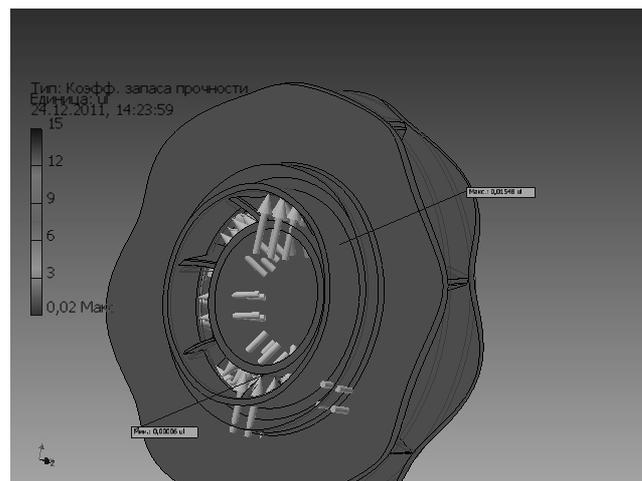


Рис. 3. Коэффициент запаса прочности

В результате проделанной работы получили упрощенную модель математических расчетов, что значительно сокращает затраты времени на произведенную работу. При помощи электронного моделирования мы получили более точные расчеты, а так же отчетность в виде графиков, по которым сразу можно определить места конструкции, где происходят наибольшие и наименьшие нагрузочные силы и сделать определенные выводы о конструкции данного аппарата.

По отчету Inventor получил небольшую разницу в нагрузках на опорах между формульным расчетом и расчетом в генераторе компонентов вала, что еще раз подтверждает поле точные расчетные действия программы.

Она учитывает все то, что необходима для точности вывода готового, правильного ответа. В отчетах можно заметить, что там указаны самые необходимые полученные значения.

Литература

1. Колпаков Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1985. – 184 с.
2. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ. пособие. – М.: Машиностроение, 2004. – 512 с.
3. Горшков А. М. Насосы. – М.: Госэнергоиздат, 1947, 188 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СРЕДЫ С УЧЕТОМ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ СОБЛЮДЕНИИ ОПТИМИЗАЦИИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

И. Е. Чаплин

Научный руководитель, доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время магистральный нефтепровод (МН) является самым экономичным видом транспорта нефти. МН предназначены для транспортировки нефти из районов ее добычи до потребителей.

Мощности, потребляемые современными МН, стали соизмеримы с мощностью электростанций средних размеров. Даже незначительное уменьшение пропускной способности МН приводит к значительным затратам или к нарушению ритмичной работы поставщиков и потребителей. Поэтому резко возросло значение учета и диспетчерского управления МН.

Сущность управления МН, как и любым другим производством, заключается в принятии решений в процессе эксплуатации трубопроводного, резервуарного, энергетического и другого хозяйства, входящего в комплекс трубопроводного транспорта нефти. Только при наличии достоверной и своевременно полученной в полном объеме информации об управляемом МН может быть принято правильное решение. Полнота информации оказывает большое влияние на эффективность принимаемого решения, так как она позволяет найти рациональный вариант решения исходя из анализа конкретной производственной обстановки и накопленного опыта.

Основной задачей оперативно-диспетчерского персонала, управляющего МН, является выполнение плановых объемов приема и сдачи нефти на основании графика транспортировки с обеспечением максимально-безопасной работы объектов МН, соблюдением технологических регламентов по их эксплуатации, а также снижением энергетических затрат на транспорт нефти [1, 2].

Таким образом, объектом исследования является процесс перекачки нефти по МН. Предметом исследования являются способы управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН, что является актуальным вопросом любого трубопроводного транспорта для обеспечения необходимого объема транспортируемой среды грузополучателю.

Изучив современные проблемы транспортировки нефти по МН можно выделить экологический и экономический аспекты перекачки товарной нефти [3, 4, 5, 6]:

1. Экологический аспект перекачки товарной нефти подразумевает мониторинг промышленных выбросов предприятий трубопроводной системы, анализ и снижение факторов аварийного разлива нефти из трубопровода, снижение потребления воды на собственные нужды из водоемов, рек, озер путем повторного использования очищенной технической воды и т.д. Данный аспект играет значимую роль в системе транспорта нефти, и ярким примером тому может служить значительная заинтересованность в экологической безопасности со стороны АК «Гранснефть», являющейся ведущей компанией по транспорту нефти по МН в России и за рубежом.

2. Экономический аспект перекачки товарной нефти подразумевает снижение себестоимости транспортировки нефти за счет:

- 1) замены старого оборудования, на современное, которое обладает лучшими характеристиками;
- 2) применения ресурсосберегающих технологий;
- 3) улучшение технологических режимов перекачки нефти.

Причем первый и второй пункты предполагают как существенные затраты материального характера, так и затраты временные на внедрение нового оборудования, в то время как третий пункт подразумевает достижения поставленной цели за меньший срок и незначительные материальные затраты.

Помимо этого, оптимизация режимов перекачки нефти позволит [4]:

- снизить износ оборудования за счет выбора таких режимов перекачки, которые оказывают меньшее напряжение;
- повысить КПД оборудования путем выбора оптимальных режимов работы насосных агрегатов на МН;
- снизить потребление электроэнергии при соблюдении поставок нефти.

Необходимость регулирования режимов работы МН определяется следующими факторами:

- изменением реологических параметров нефти, ввиду влияния содержащихся в ней воды, парафина, растворенного газа и т.п., а также из-за влияния сезонных изменений температуры окружающей среды;
- переменной нагрузкой нефтепровода вследствие большой динамики изменения работы поставщиков и потребителей нефти;
- плановыми или аварийными ремонтными работами, проводимыми вследствие повреждений на линейной части (ЛЧ) МН, срабатываний различных защит, отказов оборудования НПС;
- технологическими факторами, к которым относятся: отсутствие запасов на головной НПС, отключением электрооборудования на НПС, отсутствием свободной емкости на конечном пункте.

Некоторые из перечисленных факторов имеют систематический характер, другие – периодический. Оптимальное регулирование на МН, т.е. регулирование совместной работы НПС и ЛЧ МН, может быть достигнуто следующими методами:

- изменением количества работающих насосов;
- изменением схемы соединения насосов;
- изменением частоты вращения ротора насоса магистрального насосного агрегата (МНА) (с помощью электромагнитных или гидравлических муфт, используя регулируемый электропривод, используя в качестве привода газовые или паровые турбины).
- изменением параметров рабочего колеса МНА с помощью конструктивных методов (применение сменных роторов, обточка колес, изменение конструкции лопаток рабочего колеса, изменение числа ступеней и т.д.);
- байпасированием соответствующих МНА (т.е. перепуском части потока рабочей жидкости из напорной линии во всасывающую линию);
- дросселированием потока нефти регулирующим органом (регулятором давления, регулирующей заслонкой, регулирующим клапаном, задвижкой) на выходе из насосной;
- использованием на одной НПС насосов с разными напорными характеристиками;
- применением противотурбулентных присадок.

Каждый из этих методов, в зависимости от поставленных конкретных задач, может использоваться и в сочетании с другими.

В результате проведенного анализа всех существующих способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН была разработана классификация этих способов, представленная в таблице.

Таблица

Способы управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН

	Группа методов, направленная на изменение параметров НПС		методов, направленных на изменение параметров ЛЧ
	постоянной частоте вращения ротора насоса	переменной частоте вращения ротора насоса	
«Дискретное» регулирование	– изменение параметров рабочего колеса насосов конструктивными методами (обточка рабочих колес по диаметру, по лопаткам; изменение установки лопаток рабочего колеса; использование сменных рабочих колес) – изменение числа и схемы соединения насосов	–	– отключение участков МН
«Плавное» регулирование	– дросселирование – байпасирование – комбинирование насосных агрегатов	– использование двигателя с изменяемой частотой вращения – использование специальных регулируемых муфт – использование преобразователей частоты питающего переменного тока	– применение противотурбулентных присадок

С увеличением числа НПС и типов применяемых роторов магистральных насосов существенно возрастает и количество возможных режимов эксплуатации нефтепровода. Поэтому поиск рациональных режимов необходимо выполнять на ЭВМ при помощи специальных программ, в основу которых заложен алгоритм расчета режимов работы.

Примером такой программы служит программный комплекс «Гранс», который позволяет вести расчеты показателей режимов при различных сочетаниях работающих насосов с учетом всех технологических ограничений. При работе с данным программным комплексом выполняются следующие действия:

- 1) задаются характеристики перекачиваемой нефти, параметры ЛЧ, число и характеристики установленных МНА на каждой НПС;
- 2) задаются ограничения на работу насосных агрегатов по давлениям и максимальной мощности электродвигателей;
- 3) задаются карты работы МНА с указанием числа и типа работающих агрегатов на каждой НПС;

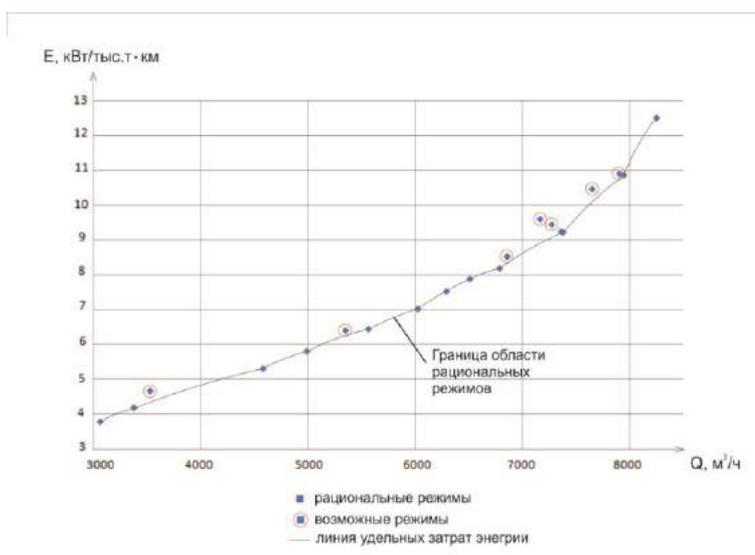


Рис. Режимы работы эксплуатационного участка НПС-1 –
НПС-3 нефтепровода МН

сменными роторами, рассчитанными на подачи $1,0 \cdot Q_H$, $0,7 \cdot Q_H$, $0,5 \cdot Q_H$. На головной станции НПС-1 приняты подпорные насосы НГПНА-3600-120. Расчет произведен для 21-ого режима работы нефтепровода – по 7 режимов на каждый вид насоса. В итоге была получена граница области рациональных режимов, выше которой расположены возможные режимы. Также стоит отметить, что такие режимы как №7, №14, №18, №19 являются нерациональными ввиду больших потерь давления при дросселировании.

Таким образом, был произведен расчет режимов перекачки и выбор оптимальных для конкретного эксплуатационного участка магистрального нефтепровода, что, помимо снижения потребления электроэнергии при соблюдении поставок нефти, также позволит снизить износ оборудования. Данная задача реализована с помощью программного комплекса «Гранс», который доказал свою эффективность на объектах, занимающихся планированием и управлением перекачкой нефти по магистральным нефтепроводам.

Было выявлено, что в настоящее время широко распространены такие методы регулирования, как: дросселирование, использование сменных рабочих колес насосов и комбинирование насосных агрегатов. Объясняется это тем, что данные методы не предполагают существенных затрат как материальных затрат, так и затрат временных на внедрение нового оборудования. Однако, как показал расчет, дросселирование является нерациональным способом управления работой магистрального нефтепровода и, вдобавок ко всему, снижающим надежность системы трубопроводного транспорта нефти.

Также было выявлено, что применение регулирований перекачкой нефти, основанных на изменении частоты вращения ротора насоса или изменении параметров линейной части путем использования противотурбулентных присадок, являются прогрессивными и экономичными методами регулирования, однако эти методы не нашли широкого применения ввиду значительных капитальных вложений в новое оборудование и проведение монтажных и пусконаладочных работ [7-12].

Литература

1. Коршак А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов / А.А. Коршак. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 192 с.
2. Коршак А.А., Блинов И.Г., Веремеенко С.А. Ресурсосберегающие методы эксплуатации нефтепроводов. – Уфа: Башкирское издательство, 1991. – 136 с.
3. Минаев Е.В., Кулаков Е.С. Экологические проблемы нефтяной промышленности России // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. – №9. – С. 31-32.
4. Туманский А.П. Оптимизация режимов транспортировки углеводородных жидкостей по трубопроводам с промежуточными насосными станциями: дис. ... канд. техн. наук. Рос. гос. университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2008.
5. Федоров П.В. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам: дис. ... канд. техн. наук. Ухт. гос. техн. Университет, Ухта, 2011.
6. Гафаров Р.Р. Автоматизированная система определения оптимального режима работы участка магистрального нефтепровода: дис. ... канд. техн. наук. Ухт. гос. техн. Университет, Ухта, 2009.
7. Кутуков С.Е. Влияние частоты переключений агрегатов на эффективность эксплуатации насосной станции / М.А. Валиев, С.Е. Кутуков, В.А. Шабанов // Сооружение, ремонт и диагностика трубопроводов: Сб. науч. тр. – М.: Недра, 2003. – С. 115-118.

4) определяется производительность трубопровода на каждом режиме с проверкой по всем технологическим ограничениям и выявлением переvalных точек на линейных участках;

5) выбирают из числа возможных режимов те, которые обладают наименьшими удельными энергозатратами и располагаются в узлах огибающей кусочно-выпуклой кривой.

На рис. представлены результаты расчета режимов работы эксплуатационного участка НПС-1 – НПС-3 нефтепровода МН. Характеристики нефти приняты следующие: коэффициент кинематической вязкости $\nu = 9$ сСт , плотность $\rho = 845$ $\text{кг}/\text{м}^3$. В качестве основных магистральных насосов приняты насосы марки НМ 10000-210 со

8. Русов Е.В., Кудояров Г.Ш., Лупенских В.Е. и др. Об экономической эффективности применения регулируемых электроприводов насосов на НПС магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – №11. – С. 32-35.
9. Кадымов Я.Б., Кулиев Ю.М., Мучаев В.Г. К вопросу применения электромагнитных муфт скольжения в приводе центробежных насосов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – №4. – С. 10-12.
10. Енихеев А.Б., Каргушин Н.Л. К вопросу о регулировании центробежных насосов на магистральных нефтепроводах с помощью гидромуфт // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1975. – №1 – С. 6-7.
11. Шабанов В.А. Основы регулируемого электропривода основных механизмов бурения, добычи и транспорта нефти: учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 156 с.
12. Настепанин П.Е., Евтух К.А., Чужинов Е.С., Бархатов А.Ф. Особенности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах, оснащенных САРД на базе МНА с ЧРП // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3. – С. 12-17.

ПРОГРАММНОЕ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АКУСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ВРЕЗОК В НЕФТЕПРОВОДАХ

А. Г. Черемнов, В. А. Фаерман

Научный руководитель, доцент В. С. Аврамчук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективная эксплуатация трубопроводной транспортной инфраструктуры в целом, и нефтепроводов в частности, является крайне важной организационной и технической задачей. Это связано, в том числе, с потенциальными экологическими угрозами [1], которые могут возникнуть как следствие аварий на трубопроводах. Для предупреждения подобных ситуаций, предусмотрен ряд мероприятий, направленных как на поддержание трубопроводов в удовлетворительном состоянии, так и на оперативное устранение аварийных ситуаций.

В связи с тем, что суммарная протяженность нефтепроводов и продуктопроводов много меньше чем протяженность коммунальных трубопроводов, а их стратегическое значение и потенциально-исходящая от них экологическая угроза существенно выше – мониторингу и контролю их состояния уделяется значительно больше внимания. В частности, регулярно проводятся плановые диагностические мероприятия, направленные на выявление утонений в стенках трубопровода и их профилактического ремонта [1]. Кроме того, непрерывное отслеживание технологических параметров процесса транспортировки на узловых станциях, в ряде случаев позволяет предсказать и предотвратить [1] возникновение течей. Не смотря на действенность проводимых мероприятий и эффективность используемых технических решений, полностью исключить вероятность течей не удастся. Это связано, прежде всего, с тем, что причинной более 40% аварий являются несанкционированные врезки (с 2004 г. по 2014 г. - 44 аварии из 96) [2].

Не смотря на ужесточение ответственности за хищения из трубопроводов, значительного сокращения количества нелегальных врезок не произошло, что связано, прежде всего, со сложностью оперативного обнаружения врезок и, как следствие, невозможностью обеспечения принципа неотвратимости наказания [3]. Стоит отметить, что задача обнаружения нередко усугубляется ещё и тем, что злоумышленники выбирают для врезок труднодоступные участки трубопровода. В связи с тем, что принципиально обнаружение врезок не отличается от обнаружения утечек, последняя задача представляется особенно актуальной.

Для обнаружения утечек на магистральных трубопроводах разработаны и используются различные методы определения наличия и обнаружения местоположения утечек [4]. Особое место среди них занимает корреляционно-акустический метод [5], обладающий высокой точностью и чувствительностью, но позволяющий проводить контроль лишь относительно не протяженных (сотни метров) линейных участков трубопровода [4].

Обнаружение утечек корреляционно-акустическим методом осуществляется с использованием специализированных программно-аппаратных течепоисковых комплексов. Важной особенностью подобных комплексов является то, что их эффективность в значительной степени определяется функциональностью применяемого при обработке акустических сигналов математического аппарата и качества его программной реализации [5]. В частности, реализуемыми методами обработки сигналов определяются точность локации течи и протяженность контролируемого участка, а качеством оптимизации программного воплощения – быстрдействие и стоимость аппаратной части комплекса.

В связи с вышеизложенным, важной задачей представляется разработка программного обеспечения корреляционно-акустических течепоисковых комплексов на основе новых математических подходов, таких как частотно-временной корреляционный анализ, описанный в [4]. Применение указанного подхода позволяет ценой дополнительных вычислений увеличить отношение сигнал/шум на выходе коррелятора и сделать возможным контроль более протяженных участков труб, что особенно актуально при работе на магистральных трубопроводах [6]. В тоже время, предложенные меры по оптимизации использования вычислительных ресурсов позволяют в значительной степени нивелировать негативный эффект на быстрдействие [7].

С учётом представленных выше тезисов, было разработано программное обеспечение и прототип программно-аппаратного решения на его основе. Функциональная схема комплекса представлена на рисунке 1.

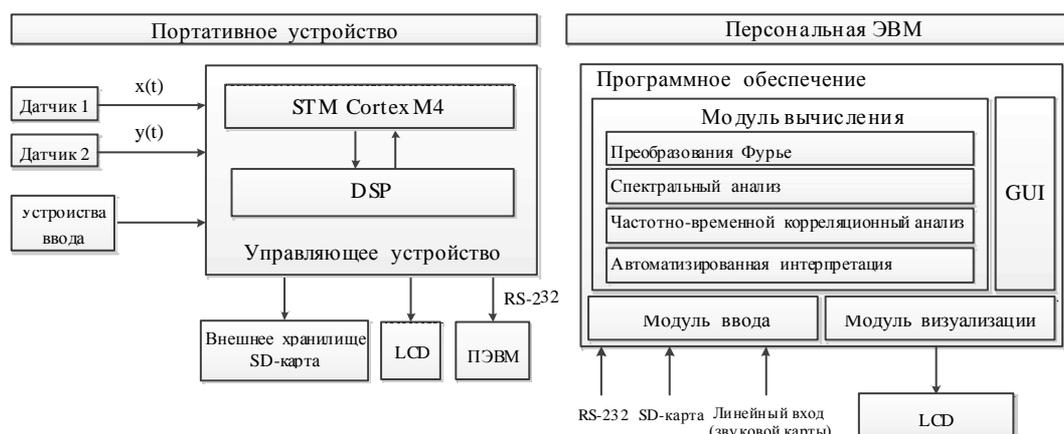


Рис. 1. Функциональная схема течепоискового комплекса

В соответствии со схемой на рисунке 1, для снятия сигналов используется портативное устройство на базе микроконтроллера STM32 Cortex M4, укомплектованное пьезоэлектрическими акселерометрами ДН-3 (см. рисунок 2). Обработка записей осуществляется внешним вычислительным устройством, с предустановленным специализированным программным обеспечением, функционал которого не ограничивается вычислением частотно-временных корреляционных функций. Стоит отметить, разрабатываемое программное обеспечение имеет модульную структуру, что наделяет его гибкостью при дальнейшем расширении функционала и добавлении возможности работы с сигналами, полученными при помощи сторонних аппаратных комплексов.



Рис. 2. Внешний вид портативного устройства (слева), модуль визуализации программного обеспечения на планшетном компьютере (справа)

Как было отмечено ранее, использование корреляционно-акустических комплексов для локации утечек и врезок на нефтепроводах связано с определенными трудностями и ограничениями, которые могут быть частично преодолены за счёт применения усовершенствованного математического аппарата при обработке сигналов. При этом, программное обеспечение, реализующее метод частотно-временного корреляционного анализа, потенциально может применяться в сочетании с представленными на рынке акустическими течеискателями решениями. Последнее наиболее актуально в связи с тем, что стоимость зарубежных течепоисковых комплексов, имеющих в своём составе близкие по функционалу программные средства обработки сигналов весьма дороги. В тоже время, программное обеспечение, представленное в российских решениях, уступает зарубежным аналогам в ряде аспектов: визуализации, пользовательском интерфейсе, разнообразии реализованных методов цифровой обработки, вариативности параметров анализа и других.

Таким образом, разработка конкурентоспособного программного обеспечения для обработки акустических сигналов при локации утечек корреляционным способом, представляется не только актуальной, но и целесообразной.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ, в рамках научного проекта № 16-37-00049 мол_а.

Литература

1. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно-практическое пособие / под. ред. Ю.Д. Земенкова – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
2. Ежегодные отчёты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс] // Официальный сайт Ростехнадзора. URL: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (последнее обращение 16.02.2016).
3. Шапошников А. Борьба с криминальными врезками: есть ли перспективы? [Электронный ресурс] // Информационно-аналитический портал «Транспорт нефти». URL: <http://www.transport-nefti.com/blog/5290/> (последнее обращение 19.02.2016).
4. Мамонова Т.Е. Методы диагностики линейной части нефтепроводов для обнаружения утечек // Проблемы информатики. – 2012. - №5. – С. 103-112.
5. Avramchuk V.S., Goncharov V.I. Time-frequency Correlation Method for Improving the Accuracy in detecting Leaks in Pipelines // Advanced Materials Research. – 2013. – Vol. 650. – P. 443-446
6. Faerman V.A., Cheremnov A.G., Avramchuk V.S., Luneva E.E. Prospects of frequency-time correlation analysis for detecting pipeline leaks by acoustic emission method // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2014 - Vol. 21. - Issue 1. – Art. num. 12041.
7. Лунёва Е.Е., Черемнов А.Г., Аврамчук В.С. Оптимизация расчёта частотно-временной корреляционной функции на центральном процессоре // Системы управления и информационные технологии. – 2014. - № 2. – С. 58-62.

ВЫБОР МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ОСАДКИ ПОДЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ОСТРОВНОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

А. Н. Чехлов

Научный руководитель, доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение выхода экспортного нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» на проектную мощность требует освоения новых месторождений, а также строительства магистральных и межпромысловых нефтепроводов в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока. Значительная часть этих территорий относится к районам островного распространения многолетнемерзлых грунтов. Их геокриологические особенности оказывают негативное влияние на напряженно-деформированное состояние подземных сооружений, поэтому требуют учета при проектировке и строительстве трубопроводов.

Островное распространение многолетнемерзлых грунтов характеризуется прерывистостью залегания мерзлых пород небольшой мощности, с температурой близкой к 0 °С. В связи с этим, такие негативные процессы, как термокарст, представлены незначительно. Процессы морозного пучения также не проявляются, так как нефтепроводы круглый год имеют положительную температуру, что связано с необходимостью снижения вязкости нефти за счет нагрева.

Опасность при эксплуатации нефтепроводов в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов представляют просадки грунтов при формировании ореолов оттаивания. Для обеспечения безаварийной эксплуатации подземного нефтепровода в данных условиях необходимо провести комплекс мероприятий по ограничению осадки нефтепровода ниже предельного значения.

Целью работы является выбор оптимальных решений по ограничению осадки подземного нефтепровода, проходящего по многолетнемерзлым грунтам, отличающимся коэффициентом оттаивания и глубиной возникающих ореолов оттаивания [2].

К мероприятиям, позволяющим ограничить осадку нефтепровода в многолетнемерзлом грунте, относятся: использование различных типов тепловой изоляции трубопровода, удаление высокольдистого грунта из траншеи, сооружение компенсаторов, применение сезоннодействующих термостабилизирующих устройств. При сооружении магистральных нефтепроводов в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов ОАО «АК «Транснефть» в настоящее время применяет: заводское нанесение кольцевой изоляции из пенополиуретана, дополнительную тепловую изоляцию из полистирольных плит, укладываемых на дно траншеи, замену льдистого грунта в основании траншеи [1]. Выбор конкретных технологических решений основывается на расчетах осадки трубопровода и должен обеспечивать соблюдение условия прочности.

Выбор мероприятий по ограничению осадки начинается с расчета предельного напряжения от осадки трубопровода, при котором соблюдается условие прочности. Согласно данным [3] определяется расчетное сопротивление металла трубы с учетом коэффициентов надежности и условий работы. Из этого значения вычитаются величины напряжений от внутреннего давления и температурного перепада. Предельное напряжение вводит ограничение на величину максимальной осадки трубопровода.

Наибольшие напряжения от осадки возникают на границе мерзлых и немерзлых грунтов, а также в местах соприкосновения мерзлых грунтов с различными свойствами. Эти места являются наиболее опасными, по ним производится расчет максимально допустимой осадки, согласно методике, предложенной в [4]. Трубопровод рассматривается в виде балки с жестким защемлением, и определяется прогиб. Величина прогиба при напряжении, соответствующем предельному, является максимально допустимой осадкой трубопровода, которая рассчитывается по формуле (1).

$$S_{пред} = \frac{6 \cdot \sigma_{пред} \cdot I}{r^2 \cdot q \cdot E}, \quad (1)$$

где $S_{пред}$ – максимальная допустимая осадка трубопровода;

$\sigma_{пред}$ – предельное напряжение;

I – осевой момент инерции;

r – радиус трубопровода;

q – нагрузка на трубопровод;

E – модуль продольной упругости материала трубы.

Согласно данным [2] осадка многолетнемерзлого грунта происходит из-за оттаивания льда, содержащегося в грунте, а также за счет уплотнения под действием нагрузки от веса трубопровода и грунта засыпки. В качестве допущения принято, что осадка происходит только за счет оттаивания льда. Это позволяет вычислить максимально допустимую глубину оттаивания грунта при известной величине коэффициента оттаивания многолетнемерзлого грунта по формуле (2).

$$H_{пред} = \frac{S_{пред}}{A}, \quad (2)$$

где $H_{пред}$ – максимальная допустимая глубина оттаивания грунта;

A – коэффициент оттаивания многолетнемерзлого грунта.

Расчет глубины оттаивания многолетнемерзлого грунта под нефтепроводом производится по методике, предложенной в [2], которая основывается на решении уравнения теплопроводности грунта. Мощность ореола оттаивания определяется для труб без изоляции, с заводской и дополнительной изоляцией. Получившееся значение сравнивается с максимально допустимой глубиной оттаивания грунта. Если расчетный ореол оттаивания превышает максимально допустимые значения, необходимо произвести замену льдистого грунта в основании траншеи на глубину, равную разнице между расчетной и предельно допустимой глубиной оттаивания грунта. Далее производится расчет стоимости проведения мероприятий для одной секции трубопровода (11 метров). На его основе осуществляется выбор оптимального решения (мероприятия или комплекса мероприятий), которое при минимальной стоимости обеспечивает ограничение осадки нефтепровода ниже предельно допустимого значения.

По описанному алгоритму был произведен выбор мероприятий для ограничения осадки нефтепровода со следующими характеристиками: наружный диаметр – 720мм, толщина стенки – 8мм, давление – 6,3МПа, температура нефти – 30 °С. Рассмотрены варианты прокладки нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах с различными сочетаниями основных характеристик: глубина оттаивания за весь период эксплуатации на основании данных [1] принята от 3 до 9 м, коэффициент оттаивания грунта – от 0,1 до 0,4, что соответствует грунтам II и III категории просадочности.

По данным, приведенным в [5], из условия минимальной стоимости проведения мероприятий выбраны оптимальные решения по ограничению осадки нефтепровода, проложенного в многолетнемерзлых грунтах с различными свойствами (табл.).

Таблица

Мероприятия по ограничению осадки нефтепровода

Глубина оттаивания грунта, м	Коэффициент оттаивания грунта			
	0,1	0,2	0,3	0,4
3	Мероприятия не требуются	Заводская изоляция	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 0,6м	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 0,8м
5	Заводская изоляция	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 1,4м	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 2,0м	Дополнительная изоляция + замена грунта на глубину 1,0м
7	Заводская изоляция	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 0,9м	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 1,5м	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 1,7м
9	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 1,0м	Дополнительная изоляция + замена грунта на глубину 1,9м	Дополнительная изоляция + замена грунта на глубину 2,5м	-
11	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 0,8м	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 2,5м	Дополнительная изоляция + замена грунта на глубину 2,8м	-

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что выбранного перечня мероприятий достаточно, чтобы обеспечить максимальное значение осадки нефтепровода в заданных пределах для всех предложенных грунтов, кроме тех, у которых значение коэффициента оттаивания выше 0,3 при глубине оттаивания за время эксплуатации более 9 м. Замена таких грунтов на требуемую глубину невозможна из-за

технических ограничений землеройной техники. Для данных условий необходимо рассматривать возможность надземной прокладки нефтепровода.

Литература

1. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е. и др. Развитие технологий и строительных решений по способам прокладки трубопровода Заполярье-Гурпе на многолетнемерзлых грунтах и их применение на подводных переходах трубопровода Куюмба-Тайшет // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №3. – С. 68-72.
2. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – М.: Изд-во Минрегион России, 2012. – 118 с.
3. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. – М.: ФГУП ЦПП, 2005. – 60 с.
4. Строительные конструкции нефтегазовых объектов: учебник / Под ред. Ф.М. Мустафина, Л.И. Быкова и др. – СПб: ООО «Недра», 2008. – 780 с.
5. Текущие закупки – «АК «Транснефть». [электронный ресурс] – режим доступа к стр.: <http://www.transneft.ru/tenders/all>. Дата обращения: 12.02.16.

АНАЛИЗ ПРИЧИН СИСТЕМАТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ КАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е. Н. Шавлов

Научные руководители, профессор В. Г. Лукьянов, доцент О. В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кальчинское нефтяное месторождение, открытое в 1990 году, является самым южным в Тюменской области разрабатываемым месторождением. Территория месторождения находится в пределах Средне-Обской низменности и представляет собой расчлененную озерно-аллювиальную равнину. Гидрографическая сеть района месторождения представлена бассейном реки Иртыш и его притоками. Вблизи речных долин, благодаря хорошему дренажу поверхностных и грунтовых вод, широко развит густой лес. Заболоченность территории составляет 81 %, из них открытых болот - 4%. Болота, в основном торфяного типа с мощностью торфяного слоя 6-8 метров. Территория месторождения представлена суглинистыми, глинистыми грунтами, а также песками различной крупности. Согласно СНиП 2.01.01-82 рассматриваемая территория месторождения относится к 1 климатическому району, подрайон Д. Территория месторождения согласно СНиП П-7-81 «Строительство в сейсмических районах» расположена в районе с базовой сейсмичностью в 6 баллов.[1]

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стали определяется в соответствии с ГОСТ 9.602-2005 посредством измерения удельного сопротивления грунта. Удельное сопротивление грунта измеряется в полевых условиях при помощи измерителя заземления Ф4103М1, по четырехэлектродной схеме, вдоль трассы трубопровода в шурфах и при изменении типа грунта. Расчетное значение определяли по формуле:

$$R_{г} = 2\pi aR, \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

где R – показания прибора, Ом;

a – расстояние между электродами, м.

Анализ результатов измерений свидетельствует о том, что трасса обследованного трубопровода проложена в грунтах средней коррозионной агрессивности по отношению к стали (удельное сопротивление от 20 до 50 Ом·м).

Основная доля извлекаемых запасов Кальчинского месторождения приходится на пласты Ачимовской пачки. Особенностью добываемой продукции является ее обводненность, которая составляет 86%. Пластовые воды Кальчинского месторождения относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу, минерализация вод составляет в среднем от 12,21 до 14,21 г/л.

На основании исходных данных о физических свойствах перекачиваемой среды и гидродинамических параметрах транспорта определялись скорости потоков перекачиваемой среды и критические скорости перехода от расслоенного режима к эмульсионному. Условие существования антикоррозионного режима выполняется, если скорость потока среды выше критической скорости. Если условие антикоррозионного режима не выполняется, то в трубопроводе возможна интенсивная локальная коррозия. Настоящие расчеты выполнены в соответствии с методикой, приведенной в РД 390147323-339-89-Р «Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири» с целью определения режимов перекачки продукта и максимально возможных скоростей коррозии. По результатам гидравлического расчета видно, что режим потока расслоенный, так как скорость течения смеси 0,69 м/с ниже критической скорости 0,76 м/с, таким образом, в соответствии с РД 39-0147323-339-89-Р режим потока – коррозионный.

В настоящее время существуют следующие методы защиты от коррозии: механические, технологические и химические. К механическим методам относится применение пластмассовых, стеклопластиковых и гибких труб, а также футерование трубных плетей полиэтиленом и специальной конструкцией стыка. К технологическому методу относится технология первичного (предварительного) разделения продукции скважин. В качестве химических методов защиты используются ингибиторы.

На Кальчинском месторождении в качестве защиты промысловых нефтепроводов от коррозии применяется химический метод. Анализ динамики отказов промысловых нефтепроводов по протяженности (рис.1), показывает, что в основном увеличивается протяженность промысловых нефтепроводов сроком до 5 лет, во время как протяженность промысловых нефтепроводов сроком эксплуатации более 5 лет резко сокращается.

Анализ динамики отказов промышленных нефтепроводов по количеству порывов (рис.2) также показывает, что количество порывов, вызванные внутренней коррозией, преобладают на промышленных нефтепроводах эксплуатируемых сроком до 5 лет.

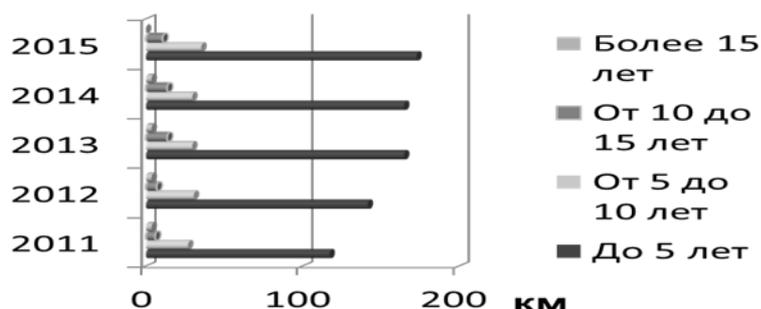


Рис.1. Анализ динамики отказов промышленных нефтепроводов по протяженности

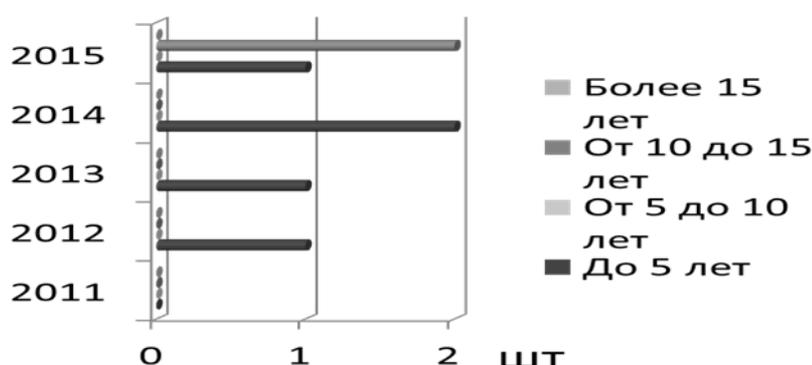


Рис. 2. Анализ динамики отказов промышленных нефтепроводов по порывам

Таким образом, оптимальным вариантом для повышения надежности эксплуатации промышленных нефтепроводов и продлении их срока эксплуатации на Кальчинском месторождении является применение механического метода защиты от коррозии, а именно внедрение стеклопластиковых труб. Исходными материалами для изготовления данных труб и фасонных изделий являются связующие (терморезистивные полимеры) и наполнитель (стекловолоконный ровинг). Трубы и фасонные изделия изготавливаются методом намотки на оправки стекловолокна, пропитанного связующим с последующим их отверждением. Материалы, из которых изготавливаются трубы и изделия, имеют высокую коррозионную стойкость, инертны по отношению к сероводороду, углекислому газу и другим агрессивным компонентам нефтепромысловых жидкостей. Их предельные концентрации в транспортируемых средах не ограничены. Трубы и фасонные изделия изготавливаются номинальным давлением 27,6 МПа (276 кг/см²). Минимальный коэффициент запаса прочности по герметичности для линейных труб и фасонных изделий-2,3. Максимальная температура транспортируемой среды +150 °С.

Внедрение стеклопластиковых труб на Кальчинском месторождении позволит исключить систематические отказы промышленных нефтепроводов, вызванные внутренней коррозией, а также продлит их срок эксплуатации до 20 лет, что повлечет за собой сокращение затрат на ремонт аварийных участков и ликвидацию аварий.

Литература

1. Технологический регламент по эксплуатации трубопроводов нефтесборной сети и трубопроводов системы поддержания пластового давления Кальчинского нефтяного месторождения. – Тюмень, 2012. – С. 12–16.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЫСОКОПРОЧНЫХ КОМПОЗИТНЫХ МАНЖЕТ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ДЕФЕКТНЫХ СЕКЦИЙ ТРУБОПРОВОДА

Д. О. Щербаков

Научный руководитель, доцент О. В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождения газа и нефти в России расположены гораздо дальше от потребителей, чем в любой другой стране мира. Отсюда следует, что эффективность и надежность функционирования нефтяной и газовой промышленности во многом зависят от надежной и безопасной работы трубопроводных систем [1].

Из отчета Ростехнадзора следует, что в 2014 год экономический ущерб от аварий составил 96,5 млн руб., из них прямые потери от аварий составили 66,4 млн руб., затраты на локализацию и ликвидацию последствий аварий составили 27,95 млн руб., экологический ущерб - 1,7 млн руб., ущерб, нанесенный третьим лицам - 453,4 тыс. руб. [2].

Анализ результатов технических расследований аварий показывает, что основными причинами возникновения аварий в 75% случаях явилось воздействие внутренних опасных факторов связанных с физическим износом, коррозией металла трубы и растрескивания под напряжением.

Поэтому анализ и разработка эффективных ремонтных конструкций в виде многослойных бандажей из высокопрочных неметаллических материалов, которые будут использоваться для ремонта дефектов трубопроводов и при этом не приводящих к остановке процесса транспортировки энергоносителей, а также позволяющее во много раз сократить стоимость проведения ремонтных работ, представляется актуальной задачей.

Существует множество различных вариантов ремонтных муфт. Но все они делятся на обжимные и не обжимные, причем это касается как стальных, так и композиционных муфт. По РД ОАО «Транснефть» ремонт с применением не обжимной стальной муфты относится к «временному» методу ремонта, а ремонт с применением обжимной стальной муфты – к «постоянному». Принципиальное отличие обжимных муфт состоит в том, что они позволяют компенсировать внутреннее давление на дефектном участке за счет создания контактного давления снаружи [3].

При обзоре методов и материалов для проведения ремонтных работ особое внимание обращалось на способ проведения ремонта по технологии «Бритиш газ», или «КМТ» (композиционно-муфтовая технология). На дефектном участке центрируется и заваривается продольными швами, разрезная стальная муфта внутренним диаметром превышающая наружный диаметр трубопровода. Торцы муфты заполняются быстротвердеющим герметиком, а в образовавшееся межтрубное пространство через технологические отверстия нагнетается



Рис. 1. Установка муфты КМТ

полимерный отверждающийся компаунд. Это универсальная технология ремонта всех типов дефектов, к тому же, позволяющая, обходиться без остановки перекачки продукта. Из Рис. 1, можно представить объем земляных работ и масштабы привлечения специальной и тяжелой техники, трудовых ресурсов в процессе монтажа КМТ. Да и качество ремонта сильно зависит от строгого соблюдения технологии ремонта – например, при заполнении межтрубного пространства композитным материалом возможно образование воздушных пузырей, снижающих прочностные свойства данной муфты [4].

В последние годы, наиболее используются композитные бандажи на основе стеклянных и углеродных волокон, создана нормативная база на ремонт трубопроводов композитными системами, расширяется номенклатура используемых композитных материалов. Так, например, американская компания разработала уникальную технологию на основе композитных манжет Clock Spring.

Манжета представляет собой полосу высокопрочного композитного материала на основе однонаправленного специального стекловолокна с матричной памятью свёртывания.

Перед установкой манжеты все дефекты на поверхности трубы заделываются передающей нагрузку мастикой с высоким сопротивлением сжатию. Затем на ремонтируемый участок трубы наматывают композитную манжету, промазывая каждый виток полосы слоем быстротвердеющего прочного адгезива. После установки манжеты труба и три указанных компонента (полоса композита, мастика и адгезив) образуют единую систему с жесткостью, превосходящей новую трубу класса Х80.

Манжета предотвращает аварии, снимая или снижая до допустимых нагрузки в местах дефектов, а также расширяя зону упругих деформаций в местах значительного истончения стенок трубы. Плотность прилегания манжеты к стенкам трубы и полная передача на неё избыточной нагрузки со стенок трубы обеспечиваются: матричной памятью; специальной мастикой, заполняющей все неровности и передающей нагрузку в местах дефектов; адгезивом, не позволяющим слоям манжеты перемещаться друг относительно друга и стенок трубы; установкой манжеты при пониженном давлении [8].

При возвращении рабочего давления установленная манжета сразу оказывается нагруженной и работает «без люфта», растягиваясь в радиальном направлении вместе со стенками трубопровода при изменении давления.

Способность манжеты Clock Spring снимать локальные напряжения и расширять зону упругих деформаций трубы позволяют ей сдерживать развитие стресскоррозии и предотвращать лавинообразное разрушение трубы, если в силу внешних факторов стресскоррозия всё же возникла.

Российские разработчики пошли дальше и предложили ремонтную стеклопластиковую муфту из ГАРС.

Витки муфты из композиционного материала, а также локальные участки стенки поврежденного трубопровода склеиваются и изолируются химстойким клеевым составом.

В результате проведенных научных исследований разработаны: муфты из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика (ГАРС) ТУ 2296 – 152 – 05786904 – 99; клеевые составы для ремонта каверн трубопроводов и склеивания витков муфт из ГАРС ТУ 2252 – 154 – 05786904 – 99; оборудование, на котором нарабатываются муфты из ГАРС.

Проведенные испытания муфт дали, следующие результаты:

1. Циклические испытания муфты, установленной на отрезке трубы диаметром 800 мм с предварительно нанесенным дефектом в виде трещины. Труба подвергалась воздействию циклических нагрузок в диапазоне от 20 до 60 кг/кв. см. После 20 000 циклов муфта не потеряла несущей способности.

2. По разработанным методикам Газпрома и «Востокэнергоэкспортстрой» проведены натурные производственные испытания муфт на предприятиях, транспортирующих газ и нефть [3].

По техническим характеристикам разработанные материалы и технология превосходят американский аналог фирмы «CLOCK SPRING» (таблица).

Таблица

Сравнительная таблица физико-механических характеристик муфт из ГАРС и манжет фирмы «Clock Spring» [3]

	Наименование показателей	Муфты из ГАРС	Манжеты Clock Spring
1.	Предел прочности при растяжении $G_{\text{раст}}$, Мпа	950	900
2.	Предел прочности при изгибе $G_{\text{изг}}$, Мпа	1 050	950
3.	Предел прочности при сжатии $G_{\text{сж}}$, Мпа	700	600
4.	Предел прочности при сдвиге $T_{\text{сдв}}$, Мпа	50	50
5.	Модуль упругости при растяжении $E_{\text{раст}}$, Мпа	52 000	38 000

Аналитический обзор показал, что в последнее время, как в мире, так и в России большое внимание уделяется методам ремонта трубопроводов с применением муфт типа «Clock Spring».

Существенное различие физико-механических характеристик материалов трубы и композита, требует более глубокого изучения их совместной работы как в упругой, так пластической области деформирования.

В этой связи, разработка новых конструктивных решений по применению композитных муфт и методам их расчета является актуальной темой исследования и будет продолжена в следующих работах.

Литература

1. Экономическая география, трубопроводный транспорт. URL: <http://geographyofrussia.com/truboprovodnyj-transport/>. Дата обращения-01.02.2016.
2. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. URL: <http://www.gosnadzor.ru/public/annual-reports/%D0%93%D0%94%202014.pdf>. Дата обращения-02.03.2016.
3. Романцов С. В. Экспериментальные исследования и практические разработки по стеклопластиковым муфтам в ООО "Севергазпром" / НТС "Транспорт и подземное хранение газа". – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2005. - № 5, Дата обращения-30.01.2016.
4. С.М.Верещака. Прочность локальных дефектных участков стальных трубопроводов с ремонтным банджом из стеклопластика. Дата обращения-03.02.2016.
5. The American Society of Mechanical Engineers. Repair of Pressure Equipment and Piping. ASME PCC-2-2006. – N. Y.: ASME, 2006. Дата обращения-27.01.2016.
6. РД 153 39.4-067-00 «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов».
7. ВСН 39-1.10-001-99 «Инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композиционными материалами». Дата обращения-05.02.2016.
8. Материалы с официального сайта The Clock Spring Company (www.cbckspring.com). Дата обращения-24.01.2016.

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, НИЗКОКАРБОНОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РОСТ В СТРАНАХ СНГ

А. А. Вазим, И. И. Азимжанов

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Поддержка Россией идеи устойчивого развития, обозначила направление повышения конкурентоспособности экономики – путём снижения энергоёмкости ВВП. Вступление во Всемирную торговую организацию обозначило сроки и размер этого снижения – в течение 2007–2020 гг. на 40 %. Однако, несмотря на определенные достижения в последние годы, данный показатель все еще остается почти в 2,5 раза выше среднемирового уровня. При этом может оказаться, что данный размер снижения энергоёмкости ВВП в указанные сроки достигнут не будет. Так, Министр энергетики РФ А. В. Новак, на совещании 9 апреля 2014 г. отмечал, что темп снижения энергоёмкости ВВП, 2011–2013 гг. по отношению к 2007 г., устойчиво ниже запланированных величин. В условиях, когда среди экспертов доминирует мнение о снижении энергоёмкости мирового хозяйства, такое отставание представляется как недостаточная эффективность экономики России. [1] Продолжение политики энергосбережения приведёт к снижению энергоёмкости ВВП к 2040 г. на 45% по сравнению с 2010 г. (на 2 % в год) в Базовом сценарии и в два раза (на 2,3 % в год) в сценарии «Другая Азия». Прогнозируемые темпы снижения энергоёмкости ВВП России будут в 2,8-2,1 раза ниже достигнутых в 2000-2008 гг., когда они составляли в среднем 5,8% в год. Базовый сценарий – предполагает отсутствие сколько-нибудь значимых технологических революций и прорывов. «Другая Азия» – сценарий, в котором мир сталкивается к концу периода с жесткими ресурсными ограничениями. При этом, создаются очень благоприятные возможности для стран-производителей энергоресурсов, в том числе и России. [2] Однако падение цен на углеводороды не было запланировано ни в Базовом сценарии, ни в альтернативном. Поэтому мероприятия по повышению энергоэффективности и снижению нагрузки на природную среду вынужденно замедляются.

В сценарии Бритиш Петролеум произведено сравнение результатов политики энергосбережения и снижения выбросов CO₂ в период 1994–2014 гг. и в период 2014–2035 гг. (Рис. 1) [3]

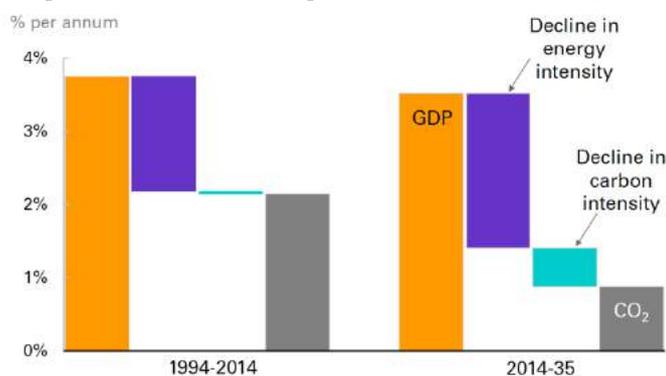


Рис. 1 Отделение роста выбросов от роста ВВП.

На этом рисунке заметно возрастание роли интенсивных факторов в производстве первичной энергии и резкое возрастание роли снижения выбросов углекислого газа. К условиям снижения выбросов CO₂ можно отнести деятельность как по переходу на низкоуглеродное топливо для автомобилей и обогрева зданий, так и изменению структуры энергетики страны.

Далее рассмотрим динамику показателей, способствующих устойчивому развитию и стабильности экологической среды: энергоэффективность, выбросы углекислого газа в соотношении с ВВП и потреблённой энергией, а также переход к низкоуглеродной энергетике.

Снижение энергоёмкости. В качестве показателя энергоэффективности страны часто используется энергоёмкость страны, являющаяся отношением общего предложения первичной энергии (ОППЭ) к валовому внутреннему продукту (ВВП) страны. Согласно данным Организации экономического сотрудничества и развития (далее – ОЭСР) энергоёмкость ВВП в мировой экономике в целом с 2000 по 2013 гг. снижается с 0,22 до 0,16 общего предложения первичной энергии на единицу ВВП, рассчитываемой как количество тонн нефтяного эквивалента (тнэ) на единицу ВВП (тысяча долларов США 2005 г.). Энергоёмкость ВВП России в этот же период снижается с 0,49 до 0,33. В Канаде – с 0,25 до 0,19. В Норвегии не изменилась – 0,13. Для сравнения: в Китае снижение происходит с 0,29 до 0,22; в США – с 0,20 до 0,15; в Европейском союзе (28 стран) – с 0,14 до 0,11; стран ОЭСР – с 0,16 до 0,13; в Японии – с 0,14 до 0,11. См. табл. 1.[4].

Таблица 1
Производство первичной энергии тонн нефтяного эквивалента (тнэ) на единицу ВВП по ППС в 1990, 2000
и 2013 гг. по странам СНГ

Страны	Годы			
	1990	2000	2013	2013/1990
Канада	0,28	0,25	0,19	0,68
Чехия	0,29	0,22	0,16	0,55
Эстония	0,61	0,30	0,24	0,39
Финляндия	0,25	0,22	0,19	0,76
Франция	0,16	0,14	0,12	0,75
ФРГ	0,17	0,13	0,11	0,65
Исландия	0,34	0,36	0,48	1,41
Япония	0,13	0,14	0,11	0,85
Норвегия	0,15	0,13	0,13	0,87
Польша	0,33	0,20	0,14	0,42
Словакия	0,34	0,25	0,15	0,44
Швеция	0,22	0,17	0,14	0,64
Великобритания	0,16	0,12	0,09	0,56
США	0,24	0,20	0,15	0,63
ЕС-28	0,17	0,14	0,11	0,65
ОЭСР	0,19	0,16	0,13	0,68
Бразилия	0,13	0,11	0,11	0,85
КНР	0,70	0,29	0,22	0,31
Индия	0,30	0,19	0,13	0,43
Россия	0,47	0,49	0,33	0,70
Армения	0,74	0,29	0,15	0,20
Азербайджан	0,42	0,35	0,10	0,24
Беларусь	0,62	0,38	0,19	0,31
Грузия	0,36	0,22	0,14	0,39
Казахстан	0,40	0,28	0,24	0,60
Киргизия	0,55	0,26	0,25	0,46
Молдавия	0,47	0,38	0,21	0,45
Таджикистан	0,31	0,33	0,14	0,45
Туркмения	0,64	0,69	0,42	0,66
Узбекистан	0,83	0,93	0,32	0,39
Украина	0,52	0,63	0,34	0,65
Мир в целом	0,22	0,19	0,16	0,73

Безусловным лидером снижение энергоёмкости ВВП является КНР – 0,31. Второй значимой страной достигших успехов следует считать Индию (0,43). Затем следуют бывшие социалистические страны – Эстония (0,39), Польша (0,42), Словакия (0,44). Однако эти страны не сопоставимы с Россией ни по населению, ни по территории, ни по социально-экономической политике (восточно-европейские члены ЕС снисходительно смотрят на резкое сокращение производства и эмиграцию молодых кадров из страны).

Среди стран СНГ лидером по снижению энергоёмкости является Армения (сокращение на 80 %), которая столкнулась в 1990-х годах с блокадой поставок энергоресурсов и была вынуждена, не взирая на экономические издержки, проводить программу энергосбережения. На втором месте по сокращению энергоёмкости стоит соседний Азербайджан – 0,31. Хотя данная страна является производителем и экспортером энергоресурсов, однако Азербайджан стал лидером по привлечению прямых иностранных инвестиций, и сумел так резко сократить энергоёмкость своего ВВП. На третьем месте стоит Белоруссия – 30,6. Данная страна, ограниченная в энергоресурсах, стремится развивать свое машиностроение и другие отрасли, дающие значительный объём добавленной стоимости.

Хуже всех в СНГ результаты оказались у Туркменистана – 0,66. Эта страна, как и Азербайджан, является производителем и экспортером энергоресурсов. Однако нехватка инвестиций приводит к ограничениям по снижению энергоёмкости. Украина, схожая с Белоруссией по источникам энергоресурсов, тем не менее, также оказалась в конце списка по снижению энергоёмкости, на уровне Туркменистана – 0,65. Причина этого – в нехватке инвестиций в новые технологии. На третьем месте – Казахстан, с показателем 0,60.

Поэтому, выбрав вектор на сокращение потребления первичной энергии, следует рассмотреть возможные резервы повышения энергоэффективности в отраслевом разрезе.

Выбросы углекислого газа. Дополнением к энергоэффективности может служить сокращение выбросов парниковых газов, основным среди которых является углекислый газ (CO₂). Выбросы CO₂ зависят от энергоёмкости (в количестве энергии на единицу ВВП) и содержания углерода в энергетическом балансе (углерода на единицу энергии). Ниже представлена таблица 2, в которой указываются объёмы выбросов углекислого газа по странам СНГ: Азербайджан, Беларусь, Казахстан, Россия, Туркмения, Украина, Узбекистан. [6]

Таблица 2

Выбросы углекислого газа в 1985–2014 гг. по странам СНГ, млн тонн CO₂

	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2014/1990
Азербайджан	53,6	59,0	36,7	30,5	34,7	25,6	33,5	56,8%
Беларусь	105,4	113,1	61,9	61,0	64,4	67,3	76,7	67,8%
Казахстан	232,3	250,9	167,8	124,1	149,4	168,5	188,6	75,2%
Россия	2284,5	2356,2	1714,7	1557,9	1594,5	1646,1	1657,2	70,3%
Туркмения	33,9	35,7	24,5	38,1	49,8	65,4	78,1	218,8%
Украина	686,5	755,4	382,8	342,2	336,5	300,5	243,3	32,2%
Узбекистан	116,8	122,9	112,8	122,4	111,0	101,6	120,5	98,0%

Из показателей, представленных в таблице, мы видим, что лидером сокращения выступает Украина (32,2 %), на втором месте – Азербайджан (56,8%), на третьем – Беларусь (67,8%). При этом наблюдается рост выбросов – в Туркмении рост – 218,8%. Россия в этом отношении занимает среднее положение с величиной – 70,3%.

Следует отметить, что достигнутые показатели по сокращению выбросов CO₂, сведенные в таблицу, не учитывают многих факторов: от влияния динамики ВВП до совокупности принимаемых мер по снижению углеродоёмкости энергетики страны. Поэтому мы начнем изучать эти факторы подробнее.

Следующая таблица характеризует зависимость выбросов углекислого газа от объёма производства, определяемого по паритету покупательской способности в долларах 2005 г. (кратко – CO₂/ВВП ППС), измеряемого в кг углекислого газа на доллар США в ценах 2005 г.

Таблица 3

Динамика углеродоёмкости ВВП по паритету покупательской способности 1999–2013 гг. по странам СНГ, кг углекислого газа на доллар США в ценах 2005 г.

	1999	2004	2009	2010	2011	2012	2013	тренд
Армения	0,44	0,28	0,25	0,24	0,26	0,28	0,26	$y = -0,0138x + 0,4193$
Азербайджан	0,90	0,58	0,20	0,18	0,21	0,22	0,21	$y = -0,0548x + 0,8879$
Беларусь	0,88	0,64	0,45	0,45	0,41	0,41	0,41	$y = -0,0339x + 0,8509$
Грузия	0,35	0,19	0,24	0,21	0,24	0,25	0,24	$y = -0,0045x + 0,2765$
Казахстан	0,99	0,76	0,76	0,78	0,77	0,73	0,72	$y = -0,0084x + 0,8496$
Киргизия	0,54	0,48	0,48	0,45	0,50	0,67	0,56	$y = 0,0057x + 0,4528$
Молдавия	0,96	0,76	0,63	0,63	0,59	0,58	0,47	$y = -0,0294x + 0,9428$
Россия	1,26	0,93	0,75	0,78	0,76	0,71	0,70	$y = -0,0385x + 1,2056$
Таджикистан	0,42	0,26	0,17	0,16	0,16	0,17	0,19	$y = -0,0141x + 0,3515$
Туркмения	1,75	1,91	1,22	1,27	1,20	1,12	1,04	$y = -0,0569x + 1,9954$
Узбекистан	2,17	1,69	1,01	0,91	0,92	0,86	0,71	$y = -0,1120x + 2,3473$
Украина	1,52	1,03	0,81	0,83	0,83	0,81	0,77	$y = -0,0523x + 1,4420$

Анализ данной таблицы позволяет сделать следующие выводы. Прежде всего, мы видим, что показатель CO₂/ВВП ППС для представленных стран значительно отличается. Так, в 2013 г. лидером по стране с низкой углеродоёмкостью ВВП является Таджикистан (0,19), на втором Азербайджан (0,21), на третьем – Грузия (0,24). Теперь рассмотрим другой полюс. Страной с самым высоким уровнем углеродоёмкости ВВП является Туркмения (1,04), на втором Украина (0,77). Затем идет группа стран с небольшой разницей в показателе: Казахстан (0,72), Узбекистан (0,71), Россия (0,70). Это свидетельствует о существенных различиях в структуре экономик выбранных стран. Россия имеет значительные резервы для сокращения выбросов углекислого газа. Отставание России от лидерской группы выглядит непреодолимым, если бы не предыдущие успехи в сокращении данного показателя в предыдущие годы. [7]

Поэтому будет интересным изучить вопрос о стремлении страны к снижению углеродоёмкости ВВП. Это определяется с помощью коэффициента в функции тренда динамики показателя в 1999–2013 гг. Знак минус в значении коэффициента говорит о снижении выбросов CO₂ на доллар США 2005 г. величины ВВП ППС. Это позитивная тенденция. В свою очередь, знак плюс означает, что углеродоёмкость ВВП растёт. Это негативная тенденция. Такую тенденцию имеет только одна страна – Киргизия. Среди стран с позитивной тенденцией лидером является Узбекистан (–0,1120x), который, однако является антилидером по величине старта тренда (2,3473). На втором месте – Туркмения, с показателями –0,0569x и 1,9954, соответственно. Азербайджан в этом рейтинге оказался на 3 месте с показателями –0,0548x и 0,8879, соответственно. Российская Федерация закрепилась на четвёртом месте с показателями –0,0385x и 1,2056, соответственно.

Отметим кратко выводы по статье. Россия к 2013 г. остаётся страной с высоким уровнем энергоёмкости ВВП, причём снижение этого показателя также является самым низким в странах СНГ, но сопоставимым с мировым уровнем снижения. По уровню выбросов CO₂ на доллар США 2005 г. величины ВВП ППС Россия оказывается середнячком. По скорости снижения – на четвёртом месте.

Литература

1. Tsubulnikova M. R., O. S. Kupriyanova, A. B. Strelnikova. Economic assessment of environmental impact in the course of oil field development and production [Electronic resource] / IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2015. — Vol. 27: Problems of Geology and Subsurface Development. — [012076, 4 p.]. URL: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012076>
2. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. С. 123 URL: http://www.eriras.ru/files/forecast_2040.pdf
3. BP Energy Outlook 2016 edition p. 48 <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2016.pdf>
4. OECD.org.statistics. Total primary energy supply per unit of GDP <http://dx.doi.org/10.1787/888933028045>
5. International Energy Agency>Statistics> Statistics Search>Report URL: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=RUSSIA&product=indicators&year=2013>
6. BP Statistical Review of World Energy 2015. URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-workbook.xlsx>
7. Tsubulnikova M. R., D.V. Salata, A Ospanov, A. B. Strelnikova. The comparative analysis of payments for negative environmental impact in Russia and Kazakhstan [Electronic resource] / IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2015. — Vol. 27: Problems of Geology and Subsurface Development. — [012077, 5 p.]. URL: Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012077>
8. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года С. 8 URL: <http://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf>
9. Технологическая картина мировой энергетики до 2050 г <http://old.rgo.ru/wp-content/uploads/2011/02/Kartina-mira.pdf>
10. The International Energy Agency Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report. С. 67. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>
11. Primary Consumption by Fuel. bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report URL: <http://www.bp.com/statisticalreview>

**НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ НЕДВИЖИМОГО ИМУЩЕСТВА ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ КАК
ИСТОЧНИК ДОХОДОВ МЕСТНЫХ БЮДЖЕТОВ**

А. А. Анисеева

Научный руководитель, доцент А. А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

В настоящее время, одной из важнейших задач Правительства РФ является создание стабильной и эффективной налоговой системы в стране, которая в перспективе смогла бы обеспечить нам полную бюджетную устойчивость. И налогообложение недвижимости является одним из важных направлений реформирования.

В рамках совершенствования налогообложения имущества физических лиц с 2015 года в Кодекс введена новая глава 32 «Налог на имущество физических лиц». Плательщиками налога в соответствии со статьей 401 НК являются собственники: жилых домов, жилых помещений (квартир, комнат), гаражей и машино-мест, единых недвижимых комплексов с жилыми помещениями, объектов незавершенного строительства и иных зданий, строений, сооружений и помещений. Налоговая база по данному налогу определяется как кадастровая стоимость указанных выше объектов недвижимости. При расчете базы по налогу в отношении квартиры, комнаты, жилого дома или единого недвижимого комплекса, в составе которого есть хотя бы одно жилое помещение, применяются вычеты, размер которых установлен статьей 403 НК и составляет для квартиры-20 квадратных метров общей площади этой квартиры, для комнаты- 10 квадратных метров общей площади комнаты, для жилого дома-50 квадратных метров, а налоговая база в отношении единого недвижимого комплекса, определяется как его кадастровая стоимость, уменьшенная на один миллион рублей. Ставка налога определяется нормативными правовыми актами муниципальных образований исходя из кадастровой стоимости объекта. Их размер не должен превышать определенных размеров, для собственников всех вышеперечисленных объектов- 0,1% кадастровой стоимости. Если кадастровая стоимость регионом еще не определена, то: до 0,1% инвентаризационной стоимости при стоимости объекта до 300 000 рублей, от 0,1 до 0,3% при стоимости от 300 до 500 тысяч рублей, от 0,3 до 2% если стоимость свыше 500 000 рублей. Так же существуют льготы по налогу на имущество физических лиц, указанные в статье 409 НК. Налог уплачивается не позднее 1 октября года, следующего за истекшим календарным годом. Целью введения нового налога на имущество физических лиц является переход к более справедливому налогообложению исходя из кадастровой стоимости, как наиболее приближенной к рыночной стоимости этого имущества, так же увеличение доходного потенциала налоговой системы, путем перехода к новой системе. Обеспечивая равенство налогообложения и защиту социально незащищенных категорий граждан. На федеральном уровне предусмотрены налоговые вычеты в отношении объектов жилого назначения, налоговые льготы, предоставляемые отдельным категориям налогоплательщиков, а также понижающие коэффициенты, применяемые в течение первых четырех налоговых периодов после введения нового налога. Учитывая местный характер налога, широкие полномочия по установлению налога предоставлены субъектам Российской Федерации и представительным органам муниципальных образований. Так, на данный момент по решению субъекта Российской Федерации установлен порядок определения налоговой базы по налогу на имущество физических лиц. Сохранение действующего порядка временное и будет действовать до 2020 года. По решению представительных органов муниципальных образований налог вводится в

действие или прекращает действовать на соответствующей территории, определяются конкретные налоговые ставки, могут увеличиваться размеры налоговых вычетов и устанавливаться дополнительные налоговые льготы.

Рассматриваемый налог на имущество физических лиц является местным налогом, который зачисляется в местный бюджет по месту нахождения объекта налогообложения. Каждое муниципальное образование имеет собственный местный бюджет. Местный бюджет является формой образования и расходования денежных средств местного самоуправления, предназначенных для его финансового обеспечения и полного функционирования. Органы местного самоуправления обеспечивают сбалансированность местных бюджетов, соблюдение установленных требований к регулированию бюджетных отношений, размерам дефицита местных бюджетов, уровню, составу муниципального долга, исполнению бюджетных и долговых обязательств муниципальных образований. Под доходами местных бюджетов понимаются денежные средства, поступающие в безвозмездном и безвозвратном порядке в распоряжение органов местного самоуправления. К собственным доходам местных бюджетов относятся: 1) средства самообложения граждан; 2) доходы от местных налогов и сборов; 3) доходы от региональных налогов и сборов; 4) доходы от федеральных налогов и сборов; 5) безвозмездные перечисления из бюджетов других уровней, включая дотации на выравнивание бюджетной обеспеченности муниципальных образований, иные средства финансовой помощи из бюджетов других уровней, другие безвозмездные перечисления; 6) доходы от имущества, находящегося в муниципальной собственности; 7) часть прибыли муниципальных предприятий, остающаяся после уплаты налогов и сборов и осуществления иных обязательных платежей, в размерах, устанавливаемых нормативными правовыми актами представительных органов муниципального образования, и часть доходов от оказания органами местного самоуправления и муниципальными учреждениями платных услуг, остающаяся после уплаты налогов и сборов; 8) штрафы, установление которых в соответствии с федеральным законом отнесено к компетенции органов местного самоуправления; 9) добровольные пожертвования; 10) иные поступления в соответствии с федеральными законами, законами субъектов РФ и решениями органов местного самоуправления. Состав собственных доходов местных бюджетов может быть изменен федеральным законом только в случае изменения перечня вопросов местного значения и (или) изменения системы налогов и сборов РФ. Федеральный закон, предусматривающий изменение состава собственных доходов местных бюджетов, вступает в силу с начала очередного финансового года, но не ранее чем через три месяца после его принятия. В доходы местных бюджетов зачисляются субвенции на осуществление органами местного самоуправления отдельных государственных полномочий, переданных им в порядке наделения.

Формирование, утверждение, исполнение местного бюджета и контроль за его исполнением осуществляются органами местного самоуправления самостоятельно с соблюдением законодательных требований. Органы местного самоуправления в порядке, установленном федеральными законами и принимаемыми в соответствии с ними иными нормативными правовыми актами, представляют в федеральные органы государственной власти или органы государственной власти субъектов РФ отчеты об исполнении местных бюджетов.

Как сообщила руководитель департамента финансов Елена Зяббарова на заседании правительства Москвы, доля региональных и местных налогов в общем объеме налоговых поступлений будет увеличиваться с опережающим темпом по сравнению с федеральными налогами и составит в 2016 г. 11%.

«До текущего года удельный вес региональных и местных налогов никогда не превышал и 10%. Это увеличение обусловлено предпринятыми в городе мерами по введению торгового сбора, переходом уплаты налога на имущество по торговым и офисным помещениям, исходя из кадастровой стоимости, введением налога на имущество физических лиц на основе кадастровой оценки. Всего же по региональным и местным налогам будет получено дополнительно 15 млрд руб. в 2016 г. к ожидаемой оценке года текущего с увеличением на 11%», - пояснила Е.Зяббарова.

Можно сказать, что доля налога на имущество физических лиц не является основным доходом местных бюджетов, так как доходные поступления от него в бюджет, даже по процентному соотношению не слишком велика. Но, хочется отметить, что переход к новой системе налогообложения, исходя из кадастровой стоимости, как наиболее приближенной к рыночной, является большим продвижением вперед всей налоговой системы страны.

Литература

1. Журавлева Т. А. Налоги как систематизирующий фактор экономического развития / Т.А. Жидкова // Финансы и кредит. - 2010. - № 4. - С. 47-49.
2. Налоги и налогообложение. Черкасова И.О., Жукова Т.Н. Вектор, М, -2011.
3. Налогообложение физических лиц: Учебник / ФГОУ ВПО Финансовый университет при Правительстве РФ; Под ред. Л.И. Гончаренко. - М.: НИЦ Инфра-М, 2012. - 238 с.
4. Пансков В.Г.О принципах налогообложения физических лиц / В.Г. Пансков// Финансы. - 2010. - № 1. - С. 22 - 27.
5. Налоги и налогообложение: Учебное пособие / В.Р. Захарьин. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ИД ФОРУМ: НИЦ Инфра-М, 2013. - 320с.
6. Федеральная налоговая служба. Налогообложение в Российской Федерации. Налог на доходы физических лиц 2016 [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <https://www.nalog.ru/rn77/taxation/taxes/imuch2016/> (Дата обращения 12.03.2016)
7. "Основные направления налоговой политики Российской Федерации на 2016 год и плановый период 2017 и 2018 годов" РФ [Электронный ресурс]: // Справочно-правовая система «Консультант Плюс». Дата обращения 14.03.2016.

8. Юридический портал «Закон сегодня» [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://law.today.ru/razdel/biblio/mnucipial/065.php> (Дата обращения 06.10.2014).
9. Юридическая и налоговая консультация онлайн [Электронный ресурс]: Налог на недвижимое имущество физических лиц с 1 января 2016 года (Закон от 04.10.2014 №284-ФЗ): понятие, ставки, льготы, порядок и сроки уплаты [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: http://yuridicheskaya-konsultaciya.ru/nalogi/nalog_na_imuschestvo_fizicheskikh lits.html (Дата обращения 16.03.16).
10. «Библиофонд» Электронная библиотека студента. Налогообложение имущества физических лиц [Электронный ресурс] — Режим доступа. — URL: <http://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=725294> (Дата обращения 17.03.2016)

ОСОБЕННОСТИ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПЛАНИРОВАНИЯ В НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

К. Н. Ахмадеев, А. Ю. Рачилин

Научный руководитель, доцент В. Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Исследования и практика менеджмента в сырьевой промышленности свидетельствуют о качественных изменениях условий функционирования и развития предприятий. Глобализация и изменение границ сырьевого сектора выводят бизнес-процессы за рамки отдельных предприятий. Предприятия становятся элементами стратегических сетей регионов с меняющимся составом участников из разных отраслей экономики. Эффективный стратегический менеджмент становится критически важным для обеспечения конкурентоспособности предприятий. В складывающихся условиях он все более носит междисциплинарный характер, интегрируя концепции, модели и инструменты экономики и принятия решений, маркетинга и финансов, социологии и психологии. Стратегия, организация и процессы бизнеса тесно взаимосвязаны и образуют целостность каждой компании. Эффективность модели бизнеса компании существенно зависит от согласованности этих элементов, от соответствия их друг другу.

Кемеровская область является одним из наиболее значимых горнодобывающих регионов в Российской Федерации. В составе области находятся 20 городов, 19 сельских районов, 23 посёлка городского типа, 167 сельсоветов. Самые крупные города Новокузнецк (563,5 тыс. жителей) и Кемерово (521,2 тыс. жителей), города Прокопьевск, Белово, Ленинск-Кузнецкий, Киселёвск, Междуреченск имеют свыше 100 тысяч человек населения. Доля Кемеровской области в общем объёме промышленного производства Российской Федерации составляет около 2,5–3,0%. В том числе, на долю Кемеровской области приходится 58 процентов добычи каменных углей в России и 76 процентов добычи всех коксующихся углей. В области производится 12 процентов проката черных металлов и 12 процентов стали, 7 процентов волокон и нитей химических. Кемеровская область с территорией 95,5 тыс. кв. км обладает большим минерально-сырьевым потенциалом, освоение которого позволило ей войти в число передовых промышленно развитых регионов России. [1] Она является крупным производителем и одновременно потребителем минеральных ресурсов. Из области вывозятся, в основном, уголь и природно-богатое алюминиевое сырьё (уртиты), а завозится много других видов полезных ископаемых — от бележгущихся глин, стекольных песков и легирующих добавок для металлургического производства до природного газа. Здесь известны объекты практически всех видов минерального сырья: от жидких и газообразных углеводородов до строительных материалов и минеральных подземных вод. Без сомнения профилирующими полезными ископаемыми в Кемеровской области являются уголь и железо — основа чёрной металлургии. Многие из полезных ископаемых интенсивно разрабатываются: каменный уголь, железные руды, строительные материалы, полиметаллы, золото, нефелиновые руды, подземные питьевые и минеральные воды.

Но, как и в любом другом регионе, в Кемеровской области у недропользователей существует ряд проблем:

- 1) Высокие темпы роста себестоимости основных видов продукции. Так, например, затраты на добычу 1 тонны угля возрастают ежегодно на 20%;
- 2) Высокие транспортные издержки производителей, так как основные потребители угольной и металлургической продукции находятся на расстоянии 4-5 тыс. км от Кемеровской области;
- 3) Ограниченность собственной сырьевой базы для предприятий черной металлургии;
- 4) Несоответствие системы профессионального образования запросам рынка. В регионе актуальной является проблема нехватки специалистов средней квалификации и квалифицированных рабочих.

С целью повышения эффективности развития региона, в том числе сырьевого сектора, был разработан документ: «Стратегия социально-экономического развития Кемеровской области до 2025 года». Основной целью данной стратегии является повышение конкурентоспособности экономики региона и рост на этой базе благосостояния жителей области. Основные направления, на которые следует обратить внимание, при реализации программы развития это:

1. Комплексная переработка добываемого сырья и эффективное его использование;
2. Развитие потребления продукции региона, поддержка выхода производителей Кемеровской области на новые рынки;
3. Снятие инфраструктурных ограничений для развития угольного сектора экономики области;
4. Обеспечение технологического подъема экономики Кемеровской области;
5. Развитие системы подготовки кадров, устранение диспозиций в развитии рынка труда;
6. Развитие инновационных центров и инновационного продукта в Кемеровской области; [2].

Для региона, указанные тенденции в развитии корпоративного сектора, имеют противоречивую значимость. С одной стороны, они создают возможность появления крупных игроков, способных реализовать масштабные инвестиционные проекты и обладающих устойчивостью к рыночным колебаниям цен, с другой стороны снижают потенциал влияния органов региональной и муниципальной власти на крупные компании. В частности, область уже страдает от того, что крупные компании реализуют свою продукцию, произведенную в регионе, по трансфертным ценам, проводя сделки по рыночной цене через торговые компании за пределами области. По оценкам администрации области за счет использования трансфертных цен и толлинга (переработка иностранного сырья с последующим вывозом готовой продукции) объем экономики крупнейших компаний на уплате только налога на прибыль в бюджет региона достигает 3-4 млрд. руб. в год. Отметим, что реализация стратегической стратегии развития региона – повышение конкурентоспособности его экономики и рост на этой базе благосостояния жителей региона – предполагает решение основных, тесно взаимосвязанных, с ней подцелей и делает необходимой реализацию ряда крупных стратегических проектов, среди которых обеспечение стабильного роста в базовом секторе экономики на основе:

- развития сырьевой базы данного сектора экономики;
- наращивания потребления продукции базового сектора внутри страны и выхода на новые рынки;
- снятие инфраструктурных ограничений, которые влияют на развитие региона и предприятий базового сектора его экономики;
- развития системы подготовки кадров, стабилизации рынка труда и развития системы расселения. В то же время, в Стратегии выделен ряд рисков, которые могут нарушить реализацию направлений развития региона на долгосрочную перспективу, среди которых:

1. Риск зависимости экономики и бюджетной сферы региона от конъюнктуры на мировых товарных рынках угля и металла;
2. Риск ухудшения ресурсной базы Кемеровской области;
3. Экологические риски Кемеровской области;
4. Риск технологического отставания региона и др.

В каждом регионе есть свои особенности, своё ключевое звено, которое тянет за собой всю экономику. В Кемеровской области это – угольная промышленность и металлургия, на долю только этих двух отраслей приходится 70% всего объема отгруженных товаров, произведенных в Кузбассе, и более 40% от общего объема валового регионального продукта области. Кузбасс обладает необходимыми объективными предпосылками для дальнейшего увеличения объемов добычи и сохранения положения ведущего угольного бассейна страны. В его недрах хранится 265 млрд. тонн угля, которые сегодня наиболее благоприятны по условиям освоения и составляют 44,5% аналогичных запасов стран СНГ. В Кузбассе за все годы его эксплуатации добыто 6,5 млрд. тонн угля [3]. Исходя из этого, а также, принимая во внимание то, что в условиях реструктуризации рыночной экономики намечился более разумный подход к определению объема добычи угля, есть все основания полагать, что его выгодных для добычи запасов хватит на десятки веков.

Стратегия развития Кемеровской области на период до 2025 г. По большинству направлений не будет реализована. Основная причина сложившейся ситуации (помимо кризиса) состоит в том, что при принятии Стратегии совершенно не были учтены интересы сложившихся в регионе бизнес - структур. Власть и бизнес вряд ли смогут найти консенсус для реализации ряда из направлений Стратегии, особенно тех, которые касаются кардинальных технологических изменений производства продукции с весьма длительным периодом их реализации и неясными, туманными перспективами получения от них финансовой отдачи. Следовательно, Кемеровской области нужна новая парадигма развития, которая будет опираться не столько на благоприятную конъюнктуру мировых рынков, сколько на рост эффективности всех элементов, составляющих экономическую конструкцию региона. Основным источником дальнейшего социально-экономического развития Кемеровской области, должно стать, повышение эффективности экономики, ее базовых видов деятельности, на основе роста производительности труда. Региону, очевидно, необходимо научиться более рационально распоряжаться своими уникальными природными и минерально-сырьевыми ресурсами, капиталом и трудовым потенциалом. Вероятнее всего, что сегодняшний каркас региональной экономики сохранится на длительную перспективу. Основным источником роста на Кузбассе по-прежнему будут традиционные отрасли специализации (металлургия, угольная и химическая промышленность). Именно в этих отраслях и необходимо осуществлять внедрение новых инновационных проектов. Осуществлять эту сложнейшую задачу возможно только совместными усилиями бизнеса, региональных органов власти и общества в целом.

Литература

1. Официальный сайт Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Кемеровской области. [электронный ресурс]. – Режим доступа: http://kemerovostat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/kemerovostat/ru/, свободный – Загл. с экрана.
2. Официальный сайт Всероссийского научно-исследовательского геологического института. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vsegei.ru/>, свободный – Загл. с экрана.
3. Официальный сайт Библиотеки законов и нормативных актов Российской Федерации. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://bazazakonov.ru/>, свободный – Загл. с экрана.

**УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВНО-
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ**

Ф. Г. Бабаева

Научный руководитель, старший преподаватель Н. Г. Кузьмина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Устойчивое развитие страны обеспечивается сбалансированным развитием экономики, энергетики и общества при стабилизации экологической безопасности. Основой развития экономики страны и обеспечения благосостояния населения является электроэнергетика, которая в силу своих технологических особенностей оказывает вредное влияние на окружающую среду. Для выполнения стратегической задачи по повышению валового внутреннего продукта потребуются дополнительное увеличение добычи, производства и использования топливно-энергетических ресурсов, что усилит давление на окружающую среду, состояние которой и без того находится в кризисном положении. Традиционно индустриальное развитие, при котором ресурсы расходуются «по потребности», т. е. запасы природных ресурсов неисчерпаемы и экономить их не обязательно, привело к экологическому кризису (исчерпание природных ресурсов, качественное изменение биосферы, в связи с загрязнением окружающей среды), который постепенно перерастает в экологическую катастрофу (разрушение озонового экрана, климатическая нестабильность, обезвоживание материков, исчезновение многих видов животных и растений). Кроме экологических проблем появились экономические и социальные проблемы:

- с каждым годом растут затраты на добычу и использование природных ресурсов и увеличивается удельная энергоемкость единицы продукции;
- загрязнение окружающей среды ведет к ухудшению здоровья населения, к сокращению продолжительности жизни.

Для предотвращения глобального и локального экологических кризисов в соответствии с Программой устойчивого развития, принятой в 1997 г. как Декларация Рио, необходимо всем странам, как развитым, так и развивающимся перейти на устойчивое экологически безопасное социально-экономическое развитие, позволяющее удовлетворять настоящие потребности и не ставить под угрозу потребности будущих поколений.

Ухудшение экологической ситуации в России связано с резким сокращением затрат на природоохранные мероприятия в период рыночных реформ с 1992 по 1996 годы, что привело к резкому ухудшению социально-экономического развития, последствия которого не удастся ликвидировать до сих пор. Возможные затраты на охрану окружающей среды не могут компенсировать ущерб, наносимый природе.

Россия имеет природных ресурсов на душу населения в 2...2,5 раза больше, чем США, в 6...8 раз больше, чем Германия и в 18...20 раз больше, чем Япония. В то же время по производству ВВП и его энергоемкости существенно уступает всем развитым индустриальным странам.

Общеизвестным фактом является то, что энергетическая безопасность страны, т. е. уровень развития экономики и комфортность жизни населения зависит от количества потребляемых топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). За 120 лет с 1850 года население планеты Земля утроилось, а потребление энергии увеличилось в 12 раз. При таких темпах потребления оно увеличится к 2050 г. еще в 5 раз.

Быстрый рост мирового потребления ТЭР приводит к усилению негативного воздействия на окружающую среду. При этом наибольшее воздействие оказывает электроэнергетика. Одну треть добываемых в мире ТЭР потребляют тепловые электростанции (ТЭС).

Среди выбрасываемых в атмосферу газов, вызывающих разрушение озонового слоя, является углекислый газ (CO₂). Его вклад в глобальное потепление оценивается в 55 %. Выброшенная в атмосферу тонна CO₂, независимо от места его выброса, будет способствовать проявлению «парникового эффекта», существенного для атмосферы Земли в целом.

Проблемы, связанные с уменьшением запасов топлива, заставляют обращать все большее внимание на возобновляемые источники энергии, использование которых не влияет на тепловой баланс Земли. В настоящее время только установленная мощность гидравлических станций (ГЭС) соизмерима с мощностью ТЭС, а действующие ветряные и солнечные электростанции имеют установленную мощность на два порядка меньше тепловых. Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии на современном технологическом уровне обходится очень дорого.

Решающим фактором загрязнения окружающей среды является производство и использование энергии (Э), т. к. потребление и отдача энергии и является самой жизнью. Потребление энергии на одного жителя и энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) стали в экономической науке основными показателями, характеризующими эффективность использования ТЭР. Экологическую ситуацию характеризуют удельные показатели выбросов CO₂.

Разные страны загрязняют окружающую среду по-разному в зависимости от уровня жизни населения, индустриального развития и экологической политики государства. В работе проанализировано развитие России и других стран с момента принятия Декларации Рио за 19 лет (с 1995 по 2014 гг.). Для сравнения, рассмотрены экономики: США, Японии, стран ЕС (Франции, Германии, Великобритании), и стран торгово-экономического союза БРИКС (Бразилии, Индии, Китая, ЮАР). За рассмотренный период времени США, Япония и страны ЕС удвоили ВВП, при этом потребление энергии увеличили на 15...20 %, а выбросы CO₂ снизили на 5...10 %. Китай увеличил ВВП более чем в 6 раз, потребление энергии – в 5 раз, а выбросы CO₂ увеличил в 2,6 раза. Индия увеличила ВВП в 22,7 раза, потребление энергии – в 3 раза, а выбросы CO₂ – в 2,4 раза. Россия увеличила ВВП в 3,7 раза, потребление энергии не изменила, а выбросы CO₂ снизила на 8 %.

Из приведенных данных следует, что темпы роста экономики у стран БРИКС значительно выше, чем у стран ЕС, США и Японии. Соответственно потребление энергии и выбросы углекислого газа тоже выше.

Устойчивое развитие экономики характеризуется не столько ростом абсолютных величин, сколько улучшением качественных показателей. Экономическое развитие рассмотренных стран и его воздействие на окружающую среду представлено в таблице [1–3].

Таблица

Показатели энергопотребления и выбросов CO₂

Страны	1995 г.				2014 г.			
	Э/Н, кВт·ч/ чел.	ВВП/Н, тыс. долл./ чел.	Э/ВВП, кВт·ч/ долл.	CO ₂ /ВВП, кг/долл.	Э/Н, кВт·ч/ чел.	ВВП/Н, тыс. долл./ чел.	Э/ВВП, кВт·ч/ долл.	CO ₂ /ВВП, кг/долл.
Япония	7,91	41,16	0,19	0,22	7,10	37,49	0,19	0,24
США	12,60	27,55	0,46	0,75	12,00	54,44	0,22	0,31
Франция	7,28	26,29	0,32	0,22	8,48	39,13	0,21	0,11
Германия	6,61	26,19	0,25	0,38	6,37	46,33	0,14	0,16
Великобритания	6,01	19,02	0,30	0,48	5,16	39,82	0,13	0,16
Россия	5,80	4,47	0,91	1,88	6,09	24,90	0,24	0,47
Китай	0,84	2,30	0,39	1,15	3,54	13,25	0,26	0,46
Бразилия	1,95	4,08	0,42	0,38	2,83	15,89	0,18	0,14
Индия	0,44	0,35	1,27	2,78	1,00	5,72	0,17	0,30
ЮАР	4,73	3,97	1,19	2,04	4,68	13,09	0,36	0,65

Приведенные данные свидетельствуют о том, что все рассмотренные страны снизили энергоёмкость ВВП. Самая низкая энергоёмкость у Великобритании, а самая высокая – у ЮАР. За 2013–2014 гг. страны БРИКС, кроме ЮАР, существенно снизили энергоёмкость ВВП и достигли уровня стран ЕС, США и Японии.

Удельные выбросы CO₂ на единицу ВВП и единицу энергии свидетельствуют о несовершенстве технологий в промышленности и энергетике. Самыми существенными загрязнителями окружающей среды являются ЮАР, США, Китай и Россия, у которых удельные выбросы CO₂ в 2 раза больше, чем у других стран. Все страны Евросоюза, население которых составляет 6 % от мирового, потребляют 14 % мирового производства энергоресурсов и дают 13 % общих выбросов CO₂; при этом удельное энергопотребление в 1,4 раза ниже, чем в США. Самыми малыми загрязнителями из рассмотренных стран являются Франция и Бразилия, что можно объяснить малой долей энергии, вырабатываемой на ТЭС (20 %) по сравнению с другими странами (80–90 %). Этим же можно объяснить увеличение удельных выбросов CO₂ у Японии после остановки атомных блоков. Китай, являясь первой экономикой мира по абсолютному ВВП, имеет душевой ВВП в 4 раза меньше; потребление энергии в 3,3 раза меньше; энергоёмкость ВВП в 2 раза больше, а загрязнение окружающей среды в 1,2 раза больше, чем США. Индия стала третьей мировой экономикой при душевом ВВП в 9,5 раза меньше, чем США и одинаковой энергоёмкости и давлении на окружающую среду.

Россия, потребляя примерно одинаковое количество энергии на душу населения со странами ЕС и Японией, имеет душевой ВВП в 1,8 раза меньше, энергоёмкость ВВП в 1,5 раза больше, загрязнение окружающей среды – в 3 раза больше.

Для устойчивого развития России необходимо:

– существенно повысить темпы роста ВВП. Такая задача, может быть решена, только при переходе экономики на энергосберегающие и энергоэффективные технологии, при жестком контроле со стороны государства за соблюдением экологических норм по охране окружающей среды;

– изменить структуру генерирующих мощностей за счет увеличения доли атомных, гидравлических станций и возобновляемых источников энергии. Совершенствовать технологии сжигания топлива и использования тепловой и возобновляемых источников энергии;

– системно решать задачи повышения качества окружающей среды с позиции экономики в целом, т. е. на всех стадиях общественного производства и потребления;

– формировать экологическую культуру для осознания того, что каждый человек несет ответственность за состояние планеты Земля.

Литература

1. CO₂ emissions data from fuel combustion // Enerdata. Energy Statistical Yearbook 2014. URL: <https://yearbook.enerdata.net/CO2-emissions-data-from-fuel-combustion.html> (дата обращения: 11.01.2016).
2. Electricity production // Enerdata. Energy Statistical Yearbook 2015. URL: <https://yearbook.enerdata.net/world-electricity-production-map-graph-and-data.html> (дата обращения: 11.01.2016).
3. GDP (purchasing power parity) // Central Intelligence Agency. URL: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/2001.html> (дата обращения: 11.01.2016).

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ ЗАГРЯЗНЁННЫХ
НЕФТЕПРОДУКТАМИ**

Д. С. Белозерова

Научные руководители, доцент О. В. Пожарницкая, В. В. Коновалов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вот уже на протяжении нескольких десятилетий увеличивается вред, наносимый окружающей среде разливами нефти и нефтепродуктов. При этом наибольший ущерб наносится водным ресурсам.

Как показывает практика разливы и утечки нефти и нефтепродуктов при их добыче, переработке и транспортировке очень часто становятся неизбежными. Большая опасность возникает при авариях на нефтепроводах. Очень сложно предусмотреть все меры по защите окружающей среды предприятиями.

Попадая в почву и грунты, нефть вызывает негативные и сложные процессы, вследствие которых очистка загрязненных земельных участков, а также водных объектов является достаточно сложной проблемой. Проблема разливов нефти и нефтепродуктов на сегодняшний день является актуальной как для внутренних водных ресурсов России, так и для мира в целом.

Не менее актуальной задачей является также очистка природных ресурсов с последующей, регенерацией отходов и возвратом ценных составляющих в производство. При этом необходимо подбирать наиболее оптимальные методы ликвидации загрязнений нефтепродуктами.

Комплекс совместных, долгосрочных исследований проблемы ликвидации разливов нефти, объединяет различные сектора экономики и фокусирует внимание на поведение нефти, технологии реагирования для различных ситуаций.

Лабораторные эксперименты, полевые исследования и практический опыт сформировали знания о свойствах нефти и методах ликвидации разливов нефти.

Большая часть исследований проведена для умеренных регионов и есть не многочисленные исследования для арктических ситуаций, сопряженных с более низкими температурными условиями, с наличием морского льда.

По данным Департамента управления минеральными ресурсами США, в 2001-2010 гг. на морских платформах было зафиксировано 858 разномасштабных пожаров и взрывов (в среднем одно происшествие каждые четыре дня). Объемы нефти, транспортируемой морским путем, превышают 1,5 млрд. тонн в год – около 40% мировой добычи, что существенно превышает объем добываемой нефти на акваториях, который в последние годы изменяется в диапазоне 30-34%. При этом статистические исследования показали, что объемы аварийных разливов нефти, при ее транспортировке в 23-26 раз выше, чем при морской добыче [1].

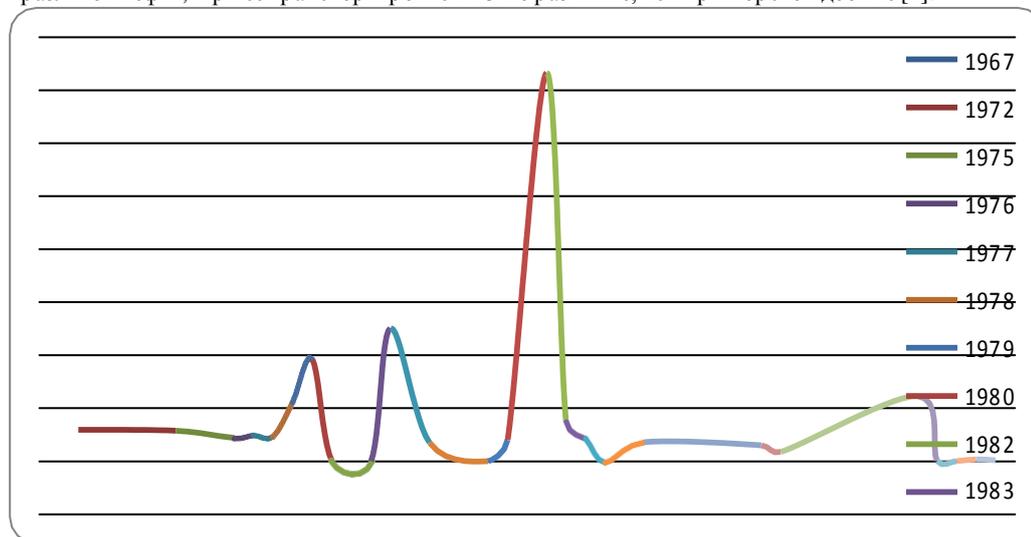


Рисунок 1. Количество разлитой нефти по данным о крупнейших разливах нефти

Данные на рисунке 1 отражают динамику разлитой нефти, по информации о крупнейших разливах, без учета случаев мелких разливов.

Статистический анализ данных по разливам нефти в морских акваториях, позволяет сделать вывод, о том, что доля крупных разливов нефти (более 700 тыс. тонн) невысока, и она на протяжении исследуемого периода снижается. Большая часть разливов нефти произошла до 2000 годов: 1970 годы – 245 случаев (54%), 1980 годы – 94 случая (21%), 1990 годы – 77 случаев (17%), 2000 годы – 35 случаев (8%) [2].

В таблице 1 представлена информация о крупнейших разливах нефти по материалам The International Tanker Owners Pollution Federation (ITOPF), доработанная авторами.

Таблица 1

Крупнейшие разливы нефти в мире

Название корабля/платформы	Год	Место нахождения	Ответственная сторона	Объем разливов нефти, тонн	Общий ущерб от катастрофы
Разлив нефти во время первой войны в Персидском заливе	1991	Персидский залив	Ирак	1 091 405	\$540 млн. долл.
Мексиканская разведочная буровая платформа «Ixtoc I»	1980	Мексиканский залив, в 100 км от Сьюдад-дель-Кармен	Государственная топливная компания Мексики — PEMEX	467 000	\$42 млн. долл.
Atlantic Empress	1979	Тобаго, Вест-Индия	South Gulf Shipping Co. Ltd. Греция	287 000	н/д
Сброс нефти в реку Колва. Нефтепровод Харьяга –Усинкс	1994	Республика Коми	ОА «Коминнефть» Россия	264 000	н/д
АВТ Summer	1991	700 морских миль от Анголы	Либерия	260 000	н/д
Месторождение Macondo. Нефтяная платформа Deep water Horizon британской компании BP	2010	Мексиканский залив	Корпорация BP, Великобритания	245 566	Свыше \$40 млрд.
Castillo de Bellver	1983	Салдана Бей, Южная Африка	Empresa Nacional Элькано Де Ла Марина Mercante Мадрид	252 000	н/д
Платформа Nowruz	1983	Персидский залив	Иран	250 000	н/д
Amoco Cadiz	1978	Бретань, Франция	Корпорация Amoco	223 000	\$85,2 млн. долл.
Odyssey	1988	700 морских миль от Новой Шотландии, Канада	Polembros Shipping Ltd. Великобритания	132 000	н/д
Torrey Canyon	1967	Силли, Великобритания	Barracuda Tanker Corporation, British Petroleum Великобритания	119 000	н/д
Sea Star	1972	Оманский залив	Южная Корея	115 000	н/д
MT Haven	1991	Генуя, Италия	Кипр	114 000	н/д
Irenes Serenade	1980	Наварин Бэй, Греция	Греция	100 000	н/д
Urquiola	1976	Ла-Корунья, Испания	Бильбао, Испания	100 000	н/д
Hawaiian Patriot	1977	300 морских миль от Гонолула	Либерия	95 000	н/д
Independenta	1979	Босфор, Турция	Румыния	95 000	н/д
Jakob Maersk	1975	Порту, Португалия	Дания	88 000	н/д
MV Braer	1993	Шетландские острова, Великобритания	Braer Corporation, Canadian Ultramar Ltd	85 000	н/д
Khark 5	1989	120 морских миль от Марокко	Иран	80 000	н/д
Sea Empress	1996	Милфорд – Хейвен, Великобритания	Oriental Ocean Shipping, Испания	72 000	н/д
Katina P	1992	Мапуту, Мозамбик	Мальта	72 000	н/д
Nova	1985	Остров Харк, Иран	Иран	70 000	н/д

Prestige (Престиж - танкер для перевозки сырой нефти). Багамские острова. Организация Mare Shipping Inc. с 1989	2002	У берегов Испании	Mare Shipping Inc. с 1989 (Либерия)	60 000	€4 млрд. евро
Exxon Valdez	1982	Принц Уильям, Аляска, США	Корпорация Exxon	37 000	\$ 3,5 млрд. долл.
Tasman Spirit	2003	У берегов Карачи, Пакистан	Испания	35 000	н/д

Как видно, из выше представленных данных, за последнее 50 лет произошло колоссальное количество катастроф, связанных с разливом нефти в морских акваториях, нанесен большой ущерб морской экосистеме.

Так, в частности результате разлива нефти танкером Exxon Valdez в 1989 году в проливе Принца Уильяма, пострадали чрезвычайно чувствительные экосистемы побережья Аляски. Связано это в первую очередь с тем, что побережье Аляски это холодные воды, и организмы, которые расщепляют нефть, не выживают в такой среде.

Теплые воды служат хорошей средой обитания для бактерий, в результате чего часть нефти поглощается окружающей средой, но этот факт не снимает ответственность со сторон причастных, к нанесению ущерба.

По разным источникам в Мировой океан ежегодно попадает от 5 до 100 млн. тонн в год нефти, при этом аварийные разливы составляют всего 12-15 % от всех поступающих в океан углеводородов.

В целом источники поступления нефтяных углеводородов в Мировой океан представлены в таблице 2 [3].

Таблица 2

Источники поступления нефтяных углеводородов в Мировой океан

Источник	млн. тонн в год
Морская транспортировка (кроме аварийных разливов)	1,83
Аварийные разливы	0,3
Речной сток, включая сточные воды городов	1,9
Сточные воды прибрежной зоны	0,8
Атмосферные выпадения	0,6
Естественные нефтяные скважины	0,6
Добыча нефти в море	0,08
Всего:	6,11

Что касается России, то транспортировка нефти и нефтепродуктов морским путем осуществляется главным образом на экспорт. Основными путями поступления нефти и нефтепродуктов в водную среду при их транспортировке водным транспортом является:

- сбросы в водную среду промывочных, балластных и льяльных вод с судов;
- сбросы в портах;
- катастрофы судов.

В качестве примера разлива нефти российскими танкерами, можно привести танкер «Находка», который в 1997 году шел на Камчатку, и потерпел крушение, в результате чего было загрязнено 200 километров побережья. В Керченском проливе в 2007 года в результате шторма потерпел катастрофу российский танкер «Волго-нефть-139, в море вылилось свыше 1,2 тыс. тонн мазута [4].

По данным «Гринпис России» - Россию можно отнести к мировым лидерам по количеству порывов трубопроводов (протяженность нефтепровода 400 тыс. км.). В России, в результате порывов трубопроводов, ежегодно в окружающую среду попадают, по меньшей мере, 5 млн. тонн нефти и нефтепродуктов. Это в семь разливов нефти в Мексиканском заливе в 2010 году [5].

Разливы нефти неизбежно приводят к многочисленным экологическим и экономическим последствиям, связанным с восстановлением биологического баланса водных ресурсов.

Для успешного управления этими проблемами очень важно предотвращать разливы нефти, используя современное оборудование, технологии, использовать лучшие мировые практики реагирования в сложившихся, непредвидимых обстоятельствах, в т.ч. при пожарах [11].

Литература

1. Богоявленский В.И. Чрезвычайные ситуации при освоении ресурсов нефти и газа в Арктике и Мировом океане // Арктика: экология и экономика. – Москва, 2014. – No 4 (16). – С. 48
2. Oil Tanker Spill Statistics / The international tanker ownerspollution federation limited. – London, United Kingdom: IOPF, 2015. – С. 4.
3. Владимиров В.А. Разливы нефти: причины, масштабы, последствия / Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования №1. – Москва: ЦСИ ГЗ МЧС России, 2014. – 217с.
4. Высший арбитраж принял дело о пересмотре решения о взыскании 507 млн руб. за разлив нефти в Керченском проливе // <http://portnews.ru/news/156514/> (Санкт-Петербург: Порт Ньюс). –2013.

5. В России катастрофы маслгабов Мексиканского залива происходят несколько раз в год 2012 <http://news2.ru/story/348542/> (Москва: News2.ru).
6. Glushkov D O, Nyashina G S, Strizhak P A and Volkov R S Experimental evaluation of the effectiveness of water mist automated fire extinguishing systems for oil transportation // XIX International Scientific Symposium in honor of Academician M.A. Usov "Problems of Geology and Subsurface Development" (Tomsk, Russia). – 2015.

ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА ГРУППЫ КОМПАНИИ «ЛУКОЙЛ»

И. П. Бородай

Научный руководитель, доцент М. Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ» – одно из крупнейших нефтеперерабатывающих предприятий в России, выпускающее широкий спектр нефтепродуктов.

Целью экологической политики предприятия является обеспечение снижения воздействия и сверхнормативного воздействия на окружающую среду.

Экологическая политика компании и стратегические экономические цели разрабатываются коллегиально Управлением промышленной безопасности, охраны труда, окружающей среды и чрезвычайных ситуаций ОАО «ЛУКОЙЛ» с привлечением дочерних обществ, НИЦ ОАО «ЛУКОЙЛ», научно-исследовательских и проектных институтов, утверждаются Президентом компании, периодически пересматриваются с учетом результатов проверок, аудитов и анализа, доводятся до сведения всех сотрудников компании и общественности.

Система Экологического менеджмента предприятия с 2003 года соответствует стандартам ISO 14001 «Системы экологического менеджмента». Сертификат соответствия требованиям МС ISO 14001: 2004 был выдан независимым сертификационным органом «Бюро Веритас»[1].

Практическая реализация экологической политики ОАО «ЛУКОЙЛ» и важнейших экологических целей осуществляются в рамках:

- программ экологической безопасности предприятий ОАО «ЛУКОЙЛ», разрабатываемых на пять лет;
- программ экологической безопасности дочерних обществ, разрабатываемых ежегодно;
- долгосрочных целевых программ технического перевооружения ОАО «ЛУКОЙЛ», разрабатываемых на срок до 10 лет;
- планов предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера ОАО «ЛУКОЙЛ»;
- планов повышения квалификации руководителей и специалистов ОАО «ЛУКОЙЛ», разрабатываемых ежегодно;
- взаимодействия с контролирующими органами, общественностью.

В 2014 году компания приступила к реализации 5-ой корпоративной Программы экологической безопасности организаций Группы «ЛУКОЙЛ» на 2014-2018 годы. В отчетном периоде на природоохранные цели направленно около 59,2 млрд.руб[2].



Рис.1 Структура природоохранных затрат на 2014 г.

Основные мероприятия в 2013-2014 годах

Область	Основные мероприятия
Рациональное использование водных ресурсов, предотвращение загрязнения водных объектов	<ul style="list-style-type: none"> — строительство систем предварительного сброса и утилизации пластовой воды; — ревизия переходов трубопроводов через водные объекты; — очистка загрязненных грунтовых вод из дренажных систем; — модернизация действующих и строительство новых очистных сооружений.
Сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	<ul style="list-style-type: none"> — модернизация и строительство новых генерирующих мощностей на объектах электроэнергетики с улучшенными экологическими характеристиками и высоким КПД; — замена и модернизация оборудования на объектах Компании, направленная на сокращение выбросов загрязняющих веществ; — оптимизация применяемых технологий – своевременная регулировка режимов горения печей, котлов и др.
Утилизация накопленных нефтесодержащих отходов	<ul style="list-style-type: none"> — увеличение объемов работ по обезвреживанию отходов; — вывод на проектную мощность комплекса по переработке нефтесодержащих отходов; — строительство полигонов утилизации отходов промысла.
Предотвращение загрязнений и рациональное использование земельных ресурсов	<ul style="list-style-type: none"> — рекультивация нарушенных и загрязненных нефтью земель; — отношение площади загрязненных земель на конец года к началу года составило : 2013 год – 0,76, 2014 год – 0,81; — отношение площади нарушенных земель на конец года к началу года составило: 2013 год – 1,23, 2014 год – 1,08. <p>Нарушение почвенного покрова происходит на землях, арендуемых для разведки и разработки месторождений. Возврат же данной категории земель предполагается лишь по окончании разработки месторождения;</p> <ul style="list-style-type: none"> — диагностика и капитальный ремонт трубопроводного транспорта, его ингибиторная защита.
Сохранение биоразнообразия	<ul style="list-style-type: none"> — финансирование компенсационных работ по воспроизводству рыбных ресурсов; — проведение целевого мониторинга компонентов окружающей среды.

С 2013 года затраты на мероприятия по полезному использованию ПНГ были признаны природоохранными.

В 2014 году было зафиксировано снижение ключевых удельных показателей воздействия на окружающую среду, а по остальным наблюдается стабилизация.

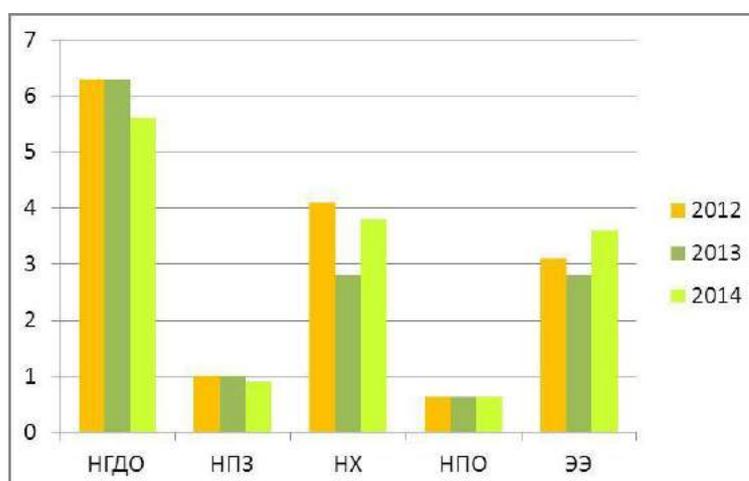


Рис.2 Динамика удельных выбросов в загрязнений в атмосферный воздух

Основная доля выбросов загрязнений в атмосферный воздух группы «ЛУКОЙЛ» приходится на нефтегазодобывающие общества Группы «ЛУКОЙЛ» (88%), в свою очередь при текущем уровне использования ПНГ продукты его сжигания обуславливают до 75% всего объема выбросов.

В 2014 году НГДО Группы «ЛУКОЙЛ» сожгли 1,081 млрд. куб. м ПНГ, что на 15% меньше, чем в 2013 году (1,267 млрд. куб. м). Уровень пользования ПНГ в целом по группе ЛУКОЙЛ вырос с 87,7% до 89,9%, при этом объемы его добычи и полезного использования возросли, соответственно с 10,3 до 10,7 млрд. куб. м (3%) и с 9,1 до 9,6 млрд. куб. м (6%).

Рост образования отходов производства в 2014 году обусловлен увеличением объема буровых работ. В структуре образования отходов НГДО буровые отходы составляют более 90%. Рост образования отходов полностью компенсирован ростом объема их утилизации, консолидированный показатель отношения утилизации отходов к их образованию 2014 году равен 1.

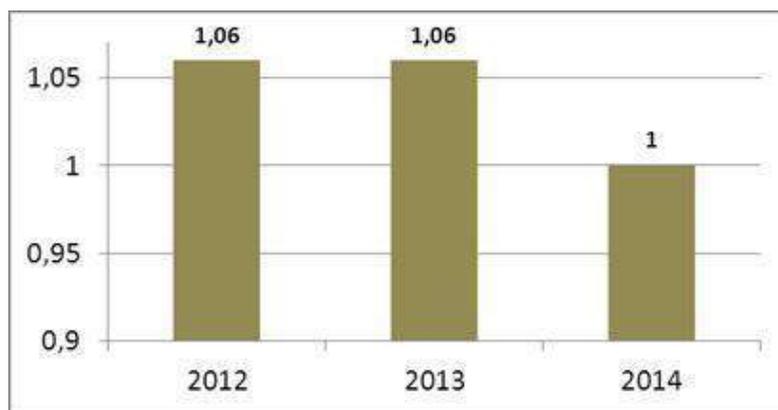


Рис.3 Показатель отношения утилизации отходов производства к их образованию

Компания «ЛУКОЙЛ» работает в соответствии с экологическими требованиями, проводит необходимые мероприятия, что приводит к сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу, сбросов сточных вод и отходов. ЛУКОЙЛ сокращает образование отходов, предупреждает их накопление и активно ведет ликвидацию ранее нанесенного ущерба и это благотворительно влияет на здоровье граждан. Этот факт еще раз подчеркивает, что ОАО «ЛУКОЙЛ», являясь крупнейшей вертикально-интегрированной компанией России, сознает свою ответственность перед обществом за сохранение благоприятной окружающей среды, рациональное использование природных ресурсов[3].

Литература

1. Официальный сайт НК «ЛУКОЙЛ» [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/>
2. Политика ОАО НК «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, Глава 3
3. Системы экологического менеджмента [Электронный ресурс] / Экологический менеджмент ISO 14000 — Режим доступа: <http://www.ektor.ru/pages/iso.asp?id=6>

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА НА НАСОСНЫХ УСТАНОВКАХ

Д. В. Воронцов, И. А. Тарасов

Научный руководитель, доцент Д. С. Федосов

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия

Нефтегазовая промышленность является одной из наиболее энергоёмких отраслей отечественной промышленности, в основном это обусловлено особенностями процессов бурения эксплуатационных скважин. Электроприводы буровых насосов и лебёдок являются основными потребителями электроэнергии на месторождениях. Реализация технических мер по эффективному использованию энергетических ресурсов в условиях роста цен на энергоресурсы и перехода к распределённой генерации является одной из актуальных задач современных нефтегазовой и электроэнергетических отраслей.

Использование частотно-регулируемого электропривода для нужд объектов добычи нефти и газа является одним из способов повышения энергоэффективности технологических процессов на месторождениях. В процессе реконструкции предприятий нефтегазовой промышленности возможны замена, модернизация и доукомплектование существующих электроприводов и их систем управления компонентами регулируемого электропривода. В результате ряда мероприятий, направленных на сокращение затрат, экономия электроэнергии составит большую часть.

Поскольку, как было сказано выше, механизмы буровых установок являются основными потребителями электроэнергии, первоочередного рассмотрения требуют вопросы режимов работы данного оборудования. Замена дроссельного регулирования на частотное, позволит добиться существенного снижения потребляемой электроэнергии. Дополнительно, частотно-регулируемый привод позволяет рекуперировать электроэнергию в сеть, что позволяет добиться ещё большей экономии электроэнергии.

Потребляемая мощность при дроссельном регулировании:

$$P_{\text{дрос}} = P_{\text{min}} + (P_{\text{max}} - P_{\text{min}}) \cdot \frac{Q}{Q_{\text{max}}} \quad (1)$$

Потребляемая мощность при частотном регулировании:

$$P_{\text{ЧР}} = P_{\text{max}} \cdot \left(\frac{Q}{Q_{\text{max}}}\right)^3 \quad (2)$$

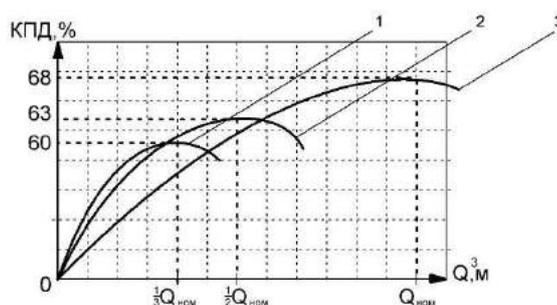


Рисунок 1. Зависимость КПД насоса от перекачиваемого объема: 1 – КПД при 1300 об/мин; 2 – КПД при 1400 об/мин; 3 – КПД при 1500 об/мин

Зависимость потребляемой мощности при дросселировании $P_{\text{дрос}}$ от относительного расхода $\frac{Q}{Q_{\text{max}}}$ (Q – текущий расход, Q_{max} – максимальный расход), получается на графике соединением точек P_{max} и P_{min} прямой линией, зависимость потребляемой мощности, при использовании частотно-регулируемого привода от относительного расхода получается, при вычислении выражения (2) с подстановкой в него P_{max} и величины

нескольких значений $\frac{Q}{Q_{\text{max}}}$ (от 0 до 1 с шагом 0,25). С учетом кривых КПД (рисунок 1) строится график потребления электроэнергии при дроссельном и частотном регулировании.

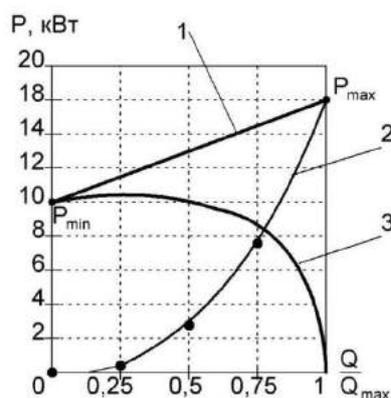


Рисунок 2. Потребление мощности при различных способах регулирования: 1 – мощность при дроссельном регулировании; 2 – при частотном регулировании; 3 – снижение потребления электроэнергии

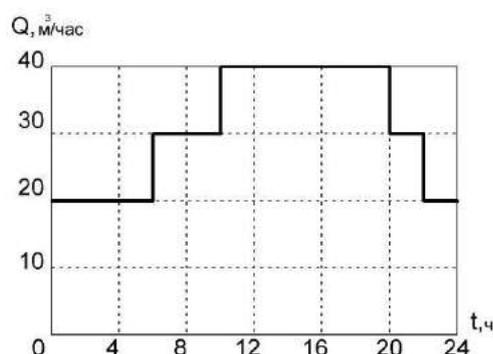


Рисунок 3. Суточный график нагрузки насосной установки

Уменьшение потребления электроэнергии при замене насосов с дросселированием на частотно-регулируемый привод (в сутки):

$$\Delta W = \sum_1^n (P_{\text{идрос}} - P_{\text{ичр}}) \cdot t_i = 10 \cdot 8 + 9 \cdot 6 + 0 \cdot 10 = 144 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Экономический эффект от внедрения частотно-регулируемого привода:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta W \cdot \text{Ц} \cdot 365 = 144 \cdot 3 \cdot 365 = 157680 \text{ руб} / \text{год},$$

Где Ц - цена за киловатт · час электроэнергии.

Переход с дроссельного регулирования на частотное позволит добиться экономии в 157680 рублей в год на одну насосную установку.

Литература

1. Войтенко В.С. Технология и техника бурения: учебное пособие, 2 часть. – Минск: Новое знание, 2013. – 613с.
2. Константинов Г.Г. Электрические машины: учебник. – Иркутск: Издательство ИрГТУ, 2014 – 316с.
3. Шацов Н.И. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Государственное научно-техническое издание нефтяной и горно-топливной литературы, 1961. – 667с.
4. Тагиров К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для студ. учреждений высш. проф. образования - М:Издательский центр "Академия".-2012-336с. - (сер. Бакалавриат)

ФОРМИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ТРАНСПОРТИРОВКУ НЕФТИ

И. И. Гривцова, Т. С. Глызина

Научный руководитель, старший преподаватель Т. С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Транспортировка нефти магистральными трубопроводами является одной из значимых частей нефтяной промышленности. ОАО «АК» Транснефть» является естественным монополистом в данной отрасли, осуществляя транспорт нефти внутри страны и предназначенной для экспорта. Поскольку добыча углеводородного сырья в основном происходит в Западной Сибири, то есть значительно удалена от основного места их потребления, становится особенно актуальной проблема монополизма в отрасли транспортировки нефти магистральным транспортом. Осуществление тарифного регулирования деятельности естественных монополий является одним из рычагов государства, которые способны влиять на изменение цен и темпов экономического роста. Целью тарифного регулирования должно быть соблюдение баланса между необходимым притоком инвестиций в сектора естественных монополий и структурными изменениями других секторов экономики через ориентацию производителей на использование энергосберегающих технологий. Целью исследования являлось проведение сравнения методов установления тарифа на транспортировку нефти магистральными трубопроводами и установление метода, которым возможно осуществление тарифного регулирования указанной отрасли в долгосрочной перспективе

Согласно «Правилам государственного регулирования тарифов и их предельных уровней на услуги субъектов естественных монополий по транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам» допускаются следующие методы формирования тарифа на транспортировку нефти:

- метод экономически обоснованных расходов (Затраты +);
- метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала (РАВ);
- метод индексации тарифов.

Метод индексации применяется в случае изменения условий хозяйствования субъекта естественной монополии и отклонении в рамках прогнозируемого уровня инфляции объема выручки от плановых показателей. Для установления тарифа по данному методу действующая величина тарифа умножается на индекс изменения, который определяется регулирующим органом.

Главным недостатком метода является неизбежное несоответствие изменений действительных цен, затрагивающих отдельные компании, изменениям тарифов, которые позволяют индексацией. Это обусловлено тем, что метод индексирования устанавливает верхний уровень для тарифа, основываясь на средних по промышленности ценах, а не ценах, специфичных для транспорта посредством трубопровода.

Базовый показатель для метода экономически обоснованных расходов составляет плановая тарифная выручка. За счет нее покрываются обоснованные расходы, связанные с оказанием услуг и уплатой налогов, а также обеспечивается необходимый размер прибыли.

Метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала (РАВ) является относительно новым. В Российской Федерации метод используется в отрасли электроэнергетики. На практике для установления тарифа на транспортировку нефти метод РАВ не применяется. Тем не менее, законодательно он разрешен.

Суть данного метода заключается в праве инвестора на получение с вложенного капитала дохода в размере справедливой, по мнению участников рынка процентной нормы, а также возврата инвестированного капитала до конца инвестиционного периода.

В таблице 1 проведено сравнение методов Затраты + и РАВ по характеристикам планового роста тарифа, долгосрочного регулирования, стимулирования снижения издержек и др.

Сравнение методов Затраты + и РАВ

Таблица 1.

	Затраты +	РАВ
Плавный рост тарифа	-	+
Долгосрочное регулирование	-	+
Стимулирование снижения издержек	-	+
Стимулирование повышения качества оказания услуг	-	+
Включение величины кредита в тариф	+	-
Точная оценка фактической стоимости капитала	+	-
Проработанность методики	+	-

Согласно таблице 1 метод РАВ имеет ряд преимуществ перед методом экономически обоснованных расходов. Он обеспечивает плавный рост тарифов и более точное прогнозирование величины тарифа, а также его динамики.

Кроме того, метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала уже включает в себя стимулы для снижения затрат компаний в совокупности с повышением качества оказания услуг. При этом с государства снимается часть нагрузки по утверждению программ энергосбережения и повышения ресурсоэффективности нефтепроводной компании, поскольку метод РАВ включает стимулирование снижения затрат предприятия.

Данный метод считается устаревшим, так как он не создает у хозяйствующего субъекта стимулов к уменьшению затрат в виду того, что затраты компании полностью включаются в тариф. Кроме того, методом не устанавливается зависимость между тарифом на услуги и качеством их оказания.

Внедрение метода несет выгоду как нефтепроводной компании, которая получает установленную норму прибыли и финансирование инвестиционных проектов, так и потребителям услуг компании. Последние получают возможность прогнозирования затрат на транспортировку, так как тариф устанавливается на период от трех до пяти лет.

Следует учитывать, что применение метода РАВ для регулирования тарифов в трубопроводном транспорте потребует разработки соответствующей методики. На сегодняшний день в полном ее варианте нет – она не разработана и не утверждена ФСТ России. Понадобится и предварительная точная настройка параметров (норма доходности, размер инвестиционного капитала) и их согласование, а также опытная апробация метода с возможностью последующей корректировки данных параметров.

Метод экономически обоснованной доходности на инвестированный капитал целесообразно рассматривать в качестве альтернативного метода регулирования тарифа на транспортировку нефти магистральными трубопроводами. Мировой опыт тарифного регулирования показал, что в долгосрочной перспективе метод РАВ стимулирует компании к снижению издержек. В результате происходит постепенное снижение тарифа одновременно с увеличением притока инвестиций. Вследствие этого, данный метод считается наиболее целесообразным для таких отраслей, как электроэнергетика, водоснабжение, систем связи, а также в сфере транспортировки нефти магистральными трубопроводами.

Литература

1. Сериков П.Ю. Сетевая стратегия. // Трубопроводный транспорт нефти.-2010.-№2.-С.20-25.

2. Сериков. П.Ю. Превратности метода. Как будут изменяться тарифы на транспортировку нефти в долгосрочном периоде. // Трубопроводный транспорт нефти.-2012.-№6.-С.6-23.
3. Шарф И.В., Глызина Т.С., Очиров С.Э. Тарифное регулирование как фактор инвестиционных возможностей монополий трубопроводного транспорта нефтепродуктов // Фундаментальные исследования.-2013.-№11-8.-С.1689-1692.

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ С УЧЕТОМ ВЫСОКОЙ ВОЛАТИЛЬНОСТИ ЦЕН НА НЕФТЬ

Григорьева С. А.

Научный руководитель, доцент М. С. Слободян

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В соответствии с современными концепциями процессного подхода к управлению организацией и управлению проектами (что характерно для нефтяной отрасли), риск-менеджмент является их неотъемлемой частью. При оценке экономической целесообразности реализации инвестиционных проектов используют такие показатели, как чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, индексы доходности затрат и инвестиций, срок окупаемости проекта [5]. Значения всех перечисленных показателей будут зависеть от положительных денежных потоков (притоков), которые в случае инвестиций в нефтяную отрасль (разведка, добыча и т. д.) определяются ценами на нефть, характеризующиеся значительной неопределенностью и, как показывает практика, невозможностью достоверного определения трендов на среднесрочную и долгосрочную перспективу. К тому же, от цен на нефть в значительной степени зависит курс рубля к иностранным валютам и, соответственно, инфляция. Это еще сильнее усложняет задачу прогнозирования. В связи с этим в расчетах рекомендуется учитывать неопределенность (неполноту и неточность информации об условиях реализации проекта) и риск, который определяется как «возможность возникновения условий, которые приведут к негативным последствиям для всех или отдельных участников проекта». Для этого необходимо рассматривать различные сценарии развития событий и руководствоваться принципом «умеренного пессимизма». Данная работа посвящена краткому обзору методик прогнозирования цен на нефть, достоверности получаемых результатов и возможности их использования при оценке рисков реализации инвестиционных проектов в нефтяной отрасли.

В настоящее время, одна из распространенных технологий прогнозирования заключается в том, что энергетику рассматривают как сложную динамическую систему, состоящую из тесно связанных, взаимодополняющих и взаимо-противоречивых основных проблем мирового развития: демография, ограниченность ресурсов, финансы, технологии и экология [2]. Все перечисленные составляющие имеют значительный объем исходных данных в каждый конечный момент времени и различные, порой противоречивые, тренды развития в различных частях земного шара, которые необходимо собрать воедино и проанализировать. В результате эксперты определяют траектории динамики производства и потребления энергоносителей на прогнозный период, из которых по соотношению спроса и предложения вычисляют наиболее вероятную стоимость ресурсов (в том числе нефти). Также используют результаты анализа общемировых вызовов и приоритетов энергетического развития, определяемые экспертным путем методами аппроксимации данных за предыдущие периоды. В таких прогнозах не только экстраполируют тренды ключевых показателей мирового развития, но и формируют макроэкономические сценарии, позволяющие, по мнению авторов, предсказывать их слом по мере достижения пределов развития или увеличением взаимных противоречий, когда по закону единства и борьбы противоположностей количественные изменения переходят в качественные. Дополнительно учитывают циклы развития человечества и воздействие геополитических факторов. Граничными условиями, в данном алгоритме прогнозирования являются ресурсные и экологические ограничения (как на глобальном, так и на региональных уровнях).

Помимо описанного алгоритма прогнозирования цен на нефть существуют и другие, отличающиеся разной степенью экстравагантности, как по используемым данным, так и методам расчета. Например, в нелинейной нейронной модели для оценки и прогноза конъюнктуры нефтяного рынка, созданной Институтом энергетической стратегии [7], используются, в том числе данные циклов солнечной активности.

Как было отмечено выше, большинство прогнозов нефтяных котировок базируются на данных предыдущих периодов, среди которых наиболее ярко выраженными являются, следующие [1]:

- В 1860-1870-е годы зафиксирован первый значительный рост за счет бурного развития промышленности США с одной стороны и монополизма железнодорожных компаний с другой.
- По мере урегулирования этого противоречия цена значительно снизилась и оставалась достаточно стабильной вплоть до нефтяного кризиса 1973 года, когда арабские страны-члены ОПЕК перестали поставлять нефть западным странам, являющимся союзниками Израиля. Дополнительно к этому произошли иранская революция и ирано-иракский конфликт, что привело к увеличению цены с \$3 до \$35 (\$104 в пересчете на современную покупательскую способность доллара США).
- Высокая цена нефти привела к значительным инвестициям в добычу, что, при достижении критического уровня соотношения спроса и предложения на рынке, обусловило обвал нефтяных котировок на 67% в 1985-1986 годах. Низкий уровень цен держался на протяжении периода более, чем 15 лет.
- Очередной продолжительный и практически непрерывный рост наблюдался в период с марта 2002 по июль 2008 года. Его основной причиной, принято считать, рост экономик азиатских стран (в первую

очередь Китая). Падение цены в 2008 году, вызванное мировым финансовым кризисом, продолжалось сравнительно недолго, и уже в конце 2010 года цена на нефть продолжила свой рост. В 2012 году среднегодовая цена составляла – \$111,63, в 2013 – \$108,56.

Начало нынешнего падения цен было спровоцировано докладом Международного энергетического агентства от 11 сентября 2014 года, в котором был понижен прогноз мирового спроса на нефть. Вышедшие следом обзоры мировой экономики Международного валютного фонда и Управления энергетической информации США ускорили этот процесс. На момент написания данной работы (февраль 2016 года) цена составляла около \$30, т. е. за полтора года снизилась почти в 4 раза. Это ставит под вопрос рентабельность многих проектов, т. к. по данным работы [3], в настоящее время, затраты на добычу нефти, в освоенных районах Поволжья и Западной Сибири составляют \$4 .. \$8 за баррель, в новых регионах добычи (Восточная Сибирь, Сахалин, в Каспийском регионе) – \$6 .. \$10, на более сложных морских месторождениях достигают \$15. Капитальные затраты на освоение традиционных месторождений – \$5 за баррель, а морских (Приразломное и подобные) – \$10 .. \$12.

Рассмотрение прогнозов аналитиков, сделанных относительно недавно, сравнение их с реальностью и оценку степени достоверности можно сделать на примере работы [4] (рис. 1). Для наглядности график дополнен наложением фактической динамики изменения цен. Как видно из рисунка – ни один из рассмотренных сценариев не был настолько оптимистичным, чтобы предсказать отскок цена выше \$100 за баррель в 2012 и 2013 годах, и настолько пессимистичным, чтобы предсказать их последующее падение до \$30. Изучение предсказаний других аналитиков также не были столь пессимистичны даже полгода назад. Например, в обзоре агентства Интерфакс от 26 августа 2015 года [5] все эксперты Газпромбанка, Финансовой группы «БКС», Альфа-банка, JPMorgan, Energy Aspects и Роснефти ошиблись с прогнозом не менее, чем в полтора раза, предполагая отскок цен до уровня не ниже \$45 (вплоть до \$80).

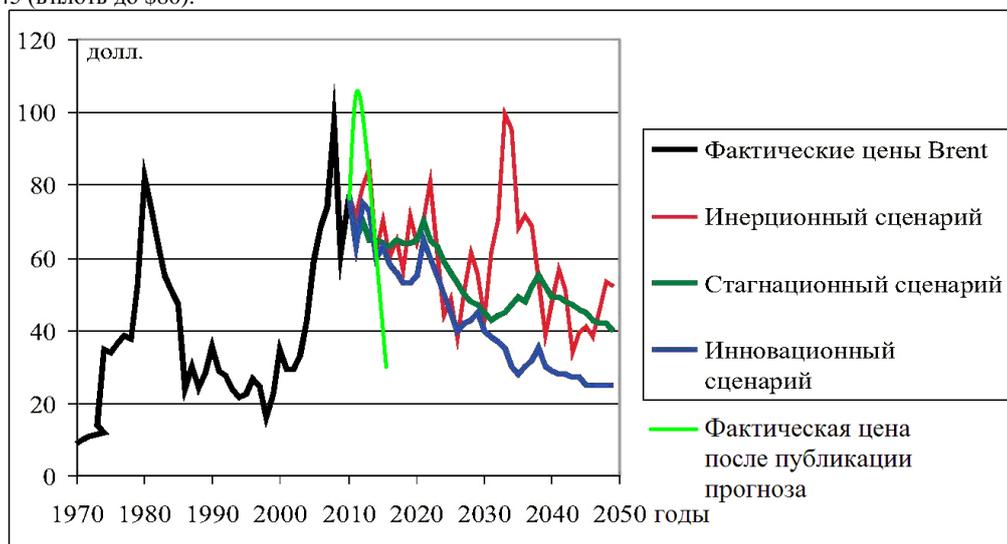


Рис. 1. Прогноз мировых цен на нефть [4] с наложением динамики изменения фактической цены после публикации прогноза

На основании проведенного исследования можно сделать вывод, что при управлении инвестиционными проектами в нефтяной отрасли необходимо особое внимание уделять вопросу принятия риска того, что цены на нефть останутся на крайне низком уровне еще довольно продолжительное время. В связи с этим, а также значительной геополитической нестабильностью, наиболее целесообразным в обозримом будущем будет являться либо замораживание проектов, либо отказ от них. В случае же принятия решения об их реализации необходимо значительно увеличивать фонд самострахования и обеспечить иные варианты компенсации убытков на случай развития ситуации хуже крайне негативных сценариев.

Литература

1. Ергин Д. Добыча. Всемирная история борьбы, деньги и власть. М.: Альпина Паблшер, 2016. – 956 с.
2. Иванов А.С., Матвеев И.Е. Мировая энергетика на рубеже 2015 года под прессом ожесточающих факторов // Бурение и нефть. – 2015. – №1. – С. 8-17.
3. Доклад о человеческом развитии в Российской Федерации за 2013 г. / Под ред. С.Н. Бобылева – М.: РА ИЛЬФ, 2013. – 202 с.
4. Тренды и сценарии развития мировой энергетики в первой половине XXI века / Под ред. В.В. Бушуева. – М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2011. – 68 с.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 г. № ВК 477).
6. Аналитики не поверили в долгосрочность низких цен на нефть // www.interfax.ru/business/462804

7. ИЭС – Пректы – Долгосрочное прогнозирование динамики цен на энергоресурсы (нефть) // www.energystrategy.ru/projects/oil.htm

НЕОБХОДИМОСТЬ ПОЛИТИКИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И БЛАГОПОЛУЧИЯ ОБЩЕСТВА

А. С. Громова, Ю. С. Макашева

Научный руководитель, доцент Н. П. Макашева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Реформы и преобразования последних лет обусловили серьезные социальные последствия для российского общества. На этом фоне наблюдается существенное возрастание интереса к проблемам благополучия человека и общества. Социальное благополучие в настоящее время принято рассматривать как интегральный показатель эффективности функционирования социальной сферы, индикатор социальной безопасности общественной системы. В нем находят отражение такие важнейшие параметры, как социальное самочувствие, уровень благосостояния, качество жизни населения.

Экономическая стабильность в виде полной занятости и стабильных цен, а также экономический рост как основные цели экономического развития и экономической политики любого государства не могут априори вести к благополучию общества в целом. Благополучие отдельного человека и общества должно стать целью экономической политики и национальными интересами. Об этом, в частности, пишут в своих трудах Ренис, Стюарт и Рамирес [9; 10].

Социальное благополучие - это главная социальная ценность, поддержание и достижение которой связано с жизненно важными интересами граждан в обществе. Достижение социальной оптимальности, стремление к благополучию должно стать основой любой социально-экономической политики. Оно может мотивировать хозяйствующих субъектов к экономической деятельности с социальной направленностью, а Правительство страны - принимать экономические решения в разрезе социальной ориентированности. Популярный сегодня цивилизационный подход к исследованию состояния и развития общества ассоциируется с пониманием сущности и содержания социального благополучия. Оптимальное использование благ должно сочетаться с максимальным социальным эффектом от них; рациональное использование их в условиях высоких темпов экономического развития - с оптимальным осуществлением жизнедеятельности общества. В современных условиях в немалой степени этому способствует также политика импортозамещения.

Политика импортозамещения, как любая экономическая политика государства, должна, в первую очередь быть направлена на общество, для которого эта политика осуществляется. Импортозамещение становится фактором удовлетворения потребностей, повышения дохода, в конце концов, счастья. Любая страна должна отдавать предпочтение человеческому развитию перед экономическим ростом. Формирование грамотной политики импортозамещения требует оценить степень импортозависимости, то есть выявить отрасли, которые нуждаются и готовы претерпеть преобразования и взять на себя функции производства для последующего импортозамещения.

В таблице представлены выборочные данные о доле импорта в структуре экономики по отдельным видам экономической деятельности (показаны виды экономической деятельности с наиболее низкими и наиболее высокими показателями). Значение показателя импортозамещения выше 100 % возможно в случае, если производство по данному виду деятельности использует полуфабрикаты или составляющие, входящие в тот же вид деятельности, для изготовления продукции на экспорт.

Таблица

Доля импорта во внутреннем потреблении по ОКВЭД (общероссийский классификатор видов экономической деятельности), % [1]

код	Виды экономической деятельности	2005 г	2010 г	2012 г	2013 г
	Во всем потреблении	6,72	9,33	11,77	11,54
05	Рыболовство, рыбоводство	27,34	62,74	186,60	289,92
11	Добыча сырой нефти и природного газа	0,11	0,25	0,40	0,24
14	Добыча прочих полезных ископаемых	4,62	7,76	10,08	9,72
17	Текстильное производство	61,97	65,24	77,78	79,05
22	Издательская полиграфическая деятельность	6,83	10,34	12,78	13,30
24	Химическое производство	50,75	69,77	83,37	107,11
27	Металлургическое производство	14,23	34,00	62,83	88,52
29	Производство машин и оборудования	55,30	67,33	76,33	80,78
31	Производство электрических машин и электрооборудования	45,39	64,44	76,24	80,90
34	Производство автомобилей, прицепов и полуприцепов	7,35	7,45	5,51	6,44
40.1	Производство, передача и распределение электроэнергии	0,37	0,06	0,10	0,17

Согласно данным за анализируемый период (с 2005 по 2013 гг.), наиболее проблемными с точки зрения импортозамещения видами экономической деятельности являются рыболовство и рыбоводство, химическое

производство, металлургическое производство, производство электрических машин и электрооборудования, производство машин и оборудования, текстильное производство.

Импортозамещение основывается на двух основных принципах - конкурентоспособности и экономической эффективности. По оценкам ряда российских экспертов [6;7], достаточно высоким уровнем конкурентоспособности из числа анализируемых обладают следующие виды экономической деятельности: рыболовство и рыбоводство, химическое производство, металлургическое производство. Текстильное производство в настоящее время характеризуется низким уровнем конкурентоспособности, однако демонстрирует положительную динамику.

Для анализа импортозамещения с позиции угрозы экономической безопасности необходимо исследовать не только уровень конкурентоспособности в проблемных видах деятельности, но и уровень инвестиций, а также текущее состояние и возможности инновационного развития. Серьезной проблемой на пути импортозамещения является изношенность основных фондов. На сегодня износ основных фондов по России в среднем составляет около 50 % [8]. В исследуемых отраслях наихудшая ситуация по данному показателю в рыболовстве и рыбоводстве: в 2010 году износ доходил до 60,3%. Достаточно высока и доля полностью изношенных средств: в указанной отрасли – около 20 %, в других исследуемых отраслях – от 11,5% (текстильное производство) до 16,5% (производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования).

Для обеспечения конкурентного импортозамещения необходимы серьезные вложения в развитие собственных конкурентоспособных производств. Однако инвестиционная активность в рассматриваемых проблемных видах деятельности была и остается на крайне низком уровне. Так, согласно данным Росстата, в 2005 г. инвестиции в эти отрасли составляли лишь 7,2 % от общей величины инвестиций в основной капитал по России. Несмотря на некоторый рост объема инвестиций в указанные отрасли в последующие годы, их доля в общем объеме инвестиционных вложений в российскую экономику к 2013 году снизилась до 5,3% [2]. Наибольшее отставание наблюдалось в металлургическом производстве (на 1,5 процентных пункта в 2013 г. по сравнению с 2005 г.). Незначительное увеличение доли инвестиционных вложений в отрасль (на 0,1 процентных пункта) произошло только в химическом производстве.

Основными источниками финансирования инвестиций во всех анализируемых отраслях являются собственные средства организаций. Наиболее высокая доля собственных средств в следующих видах экономической деятельности: «производство машин и оборудования» (70,8% по данным 2013 г.); «производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования» (72,5 %); в металлургическом производстве (69,2%) и в рыболовстве, рыбоводстве (51,9). Следует также отметить, что в подавляющем большинстве финансовые вложения организаций рассматриваемых видов деятельности являются краткосрочными вложениями [3].

Но для решения задач импортозамещения недостаточно опираться только на собственные средства. Наряду с возмещением изношенных средств, необходимо осуществлять их модернизацию и обновление осваивать новые передовые технологии. Только на этой основе можно развивать современное конкурентоспособное производство, что позволит обеспечить замену импортных товаров и услуг отечественными, их успешную конкуренцию на мировом рынке.

На фоне в целом неблагоприятных показателей инновационного развития российской экономики, исследуемые проблемные в плане импортозамещения виды деятельности демонстрируют крайне низкую инновационную активность [4;5]. Так, в среднем по стране доля инновационных товаров составляет около 9%. В текстильном и швейном производстве этот показатель в 2010 г. составлял 2,9 %, к 2013 г. снизился он до 2,4 %. В химическом производстве в 2010 г. доля инновационных товаров была чуть выше общероссийского показателя - 11,9 %, но к 2013 г. он опустился до 9,6 %. На 2013 г., некоторый рост этого показателя, отмечен, лишь в производстве электрооборудования, электронного и оптического оборудования: 10,7%.

Во всех исследуемых отраслях затраты на инновационную деятельность незначительны и тенденции к их росту не наблюдаются. Так, удельный вес затрат на инновации в общем объеме отгруженных товаров, выполненных работ, услуг варьируется от 0,1 % в текстильном производстве до \approx 9 % в химическом производстве. Только в металлургическом производстве этот показатель заметно выше, но наблюдается устойчивая тенденция его снижения – более чем на 10% за три года: с 18,9 % в 2011 г. до 8,2 % в 2013 г.

В целом, результаты проведенного исследования свидетельствуют о необходимости серьезного анализа возможностей импортозамещения по отдельным видам экономической деятельности, предшествующего реализации политики импортозамещения в целях поддержания благополучия общества и экономической безопасности страны.

Литература

1. Андреева Н. В., Громов А. С., Макашева Н. П., Воробейчиков С. Э., Саммер А. Б. Экономическая безопасность российской экономики в условиях реализации политики импортозамещения// Экономика региона. – Екатеринбург, 2015. - № 4. – С. 69 – 83
2. Инвестиции в России, 2013: стат. сб. - М.: Росстат, 2013. – 300с.
3. Инвестиционная деятельность в России: условия, факторы, тенденции - 2013. [Электронный ресурс] – URL: http://www.gks.ru/bgd/regl/b13_112/Main.htm (дата обращения 17.08.2015)
4. Индикаторы инновационной деятельности: 2013: Статистический сборник. – М.: Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», 2013. – 472с.
5. Индикаторы инновационной деятельности: 2014: Статистический сборник. – М.: Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», 2014. – 472с.

6. Тумаланов Н.В., Иванов В.В., Тумаланов Э.Н. Воздействие модернизации на конкурентоспособность отечественных производителей и их положение в обмене// Вестник Красноярского государственного аграрного университета. – Красноярск, 2013. - № 8. - С.14-18.
7. Фальцман В. Конкурентоспособность важнейших видов российских товаров на мировом рынке // Современная Европа. – М., 2014. - № 1. - С. 87-98
8. Федеральная служба государственной статистики. [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.gks.ru> (дата обращения 17.02.2015).
9. Elvin D. An Analysis of Methods for Identifying Local Import Substitution Opportunities to Foster Sustainable Regional Economies//Unpublished master's thesis, Department of Landscape Architecture and Regional Planning. – University of Massachusetts Amherst. – Amherst, 2008. – P. 141
10. Ranis G., Stewart F., Ramirez A. Economic growth and human development//World Development. – New York, 2000. - Vol. 28. - No. 2. - Pp. 197-219

ДОБЫЧА ЖЕЛЕЗНОЙ РУДЫ ВО ВЬЕТНАМЕ

Т. Ф. Т. Данг, В. Т. Динь, Т. С. Глызина

Научный руководитель, старший преподаватель Т. С. Глызина

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Во Вьетнаме, горнодобывающая промышленность играет очень важную роль в развитии экономики страны. Она включает добычу, переработку и обогащение минерального сырья. Доля ее в общем промышленном производстве в настоящее время составляет более 10%. Наиболее важным сектором развития экономики Вьетнама является добыча железной руды. Железная руда широко используется как основное сырье в тяжелой промышленности страны, в том числе: металлургия и химических веществ. Потребность использования железа в стране постоянно увеличивается. Сохранение окружающей среды при добыче железной руды является актуальной задачей во Вьетнаме.

Цель работы – проанализировать проблемы добычи железных руд и перспективы развития чёрной металлургии во Вьетнаме в соответствии с требованиями экономического роста страны.

На территории современного Вьетнама насчитывается более 300 шахт железной руды, в основном сосредоточенные на севере, например, Йен Бай, Као Банг, Тхай Нгуйен, Ха Жанг, Ха Тинь. (провинции).

По официальным данным правительства Вьетнама на 2015 г предоставлено 26 лицензий на добычу железной руды. Шахты были введены в эксплуатацию для добычи, переработки и поставки сырья металлургическим заводам и для экспорта. Данный факт является значительным вкладом в экономическое развитие страны. Тем не менее, остаются многие лицензированные шахты, которые еще «не в работе», что отрицательно влияет на общую эффективность горных работ и переработки. Всего запасы железных руд в стране около 48 млн. тонн. В настоящее время имеет ряд линии для обработки железной руды после добычи, например в шахте Тиен Бо, Тьай Кау. Конструкция этих линии включает в себя: цепь для стирки, дробления руд и классификация, для достижения размеров частиц по технологическим требованиям. В некоторых других небольших шахтах, добыча и переработка соединяются, благодаря высокому качеству руды, поэтому процесс обработки сокращается и ручной труд остается ключевыми. В настоящее время во Вьетнаме строится 7 металлургических заводов с большой проектной мощностью (4 доменной печи).

Добыча и переработка железной руды способствовала ВВП во Вьетнаме. Вклад в бюджет от налога на природные ресурсы, включая, НДС, КПН и тарифы (2014 187 млрд. vnd / год, в 2013 181 млрд. vnd / год и в 2012 году приходилось около 180 млрд. vnd / год).

Перспективы развития добычи железной руды во Вьетнаме.

- I Период 2016 -2018 поддерживать объем производства в 450 тыс. тонн железной руды
- II Период 2019 - 2023 сегменты сохранить объемы производства 1000 тыс. тонн
- III Период 2024 -2030 – 1100 тыс. тонн железной руды.

Таблица 1

Ожидаемое количество добычи железной руды во Вьетнаме, тыс. тонн

Область	I	II	III
Йен Бай	70	150	160
Као Банг	80	180	200
Тхай Нгуйен	120	250	270
Ха Жанг	40	100	110
Ха Тинь	140	320	360
Сумма	450	1000	1100

Вьетнам имеет богатые природные ресурсы для развития горнодобывающей промышленности. В стране хорошо развита технология для черной и цветного металлургии. Благодаря инвестициям в передовые технологии производства, повысилась добыча железной руды. Однако существует множество проблем. Наиболее важная - это не совпадение объемов добычи сырья с его потреблением внутри страны. Поэтому, перспективной задачей развития тяжелой промышленности в стране это строительство металлургических заводов

Литература

1. Планируемое разведка, разработка, обработка и использование железной руды до 2020 года, в видение 2030 / Тай Нгуен провинциальный промышленности и торговли отделов – провинция Тай Нгуен, 9.2015 – 125 с.
2. Тема: Товарные железной руды торговли положение, стального лома и заготовки первый квартал / 2014 Вьетнама и прогноз – Министерство промышленности и торговли – Информационный центр промышленности и торговли – Ханой, 2011 – 145с.
3. Журнал, рупором промышленности и торговли Вьетнама. [Электронный ресурс] <http://www.tapchicongthuong.vn/>. Режим доступа: – свободный – Заглу С экрана (дата обращения 25.11.2015).

**ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В НЕФТЕПРОВОДАХ**

П. О. Дедеев

Научные руководители, профессор С. Н. Харламов, доцент И. В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Обозначенная, Правительством РФ политика энергосбережения, и внедрения энергоэффективного оборудования, актуализирует поиск путей решения, оптимальных с технической и экономической точек зрения. На магистральных и промысловых нефтепроводах одним из таких методов является использование **противотурбулентных присадок** (далее – ПТП), которые отличаются простотой использования, несложностью вспомогательного оборудования и высокой эффективностью.

Однако в условиях санкционного давления и макроэкономической нестабильности приобретение данной продукции зарубежного производства является экономически нецелесообразным. Отечественные химические заводы активно осваивают промышленное производство данного продукта, а интерес предпринимателей и транспортирующих организаций определён политикой импортозамещения и экономической эффективностью использования полимеров для транспорта углеводородного сырья. В то же время промышленность сталкивается с проблемами отсутствия точных методик расчета оптимальной концентрации присадки, неполноты имеющейся нормативной документации и неоднозначности экономического анализа рентабельности применения ПТП.

Цель проведенного исследования – поиск метода предварительной оценки технико-экономического эффекта от применения ПТП на магистральных и промысловых нефтепроводах.

Применения ПТП в технических задачах

Широкое применение ПТП, в частности, такими компаниями, как CONOCO, Phillips, Миррико, Master Chemicals Nalco Champion, обусловлено эффектом Томса, который заключается в снижении гидравлического трения при добавлении полимера [3]. Как следствие, ПТП используются при бурении в качестве добавочного агента в буровых растворах, при истечении воды из пожарных шлангов, при транспорте нефти, нефтепродуктов и газового конденсата

Можно показать [1-2, 7-10], что применение ПТП ведёт к: увеличению производительности перекачки при неизменном перепаде давления на участке трубопровода (максимально зафиксированное – на 60 %); снижению рабочего давления при обеспечении постоянного расхода (максимум – на 45 %); увеличению производительности лупинга при ремонте основного трубопровода (максимально зафиксированное – на 60 %); получению прибыли от увеличения пропускной способности трубопровода (например, присадка Necadd-447 на магистральном нефтепродуктопроводе «Уфа - Западное направление» позволила увеличить экономический эффект на 336,625 тыс.руб/сут по состоянию на 2006 г.); снижению энергозатрат, в том числе уменьшению нагрузки на электропривод нефтеперекачивающих агрегатов (присадка M-FLOWTREAT на трубопроводе «Уренгой - Сургут» с концентрацией 10 г/т позволила увеличить производительность ГНПС на 25%). Использование ПТП в таких случаях, позволяет достичь технологических и экономических успехов: снижение расходов электроэнергии на перекачку на 40% вплоть до демонтажа ПС (перекачивающей станции) [8].

Оценка технической экономии от использования ПТП и методы определения их предельной стоимости

Опишем техническую экономию при использовании ПТП в нефтепроводе, оснащённом магистральными насосными агрегатами (далее – МНА). Такая экономия выражается зависимостью (1), приведённой в работах инженеров отдела математического моделирования ОАО «Гипротрубопровод» [6].

$$\mathcal{E}_{mex} = n \cdot k \cdot \Delta W \cdot t \quad (1)$$

Где \mathcal{E}_{mex} кВт·ч, – техническая экономия электроэнергии, ΔW , кВт – уменьшение потребляемой ПС мощности при вводе ПТП, t , ч – время работы технологической установки при определенной постоянной производительности, n – количество перегонов, на которых вводится ПТП, k – количество отключаемых МНА (вводится опционально, может и не присутствовать в выражении). Экономический эффект выражается в получении экономии денежных средств \mathcal{E}_o , руб.

$$\mathcal{E}_o = \mathcal{E}_{mex} \cdot S \quad (2)$$

Где S , руб/кВт·ч – это стоимость электроэнергии в регионе для промышленных предприятий в конкретном регионе, либо эквивалентная стоимость производства энергии (дизельной электростанцией, газовой турбинной установкой, ветрогенератором, теплоэнергогенератором, гидрогенератором).

Из вышеупомянутого следует, что **экономически действие ПТП на поток в действующем нефтепроводе** проявляется в снижении затрат на перекачку транспортируемого сырья, а именно **в падении потребности электроэнергии**. Наибольшую экономическую эффективность ПТП продемонстрировали на системах, сталкивающихся со значительными неравномерностями потока сырья [6].

Основными потребителями ПТП являются транспортирующие нефть и нефтепродукты общества. Руководству транспортирующих организаций, как правило, интересна не только техническая и экономическая выгода от применения ПТП, но и затраты на приобретение присадки. Максимально допустимую стоимость ПТП (M_s) с позиции эксплуатирующей организации [6,9] можно определить следующим образом:

$$M_s = \frac{\mathcal{E}_0}{t \cdot n \cdot Q \cdot c \cdot \rho \cdot 3600 \cdot 10^3} \quad (3)$$

Где $t, ч$ – время работы технологической установки при определенной постоянной производительности, $Q, м^3/с$ – расход перекачиваемого сырья, $c, г/кг$ – концентрация ПТП, $\rho, кг/м^3$ – плотность сырья, $3600 \cdot 10^3$ – пересчетный коэффициент.

Уравнение (3) выражает стоимость через объёмный/массовый расход сырья в трубопроводе, а также через параметры сырья и присадки. Но данное выражение может быть преобразовано к виду (5) с использованием зависимости (1) и выражений для напорной характеристики станции (4):

$$\Delta W = \frac{Q \cdot H_{MNA}(Q) \cdot \rho \cdot g}{\eta^n(Q) \cdot \eta^{0e} \cdot 10^3} \quad (4)$$

$$M_s = \frac{k \cdot S \cdot H_{MNA}(Q) \cdot g}{\eta^n(Q) \cdot \eta^{0e} \cdot c \cdot 3600 \cdot 10^3} \quad (5)$$

В приведённых выражениях η^n – номинальный коэффициент полезного действия агрегата, η^{0e} – коэффициент полезного действия двигателя, $H_{MNA}, м$ – напор магистрального насосного агрегата.

Выражение (5) позволяет анализировать поведение транспортирующей компании, но для нахождения оптимальной концентрации ПТП **для обеспечения максимальной экономической выгоды необходимо ввести функциональную зависимость, выражающую эффективность действия** присадки на поток в нефтепроводе в зависимости от её концентрации.

В инженерной практике для выражения полезного действия ПТП вводят функцию эффективности $\Psi(c)$. В некоторых работах [10] эффективность присадки определяют как зависимость от падения напоров станции (3).

$$\Psi(c) = \frac{H(Q) - H^{ПТП}(Q)}{H(Q)} \quad (6)$$

Где $\Psi(c)$ – эффективность действия присадки; $H(Q), м$ – напор до ввода присадки в нефтепровод; $H^{ПТП}(Q), м$ – напор после ввода присадки в нефтепровод.

Зависимость (6), может быть использована, только после проведения промышленных испытаний конкретной ПТП. Это уравнение не может быть использовано для другого типа присадки и иной нефтеперекачивающей системы. Пока не получена аналитическая теория, пригодная для инженерного расчета, следует пользоваться полуэмпирическими зависимостями, получаемыми в лабораторных условиях. Итоговые соотношения могут иметь разный конечный вид, например, вид (7):

$$\Psi(c) = \sum_{i=1}^n C_i \cdot c^i \quad (7)$$

В этом случае эффективность присадки определяется как полином. Исследование функции (7) на экстремум в сочетании с анализом (5) и (2) позволит найти оптимальное значение концентрации и стоимости присадки, а также максимальную экономию для конкретной системы.

Заключение

Обобщая вышесказанное, следует заметить следующее. Наиболее перспективные и экономически выгодные случаи применения ПТП: трубопроводные системы с неравномерностью притоков/оттоков, среди которых выделяют старые системы, требующие демонтажа перекачиваемых элементов, новостроящиеся нитки с пиком перекачки в 5-7 лет и общим циклом загрузки 30 лет. Но отсутствие методики расчета оптимальной концентрации ПТП определяет необходимость проведения научных исследований и оснащения проектных институтов экспериментальными стендами, а неполнота нормативной документации требует совместной работы эксплуатирующих организаций и государственных контрольных органов.

Литература

1. Bogdevičius Marijonas, Janutėnienė Jolanta, Didžiokas Rimantas and others/ Mathematical modeling of oil transportation by pipelines using anti-turbulent additives // Journal of Vibroengineering; March 2013, Vol. 15 Issue 1, p419.
2. Burger, E. D., Munk, W. R., and Wahl, H. A. (1982). *Flow increase in transAlaska pipeline through use of polymeric drag-reducing additive.* // JPT 377–386.
3. Toms B.A. Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers // In Proceedings of the 1st International Congress on Rheology. V. 2. North Holland, 1949. – P. 135–141.
4. Lumley J.L., Drag reduction by additives // Annu. Rev. Fluid Mech. 1 (1969) 367–384.
5. Virk P. S. Drag reduction fundamentals // AIChE Journal Volume 21, Issue 4 July 1975 Pages 625–656

6. Бархагов А.Ф. Настепанин П.Е. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов – №3(15) 2014 стр. 18 – 26
7. Коновалов К.Б., Несын Г.В., Полякова Н.М., Станкевич В.С. Разработка технологии и оценка эффективности производства антитурбулентной присадки суспензионного типа/ Вестник науки Сибири. 2011. № 1 (1). – <http://sjs.tpu.ru/journal/article/view/33>
8. Мут, Ч. и др. Применение специальных присадок с целью снижения затрат по эксплуатации трубопроводов // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1986. – № 7. – С. 60–62.
9. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».
10. Тарасов М.Ю., Южаков И.С., Классен В.В. Промысловые исследования антитурбулентных присадок для повышения пропускной способности нефтепроводов, транспортирующих тяжелые нефти/ Нефтяное хозяйство, трубопроводный транспорт нефти: 10/2011, стр.117-119.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕФТИ В РОССИИ И КАЗАХСТАНЕ

В. В. Дребот, Е. А. Ворожейкина

Научный руководитель, М. Р. Цибульникова, Д. В. Салата

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтедобыча является одной из определяющих отраслей экономики для многих стран и повсеместно подлежит налогообложению. Налог на добычу полезных ископаемых в Российской Федерации введен в действие с принятием 26 главы Налогового кодекса с 1 января 2002 г. В качестве налогоплательщика НДС выступают индивидуальные предприниматели, а также организации, добывающие полезные ископаемые на основании лицензии на право пользования недрами.

В Казахстане всегда уделялось и уделяется большое внимание налогообложению недропользователей, с целью получения максимальных поступлений в государственный бюджет с одновременным обеспечением приемлемого уровня дохода самих недропользователей. Особенность системы налогообложения недропользователей определена Конституцией Республики Казахстан, в соответствии с которой право собственности на полезные ископаемые, находящиеся в недрах, принадлежит только государству, что соответствует международным принципам налогообложения доходов от добычи полезных ископаемых. За короткий период определены основные принципы налогообложения нефтяного сектора и сформирована законодательная база. Вместе с тем, для дальнейшего развития нефтяной отрасли, а также для решения задачи, поставленной Президентом Республики Казахстан Н.А. Назарбаевым, по вхождению республики в 50 наиболее конкурентоспособных государств мира, весьма актуальным является изучение и использование опыта налогообложения ведущих нефтедобывающих стран мира[2].

Закон «О недрах и недропользовании» содержит законодательную базу по предоставлению, использованию, переуступке или прекращению прав недропользователя. Согласно Налоговому кодексу, условия уплаты налогов и других обязательных платежей, связанных с операциями недропользования в Республике Казахстан, могут устанавливаться только Налоговым кодексом. Такие условия налогообложения не могут определяться отдельными соглашениями с правительством[3].

В Республике Казахстан налогообложение недропользователей, исходя из основных видов контрактов на недропользование, разделяется на две модели: 1) СРП – соглашение о разделе продукции; 2) НСП – налог на сверхприбыль. Первая модель относится к контрактам на предоставление сервисных услуг и контрактам о совместной деятельности и предусматривает уплату недропользователями всех видов налогов и других обязательных платежей, установленных законодательством Республики Казахстан (РК). [4].

Сравним величины налогового вычета при добычи сырой нефти в Казахстане и России. Допустим, в Казахстане некой компанией, являющейся недропользователем, было добыто в 1 квартале 2014 года сырой нефти в размере 150 000 тонн. Из данного объема добытой сырой нефти 80 000 тонн реализовано на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) по цене 35 000 тенге (7446,8руб.) за 1 тонну нефти, 5 000 тонн использовано на собственные нужды, остальной объем был реализован. Производственная себестоимость добытой сырой нефти по данным бухгалтерского учета составила 30 000тенге (6250руб.) на 1 тонну нефти. Мировая цена за 1 квартал 2014 года составила 18 400 тенге (3833,3руб.) за 1 баррель нефти. Коэффициент перевода в баррели составил 7,2314. Так как планируемый объем добычи на 2014 года составляет 450 000 тонн, т. е. менее чем 500 000 тонн, ставка налога составила 7 %. Для объема нефти, реализованного на нефтеперерабатывающий завод и объема, использованного на собственные нужды ставка налога применяется с понижающим коэффициентом 0,5 (статья 332 п.2 налогового Кодекса республики Казахстан), таким образом ставка составит $7\% \cdot 0,5 = 3,5\%$. Расчет НДС: сумма НДС на сырую нефть за 1 квартал 2014 года , составит 708 662 808 тенге (147 638 085 руб. по курсу на 2014 год)

708 622808 тенге = 146 638 085 руб.

Согласно порядку, установленному в ст. 342 НК РФ порядку, найдем величину налогового вычета при добыче нефти в таком же объеме (150 000 тонн) в России. Средний коэффициент мировых цен на нефть Кц

в первой декаде 2014 года составлял 12,3841, а размер налоговой ставки равнялся 493 руб. за тонну, тогда, согласно формуле исчисления налога на добычу полезных ископаемых,

(коэффициент, показывающий степень выработки конкретного месторождения углеродного сырья (Кдв), показатель степени запасов разработки (Кз) и показатель уровня сложности добычи нефти (Кд) прием равными единице).

Расчеты показали, что при равных условиях в России сумма налога в 6 раз выше, чем в Казахстане. Таким образом, обе системы налогообложения имеют ряд достоинств и недостатков. Налог на добычу полезных ископаемых в России, по сравнению с действовавшими до его введения налогами (отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акциз, платежи за право пользования недрами) имеет ряд серьезных достоинств, главное из них — простота администрирования, как для налогоплательщиков, так и для контролирующих органов. Она обеспечивается простотой расчета налоговой базы и практически полным отсутствием налоговых льгот. Кроме того, этот порядок позволяет взимать в пользу государства не только часть природной, но и определенную долю ценовой ренты.

В то же время нельзя не отметить и существенные недостатки в части эффективного воздействия НДС в России как на экономику отрасли, так и на финансы налогоплательщиков. Нарекания чаще всего вызывает привязка ставки и соответственно уплачиваемых сумм налога к мировым ценам на нефть. Динамика распределения значений среднего уровня цен на нефть сорта «Юрлас» (долл. США/баррель), а также распределение показателей коэффициента Кц в период с 1 января 2014 по 1 января 2016 представлены на рисунках 1 и 2. Очевидна прямая зависимость коэффициента Кц, непосредственно используемого для расчета НДС в России от мировых цен на нефть.

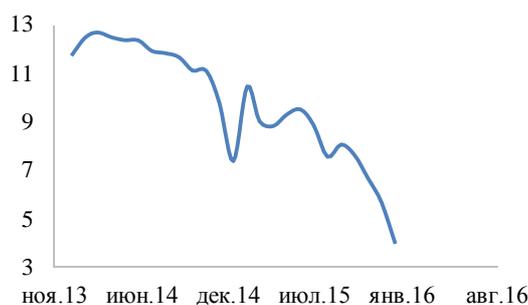


Рис. 1 Динамика распределения значений коэффициента Кц в период с 1 января 2014 года по 1 января 2016 года в России

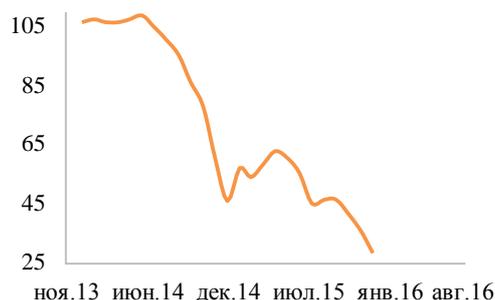


Рис. 2 Динамика распределения значений средних уровней цен нефти сорта «Юрлас», долл.США/баррель (Ц) в период с 1 января 2014 года по 1 января 2016 года в России

При этом на налог возлагается не свойственная ему функция изъятия ценовой ренты, возникающей вследствие высоких цен на энергоносители на мировых рынках. В условиях действия НДС и таможенных пошлин — двух платежей, фактически дублирующих друг друга, — сложилась парадоксальная ситуация двойного налогообложения: в обоих случаях налоговая база зависит от физического объема нефти и уровня экспортных цен на нее. Другой недостаток НДС — наличие плоской шкалы, не учитывающей в должной мере горно-геологических, экономико-географических, инфраструктурных и других особенностей и условий разработки месторождений, а также структуру запасов, их качество и т. д. Таким образом, дополнительные преимущества получают налогоплательщики, располагающие лучшими участками недр, выгодной становится добыча полезных ископаемых исключительно из относительно легко извлекаемых запасов. В результате

увеличение объемов добычи нефти в стране происходит не за счет освоения новых месторождений или бурения дополнительных скважин, а за счет более интенсивной эксплуатации высокопродуктивных скважин [5].

Налоговая политика республики Казахстан неэффективна, так как фиксируются недоимки. Необходимо установление жесткого контроля со стороны государства за выполнением обязательств недропользователем в области внедрения передовых инновационных технических средств добычи и комплексного использования извлекаемого сырья, сохранения безопасной экологической обстановки. [4]. Для повышения внутренней нормы эффективности мероприятий целесообразно внести изменения в налоговое законодательство, которое должно позволить более полно использовать средства для развития социально-экономического потенциала добывающих регионов [6].

В НДПИ России и Казахстана существует принципиальная разница. В Казахстане применяется прогрессивная шкала. В России - плоская. Но в России есть возможность учитывать затраты на ГГР они вычитаются из суммы налога (Дм). Прогрессивное налогообложение стимулирует вовлечение в оборот мелкие месторождения и позволяет вовлекать небольшие компании. В России стимулируется воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Литература

1. Бугорская М.В. НДПИ – методологический аспект. // Налоговая политика и практика. - 2009. - № 3-1. - С. 25-27.
2. Проблемы оценки нефтяной ренты и механизмы налогообложения нефтедобычи // Выгон Г.В. Нефтегазправ.о. №2.2004 г.
3. <http://www.investkz.com/journals/80/901.html>
4. Ахметов Б. Анализ исполнения доходной части государственного бюджета РК за 2013 год // Вестник Налоговой службы РК. – 2014. – № 3. – С. 7–8.
5. Пансков В. Налоги нефтяного сектора: изменения необходимые, но недостаточные // Налоговая политика и практика. 2008. № 11. С. 12-14
6. Стацурина Ю.А. Актуальные проблемы экономики и управления на предприятиях машиностроения, нефтяной и газовой промышленности в условиях инновационно-ориентированной экономики. 2015. Т. 1. С. 86-94.
7. Налоговый кодекс республики Казахстан
8. Налоговый кодекс Российской Федерации

ОЦЕНКА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В ОСВОЕНИЕ УЧАСТКОВ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О. А. Джабиев

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Лицензия на право пользования недрами Восточно-Мессояхского лицензионного участка выдана ОАО «Мессояханефтегаз». Срок действия лицензии – 20 лет (11.12.1999г – 14.06.2020г). Общая площадь лицензионного участка (ЛУ) составляет - 3733 км². Площадь нефтеносности месторождения – 301 км² или 8% от общей. Восточно-Мессояхский лицензионный участок расположен в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Месторождение по объему запасов нефти и газа относится к категории крупных. Восточно-Мессояхское месторождение открыто в 1989г. В период 1990 – 1994гг на территории ЛУ в результате проведения геологоразведочных работ была выявлена – 21 залежь, содержащая нефть, газ и конденсат, в т.ч. 12 – с нефтью. [1]

Оценка капитальных вложений в освоение участков опытно-промышленных работ (ОПР) Восточно-Мессояхского месторождения проводилась по следующим основным направлениям: *строительство скважин, поверхностное обустройство месторождения, оборудование для нефтедобычи, природоохранные мероприятия.*

Затраты на бурение определялись исходя из ежегодных объемов эксплуатационного бурения и стоимости строительства 1м:

- наклонно-направленной скважины – 20 000 руб./м (769 \$/м),
- горизонтальной скважины – 27 000 руб./м (1038 \$/м).

Таким образом, при разбуривании участков ОПР:

- наклонно-направленными скважинами – средняя стоимость каждой из них оценивается в 44 млн.руб./скв. (без учета НДС), при этом она будет варьировать по пластам от 18 млн.руб./скв., до 52 млн.руб./скв.
- горизонтальными скважинами – средняя стоимость каждой из них оценивается в 75 млн.руб./скв. (без учета НДС) и изменяется от 45 млн. руб./скв. до 86 млн. руб./скв. [2]

Капитальные вложения в строительство 2х-забойных скважин рассчитаны по стоимости 1м горизонтального бурения (27 тыс. руб./м) и, таким образом, дороже горизонтальных только за счет большей проходки на каждую эксплуатационную скважину. Аналогичный подход принят и для гипотетических вариантов с «интеллектуальными» скважинами, затраты на строительство которых (без учета скважинного оборудования) определены по нормативу 27 тыс. руб./м.

Решение вопросов обустройства Восточно-Мессояхского месторождения осложнено его географическим месторасположением. Дополнительным усугубляющим фактором, наряду со значительным удалением от районов со сколько-нибудь развитой инфраструктурой, является то, что в целом запасы углеводородов Гыданского полуострова еще только начинают осваиваться и, таким образом, практически

отсутствуют осваиваемые лицензионные участки, чья инфраструктура в той или иной мере могла бы быть задействована при реализации данного проекта.

Ближайшим разрабатываемым месторождением является Находкинское газонефтеконденсатное месторождение (ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь») расположенное на удалении около 100 км от Восточно-Мессояхского. На сегодняшний день именно Находкинское месторождение предварительно можно рассматривать в качестве опорной точки для транзита газа.

Использование газотранспортной инфраструктуры Находкинского месторождения в качестве связующего звена с системой магистральных газопроводов ОАО «Газпром» является, очевидно, более реалистичным сценарием. В связи с этим в экономических расчетах учтены капитальные вложения на строительство газопровода от Восточно-Мессояхского до Находкинского месторождения, протяженностью порядка 100км. Главной проблемой рассматриваемого проекта является внешний транспорт нефти и газа. Ближайшая нефтеперекачивающая станция АК «Транснефть» – НПС «Пурпе» расположена на удалении порядка 500км, что неизбежно делает вопрос транспортировки продукции с Восточно-Мессояхского месторождения предметом переговоров компании с другими недропользователями. Более вероятным направлением строительства нефтепровода представляется Ванкорское (месторождение НК «Роснефть») – именно такое решение было учтено, в данной работе при экономической оценке. Ориентировочная протяженность нефтепровода, связывающего Восточно-Мессояхское месторождение с Ванкорским, составит порядка 170 км. Предполагается, что далее нефть по 544-километровому нефтепроводу (который ОАО «Роснефть» планируется ввести в эксплуатацию в 2008г.) будет поставляться до НПС «Пурпе» и в магистральную систему «Транснефти». Помимо выше обозначенных линейных объектов производственной инфраструктуры (внешнего нефтепровода, газопровода и автомобильной дороги) в экономической оценке учтены капитальные вложения на строительство следующих промышленных сооружений: установки подготовки нефти, установки комплексной подготовки газа, газопоршневой электростанции, компрессорной станции, системы поддержания пластового давления, кустовых площадок с коридорами коммуникаций до них. [3]

Затраты на природоохранные мероприятия приняты в размере 5% от капитальных вложений в бурение скважин, поверхностное обустройство месторождения и скважинное оборудование. В таблице 1 представлены результаты оценки совокупных капитальных вложений на этапе опытно-промышленной разработки Восточно-Мессояхского месторождения, как в отдельности по каждому выделенному объекту ОПР, так и в сумме по этим участкам.

Таблица 1

Оценка капитальных вложений по вариантам

Направление инвестиций	Ед. изм.	Варианты ОПР				
		1 ННС	2 ГС	3 (рек) 2*-заб+ГС	4 Интел 1	5 Интел 2
Бурение скважин	млн. руб.	6 756	6 475	5 995	4 574	3 777
	млн. руб/скв.	44	75	91	99	111
	%	53	55	54	46	40
Обустройство	млн. руб.	4 551	4 362	4 269	4 167	4 277
	млн. руб/скв.	29	51	65	91	126
	%	36	37	38	42	45
Оборудование НВСС	млн. руб.	775	430	405	813	962
	млн. руб/скв.	5	5	6	18	28
	%	6	4	4	8	10
Природоохранные мероприятия	млн. руб.	604	563	533	478	451
	млн. руб/скв.	4	7	8	10	13
	%	5	5	5	5	5
Всего	млн. руб.	12 686	11 830	11 202	10 031	9 467

Из представленной в таблице 1 информации видно насколько сильно отличается структура капитальных вложений между вариантами 1, 2, 3 с одной стороны и вариантами 4, 5 с другой. Можно отметить, что существенная экономия на бурении в вариантах 4 и 5 сопряжена со значительным увеличением расходов на технологическое оборудование.

Литература

1. Официальный интернет портал ОАО Газпром-нефть <http://www.gazprom-neft.ru/>
2. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений: 2010.- 350 с.
3. Технологическая схема ОПР нефтяных залежей Восточно-Мессояхского месторождения;

КОМПЛЕКСНОЗНАЧНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ В АНАЛИЗЕ ФОНДОВЫХ РЫНКОВ

А. А. Ефанов, Т. С. Глызина

Научный руководитель, старший преподаватель Т. С. Глызина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Применение экономико-математического моделирования – одна из основных задач современной науки. Различными экономическими школами создано множество моделей, которые описывают процессы, протекающие в экономике для анализа и прогнозирования. В частности, моделирование экономической конъюнктуры различного рода рынков, развитие которых является приоритетной для решения различных экономических задач. Важно отметить, в каждой такой модели существует ряд допущений и упрощений. Для более полного приближения модели к реальности вводят новые переменные, которые стремятся уменьшить количество допущений, однако это ведет к усложнению самой модели.

В данной работе рассматривается моделирование конъюнктуры фондового рынка. Это связано со сложностями в анализе данного рынка существующими методами. Если в области валютного рынка существуют закономерности, которые возможно проследить, то с анализом фондового рынка возникают сложности. Применение различных моделей оценки не даёт достоверных результатов.

Для решения данной проблемы, согласно работам профессора Светунькова С.Г., используется величина, обобщающая свойства основных показателей (индекс). Для определения экономической конъюнктуры любого рынка можно использовать множество показателей, однако на практике используется индекс, как более простой и весьма информативный источник. С помощью индекса осуществляется сравнение совокупных стоимостей в данный момент времени относительно предыдущего момента времени:

$$\frac{\Sigma}{\Sigma} \quad (3.1)$$

Очевидно, что если конъюнктура улучшилась, то числитель будет больше знаменателя в силу увеличения цены и/или объёма продаж. Тогда индекс будет принимать значения больше единицы. В противном случае он будет принимать значения меньше единицы.

Так как цена и объём продаж акций являются характеристиками одного экономического объекта и носят одинаковую размерность, то представляется возможным записать их взаимосвязь в виде комплексного переменного:

где – объём продаж акций, – цена одной акции, j – номер акции. Данная запись числа может быть представлена как в тригонометрической, так и в показательной форме (в дальнейшем будем использовать именно этот вид представления):

При известных данных о продажах акций в текущий и предыдущий момент времени можно судить об изменении состояния на рынке этих акций. Для построения структуры, схожей с индексом в его классическом понимании, простого сложения всех комплексных чисел будет недостаточно – данная операция не даст никакого логического результата. Однако перемножение всех акций на данном рынке даст необходимое обобщение свойств характеристик рынка:

$$\frac{\prod \Sigma \prod}{\prod \Sigma \prod} \quad (3.3)$$

На данном этапе отношение двух данных выражений даст искомый параметр – индекс в комплексных переменных

$$\left(\frac{\prod}{\prod} \right)^{-\Sigma} = \left(\frac{\prod}{\prod} \right)$$

Из данного выражения можно выразить два важных параметра:

1) – угол комплексного индекса. Если данный показатель равен нулю, это означает, что пропорция между ценой и объёмом продаж не изменилась. Это возможно при стабильном отношении к данной акции на рынке. Если данный параметр больше нуля при неизменном объёме продаж или фиксированной цене, то данная акция в глазах участников биржи считается перспективной (её либо не хотят продавать по данной цене, либо держатели данной акции заинтересованы в данной акции и не желают от неё избавляться). Если значение угла отрицательно, то при фиксированных ценах и увеличивающихся объёмах держатели акций стремятся избавиться от данной бумаги в связи с её ухудшением на рынке, либо при фиксированных объёмах продаж и уменьшении цены на единицу акции держатели не заинтересованы в удержании данной акции на руках – они её «скидывают».

2) — – модуль комплексного индекса. Если данная величина постоянна, то это отражает масштаб операций с данной акцией и определяется в совокупности с изменением угла комплексного индекса. Изменение модуля комплексного индекса свидетельствует о пропорциональном изменении масштаба операций над данной ценной бумагой.

В итоге возвращаясь к арифметической форме записи, учтя то, что было сказано ранее, получаем неплохой аппарат, позволяющий определять не только изменения в масштабах операций над ценной бумагой, но и ожидания и интерес к данной акции.

Анализ рынка акций ОАО «Газпром» по комплексному индексу

В качестве начальных данных воспользуемся котировками акций ОАО «Газпром» в промежутке от 1.05.2013 до 1.05.2014 на ММВБ. Имеем картину динамики цены и динамики объёма продаж на данном промежутке с шагом в одну неделю.

"Газпром" (ОАО) ао



Рис.2 Котировки акций ОАО «Газпром»

Сравнение показаний классического и комплексного индекса

Дата	Цена акций	Объём продаж	Классический индекс	Комплексный индекс			
				Вещественная часть	Мнимая часть	Угол	Модуль
9.09.2013	95,82	43,15	1,04397	1,031148	0,010967	65,7568°	105,0876
30.12.2013	101,17	3,47	0,180855	0,975687	0,152376	88,0356°	101,2295
10.03.2014	71,75	70,56	0,544958	0,700668	0,135212	45,4791°	100,6319

Заключение

В результате проведённого исследования выявлено, что применение теории функции комплексного переменного действительно позволяет расширить рамки понимания и использования уже существующих экономических моделей действительной переменной. Применение данной методики на конкретно взятом примере достаточно хорошо описывается применяемой нами математической моделью. Это даёт большую перспективу для исследования процессов, в обработке которых возникают трудности.

Литература

1. В.Г. Багров, В.В. Белов, В.Н. Задорожный, А.Ю. Трифонов. Методы математической физики I. Основы комплексного анализа. – Томск: Изд-во НТЛ. 2002. – 672 с.
2. Колемаев В.А. Экономико-математическое моделирование. Моделирование макроэкономических процессов и систем. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2005. – С. 27-29.
3. Светушков С.Г. Комплексные переменные в теории индексов // Теория функции комплексного переменного в экономико-математическом моделировании: материалы Всероссийского научного семинара. 19 декабря 2005 г. / Под ред. проф. С.Г.Светушкова. – СПб.: Изд-во СПбГУЭФ, 2006. - С. 39 –44.
4. <http://www.micex.ru> – котировки ОАО «Газпром»

ЗОЛОТО КАК ИНСТРУМЕНТ ХЕДЖИРОВАНИЯ РИСКОВ

Д. В. Жилкин¹

Научный руководитель, профессор Т. Л. Ищук²

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия
²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как инструмент для хеджирования финансовых рисков золото исторически играет особую роль. Многие инвесторы придерживаются мнения о золоте как об универсальном защитном активе, и часто связывают рост его стоимости с временной нестабильностью мировых рынков.

Известно, что хеджирование это инвестиция, целью которой является извлечение выгоды из ситуации [14], предотвращения или компенсации другой возможной рискованной или неконтролируемой ситуации. Так, покупка золота может быть как прямой инвестицией при условии роста цен на него, так и защитным механизмом (хеджированием) при росте спроса на него и снижении предложения [1]. Также покупка золота является хеджированием для защиты от последствий инфляции [2], так как золото сохраняет свою ценность, когда доллар теряет [9].

Хеджируются сделки от вероятного изменения цены путем занятия на параллельном (срочном или биржевом) рынке противоположной позиции. Например, при покупке/продаже реального товара с определенным сроком поставки, одновременно на фондовой бирже производится покупка/продажа срочных контрактов с тем же сроком исполнения. При этом изменение цены на реальный товар компенсируется проведением обратной операции, что позволяет избежать существенных убытков, связанных с неблагоприятным ценовым движением [13].

Защищая от вероятных потерь, хеджирование, с другой стороны, уменьшает и вероятность получения незапланированной прибыли при благоприятном изменении стоимости активов, однако в большинстве случаев при планировании финансовых потоков и обязательств роль дополнительной прибыли не столь важна, как риск потери плановой прибыли, поэтому хеджирование широко применяется как метод страхования [12].

На практике сложились разные варианты хеджирования: 1) *классическое*, когда при совершении сделки на рынке товара с реальной поставкой параллельно открываются противоположные позиции на срочных рынках (на рынке опционов или на фьючерсном рынке). 2) *упреждающее*, при котором биржевой контракт заменяет реальный договор на поставку товара на тот отрезок времени, который разделяет заключение сделки на срочном рынке и осуществление сделки на рынке товара с реальной поставкой. 3) *полное или частичное* - сто процентно исключает и вероятность потерь, и вероятность дополнительной прибыли от изменения цен на страхуемый актив. При этом сохраняется и риск получения убытков, и вероятность получения дополнительной прибыли от незастрахованной части сделки. 4) *перекрестное*, когда в качестве страхового инструмента применяется базовый актив, близкий к реально торгуемому, но не совпадающий с ним. Так экспортно-импортная операция с физическим золотом может хеджироваться фьючерсным контрактом на золото, а при покупке реальных акций хеджирование может осуществляться при помощи фьючерса на фондовый индекс. 5) *выборочное* – является наиболее рисковым и иногда приравнивается к биржевой спекуляции: опираясь на прогнозы аналитиков относительно предполагаемого движения цен, выполняется страхование только части суммы сделки (часть валют или товаров), а сроки заключения и исполнения контрактов на рынке реальных товаров и на срочном рынке могут не совпадать.

Самый распространенный инструмент хеджирования - фьючерсный контракт, реже используются опционы на фьючерсы или форвардные контракты [5]. Выбор того или иного инструмента для проведения операции хеджирования определяется, исходя из выбранного типа хеджирования с учетом конкретных условий сделки. Так, фьючерсный контракт на золото может помочь инвестору избежать потерь в условиях нестабильной политической, финансовой и экономической ситуации [7].

Для получения достоверного представления о сущности золота, а также его компетентной оценки как защитного актива, необходимо обратиться к истории данного драгоценного металла.

С 1867 г. в мире действовала Парижская валютная система, в рамках которой золото служило средством международных расчетов [11]. Таким образом, золото фактически выполняло функцию мировых денег. Стоимость золота в этот временной отрезок практически не менялась, и только в 1920 году равновесие было нарушено, и золото выросло до отметки 20,68 долл. за тройскую унцию. Мировому сообществу потребовалась новая валютная система.

С 1922 г. начала функционировать Генуэзская валютная система. Золото перестало быть международными деньгами и стало интернациональной мерой стоимости. Курсы национальных валют при международных расчетах соизмерялись посредством золотого паритета [11]. Валюты могли свободно конвертироваться в золото до наступления Великой депрессии (1929-1933 гг.) и, как следствие, Второй Мировой Войны.

В 1944 г. было достигнуто соглашение о переходе к Бреттонвудской валютной системе, вступившее в силу в 1946 г. Новая валютная система предполагала использование в качестве интернациональной меры стоимости не золота, а американского доллара, который, в свою очередь, мог быть обращен в золото по фиксированному курсу 35 долл. за тр. унцию. США взяли на себя обязательство по обеспечению золотого паритета [11].

Однако данные американской стороной обязательства были нарушены в 1971, когда США в одностороннем порядке объявили о прекращении обмена доллара на золото по фиксированному курсу.

Начало интенсивного роста стоимости золота наблюдается вблизи 1971 года, когда обеспечение доллара золотом было временно приостановлено. Рост резко усиливается после 1976 года, когда доллар США утратил золотое обеспечение окончательно в результате перехода к Ямайской валютной системе, предполагающей плавающие валютные курсы. Волатильность золота после 1971 года мгновенно достигла беспрецедентных в истории масштабов. Новым витком резкого роста золота после 1999 г. ознаменовалось введение в обращение Евро – Единой Европейской валюты [4].

Вне всяких сомнений, спрос на золото, как на защитный актив возрастает на негативных ожиданиях инвесторов касательно ситуации на развитых рынках капитала [6], как минимум по причине того, что об уникальных защитных финансовых свойствах золота часто говорят известные и уважаемые финансисты, к мнению которых прислушиваются. Кроме того, золото обладает статусом «актива последней инстанции» то есть является тем активом, к которому прибегают инвесторы в периоды, когда развитые мировые рынки капитала не способны обеспечить желаемую доходность [8].

Золото имеет корреляцию, как с индексом развитого рынка капитала, так и с нефтью и долларом. Обвал американского индекса широкого рынка S&P 500 в 1999 г. совпадает с моментом ввода в обращение Единой Европейской валюты [3].

В настоящее время в российской торговой системе разработаны расчетные фьючерсные и опционные контракты на аффинированное золото в слитках [10]. Базовым активом фьючерсного контракта является аффинированное золото в слитках, цена которого фиксируется на лондонском рынке наличного металла – «The London Gold Market Fixing Limited» в ходе утреннего фиксинга. Количество базового актива по одному фьючерсу равно одной тройской унции. Расчеты производятся в деньгах, на базе значений Лондонских фиксингов. Цена фьючерса, в процессе торгов на бирже, устанавливается в долларах США за одну тройскую унцию базового актива с точностью до 0,1 доллара США. Базовым активом опционного контракта на аффинированное золото в слитках является вышеупомянутый фьючерсный контракт на аффинированное золото в слитках.

Важно также заметить, что золото как финансовый актив и существующие на его базе производные финансовые инструменты на практике могут быть использованы для хеджирования не только валютного или системного риска, но и ценового риска косвенно связанных с золотом товаров. В частности, некоторые авторы фьючерс на аффинированное золото в слитках рассматривают как инструмент для хеджирования рыночного риска строительных организаций, связанного с колебаниями цен на сырьё и строительные материалы. Также хеджирование с помощью фьючерсного контракта на аффинированное золото в слитках используется для снижения риска изменения цены таких специфических строительных материалов как трубы и профили пустотелые из литейного чугуна [15]. Таким образом, золото, имея отрицательную корреляцию со стоимостью доллара США по отношению к корзине основных мировых валют и положительную корреляцию с ценами других сырьевых товаров, представляет собой достаточно многофункциональный инструмент для хеджирования неоднородного спектра рисков. Согласно данным отчёта Американской комиссии по торговле товарными фьючерсами (US Commodity futures trading commission) по состоянию на 02.02.2016 [16] компаниями, хеджирующими свои риски, открыто 40 376 длинных и 99 861 коротких позиций по фьючерсным и опционным контрактам на золото в секции COMEX Нью-Йоркской товарной биржи. Позиции хеджеров занимают существенную долю на основном североамериканском рынке золота. Наблюдаемый дисбаланс длинных и коротких позиций хеджеров говорит о преобладающей нежелательности снижения цен на золото для данной группы участников рынка. Колебания стоимости золота можно рассматривать как реакцию рынка на возникновение новых финансовых активов или существенное изменение статуса старых, ведущее к временному состоянию неопределённости.

Литература

1. Albert Queraltó. A Model of Slow Recoveries from Financial Crises // Board of Governors of the Federal Reserve System International Finance Discussion Papers Number 1097 December 2013.
2. Andrew Farlow. Crash and beyond : causes and consequences of the global financial crisis / Andrew Farlow, Oxford : Oxford University Press, 2013.
3. Fritz Breuss. Global financial crisis as a phenomenon of stock market overshooting // Empirica February 2011, Volume 38, Issue 1, pp 131-152.
4. Jean Pisani-Ferry. The euro crisis and its aftermath / Jean Pisani-Ferry, New York : Oxford University Press, 2011.
5. Nicholas Morris. Capital Failure: Rebuilding Trust in Financial Services / Nicholas Morris, David Vines, Oxford, United Kingdom : Oxford University Press, 2014
6. Wenxin Du and Jesse Schreger. Local Currency Sovereign Risk // Board of Governors of the Federal Reserve System International Finance Discussion Papers Number 1094 December 2013.
7. Бобошко Н.М. Финансово-кредитная система: учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности «Бухгалтерский учет, анализ и аудит» и «Финансы и кредит», «Правоохранительная деятельность» / Н.М. Бобошко, С.М. Проява. – М. ЮНИТИ-ДАНА, 2014. – 239 с.
8. Джагерсон Джон. Все об инвестировании в золото / Джон Джагерсон, Уэйд Хансен. – М.: Манн, Иванов и Фербер, 2013. – 248 с.
9. Диргин А. Хеджирование рисков с помощью рынка деривативов // Рынок ценных бумаг 2010. – №4. – С. 28-29.
10. Лахно Ю.В. К вопросу о развитии российского рынка деривативов // Финансы и кредит. – 2013. – № 15(542). – С. 49-54.
11. Льюис Нейтан. Золото: деньги прошлого и будущего / Нейтан Льюис. – М.: Графика.Ру, 2011. – 296 с.
12. Мишкин Ф. С / Экономическая теория денег, банковского дела и финансовых рынков, 8-е издание: Пер. с англ. – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2011. – 880 с.
13. Финансовый менеджмент / В.В. Ильин [и др]. – М.: Омега-Л, 2011. – 560 с.
14. Финансы, денежное обращение и кредит. – М.: Юрайт, Юрайт-Издат, 2012. – 720 с.

15. Янкина И.А. Фьючерсные контракты: расчёт эффективности и хеджирования закупочной деятельности предприятия / И.А. Янкина, Е.Э. Спиридонов // Финансы и кредит. – 2014. – № 44(620). – С. 10-17.
16. US Commodity futures trading commission. Американская комиссия по торговле товарными фьючерсами ([Электронный ресурс]. - URL://www.cftc.gov/dea/options/other_lof.htm (дата обращения: 09.02.2016).

ОЦЕНКА И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЭК РОССИИ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ФОРМИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕБЕЗОПАСНОСТИ

Е. И. Жирова

Научный руководитель, доцент О. В. Белозерцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) продолжает являться одним из наиболее устойчиво работающих производственных комплексов российской экономики.

Мощный потенциал ТЭК России обеспечивает необходимые потребности общества в энергетических продуктах и услугах, формируя тем самым необходимые показатели национальной энергетической безопасности страны.

Таблица 1

ТЭК в экономике России в 2010–2014 гг.

Показатель	2010 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Доля ТЭК в объеме ВВП России	30,8	29,7	30,0	29,0
Доля ТЭК в налоговых поступлениях в федеральный бюджет	57,8	51,7	50,0	52,0
Доля ТЭК в валютном экспорте страны, %	64,0	66,0	70,0	70,0
Объем добычи нефти и газового конденсата, млн. т.	505,2	518,1	523,4	526,7
Объем добычи природного и попутного нефтяного газа, млрд. куб. м	650,7	654,5	668,2	642,1
Объем добычи угля, млн. т.	323,1	355,0	352,2	357,7
Объем производства электроэнергии, млрд. кВтч	1038,0	1069,3	1059,1	1058,7

В России топливо-энергетический комплекс составляет основу процветания. По итогам 2014 года почти 30% российского ВВП приходилось на долю ТЭК. Российская энергетика обеспечила половину налоговых поступлений в федеральный бюджет. Доля ТЭК в структуре экспорта и вовсе составила 70% [3].

В 2014 году, несмотря на ухудшение конъюнктуры на мировых сырьевых рынках, нефтегазовые доходы федерального бюджета возросли на 0,9 трлн. руб. и составили порядка 14,5 трлн. рублей. В федеральном бюджете, по данным Минфина, доля нефтегазовых доходов составила при этом 52 % несмотря на рекордное падение цен на нефть [1].

Нефть является основой российского экспорта и торгового баланса, но ее роль для экономики страны в целом гораздо скромнее. Мнение о высокой зависимости российской экономики от цены на нефть имеет происхождение из мифов о большой значимости нефтяного и газового секторов в производстве ВВП России. Однако фактическая доля нефти, нефтепродуктов и газа в ВВП составляет около 17%. Остальные 12% ВВП России приходятся на угольную промышленность и электроэнергетику [4].

В 2014 году экспорт сырой нефти из России продолжил сокращение и составил 223,4 млн. тонн, что на 21,4 млн. тонн ниже уровня 2010 года. Экспорт нефтепродуктов, наоборот, продолжил рост и в 2014 году составил 164,8 млн. тонн, что на 13,2 млн. тонн выше уровня 2013 года. Практически вся нефть (89,2 %) и нефтепродукты (94,1 %) поставляются в страны дальнего зарубежья.

В 2014 году добыча газа в России составила 642,1 млрд. м³, что на 3,9 % меньше уровня 2013 года. Снижение добычи было вызвано уменьшением экспортных поставок на 11,4 % относительно 2013 года, а также продолжающейся тенденцией по сокращению потребления газа в стране. В 2014 году поставки газа на внешний рынок составили 172,6 млрд. куб. метров. Также в 2010–2014 годах поставки газа на внутренний рынок снизились на 30,7 млрд. м³, или на 6,3 % [2].

До 2020 года планируется реализовать несколько проектов, которые должны позволить нарастить экспорт за счет новых рынков сбыта и расширения поставок на старые рынки. Это проекты: «Турецкий поток» Запуск намечался на 2017–2018 год, однако, из-за обострившихся отношений между Москвой и Анкарой, проект был заморожен и газопровод «Сила Сибири», который, по предварительным данным, обеспечит экспорт газа в Китай к 2019–2020 году.

Умеренный рост добычи угля в России в 2014 году связан с ориентацией на экспорт по восточному направлению. Добыча угля в России достигла 358 млн. тонн, что на 2% выше, чем в 2013 году. С учетом внешнеэкономической конъюнктуры, обеспечения потребностей внутреннего рынка и транспортных возможностей экспорт угля в 2014 году увеличится до 152 млн. тонн (107% к уровню 2013 года) [1].

Развитию рынков сбыта угольного топлива будет способствовать переход на долгосрочные контракты поставок угля для предприятий электроэнергетики, жилищно-коммунального хозяйства и металлургии, формирование биржевой торговли углем, расширение области использования угольной продукции.

В 2015 году добыча угля составила 371,70 млн. тонн, экспорт угля – 151,4 млн. тонн[5].

Выработка электроэнергии в 2010–2014 годах отражала ситуацию в экономике и имела разнонаправленные тенденции. Так, в 2010 году выработка электроэнергии составила 1038,0 млрд. киловатт-часов, что соответствует 104,6 % к предыдущему году. В 2011–2012 годах наметилась тенденция замедления темпов роста выработки электроэнергии к уровню предыдущего года. В 2012 году производство электроэнергии увеличилось до 1069,3 млрд. киловатт-часов, а в 2013 году произошло снижение до 1059,1 млрд. киловатт-часов (99,0 % к уровню 2012 года). В 2014 году производство электроэнергии сохранилось на уровне 2013 года.

В России на уровне государства поставлена цель по росту доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в выработке электроэнергии до 2,5 % к 2020 году, что, по данным госпрограммы «Энергоэффективность и развитие энергетики», потребует ввода 5,87 ГВт мощностей.

Развитие ВИЭ в России направлено на повышение энергоэффективности, улучшение экологической ситуации, развитие перспективных технологий, диверсификацию источников энергии в топливно-энергетическом балансе страны.

В настоящее время доля энергетических источников на ВИЭ в совокупной выработке электроэнергии России составляет не более 1%, за последние годы не наблюдается увеличение роли ВИЭ в балансе страны[7].

В планах государства и российских компаний ТЭК – масштабные и дорогостоящие проекты по разработке месторождений на шельфе, добыче запасов и развитию инфраструктуры на востоке России, по модернизации в электроэнергетике и сфере теплоснабжения, по повышению энергоэффективности. Все перечисленные направления являются достаточно капиталоемкими.

В проекте Энергостратегии на период до 2035 года даются оценки по потребностям в инвестициях с 2011 до 2035 годы, приведенные в соответствии с нуждами экономики и с планируемым изменением производственных показателей отраслей ТЭК.

Таблица 2

Прогноз необходимых инвестиций в ТЭК России на период до 2035 года, проект Энергостратегии-2035, млрд. долл. (в ценах 2010 года)

Отрасль ТЭК	2011 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2035	Всего, 2011 - 2035
Нефтяная промышленность	413 - 416	229 - 239	510 - 560	1152 - 1216
Газовая промышленность	237 - 239	134 - 142	316 - 340	687 - 720
Угольная промышленность	27 - 28	18 - 19	44 - 48	89 - 95
Электроэнергетика	174 - 194	14 0 - 157	261 - 376	576 - 727
Всего ТЭК	973 - 1008	591 - 638	1283 - 1522	2846 - 3168

В нефтяной сфере указанный объем инвестиций не направлен на значительное увеличение объема добычи или переработки, что объясняется отсутствием перспектив значительного роста спроса.

Увеличение объема инвестиций в газовую промышленность ожидается как за счет прогнозируемого увеличения добычи газа (почти на 45% в 2035 году относительно 2010 года), так и за счет реализации инфраструктурных проектов по транспортировке и хранению газа.

В угольной промышленности основные инвестиции ожидаются в развитие новых центров добычи угля на востоке страны, а также на создание требуемой инфраструктуры.

В электроэнергетике, согласно проекту Энергостратегии-2035, основной объем инвестиций будет направлен на расширение и модернизацию сетевого комплекса, строительство атомных и тепловых электростанций (замена существующих, а также ввод дополнительных мощностей)[6].

Однако, снижение темпов экономического роста российской экономики, высокая степень неопределенности относительно рыночной конъюнктуры и спроса на внешних рынках также могут значительно ограничить объем долгосрочных инвестиций в отрасли российского ТЭК.

Для обеспечения наиболее эффективного обеспечения энергетической безопасности России необходимо произвести переход от энергосырьевого сценария развития экономики страны на инновационный. Начальными этапами к данной цели могут стать снижение экспорта топливно-энергетических ресурсов, увеличение внутреннего спроса на энергоресурсы в больших масштабах; развитие направления как производство товаров конечного потребления с высокой добавленной стоимостью.

Литература

1. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. ТЭК РОССИИ — 2014 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/5451.pdf>
2. Министерство экономического развития Российской Федерации. Развитие секторов экономики [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://economy.gov.ru>
3. Министерство энергетики Российской Федерации. Итоги работы ТЭК России в 2014 году [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://burneft.ru/files/report170315.pdf>
4. Роль нефтегазового сектора в экономике России [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.iupr.ru/domains_data/files/zurnal_16/Markova%20T.V..pdf

5. Топливо-энергетический комплекс сегодня и в среднесрочной перспективе [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://federalbook.ru/files/TEK/Soderzhanie/Tonf%2015/III/Maslennikov.pdf>
6. Энергетический бюллетень. Инвестиции в ТЭК [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/2992.pdf> Энергетический бюллетень. Стимулирование развития возобновляемой энергетики [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/3822.pdf>

РАЗВИТИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА В ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИИ

Е. И. Жирова

Научный руководитель, старший преподаватель Т. С. Глызина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной задачей природопользования является использование природной среды для удовлетворения экологических, экономических и культурно-оздоровительных потребностей общества. Сохранение, воспроизводство, совершенствование натуральной среды – основное направление деятельности природоохранительных организаций. Особое внимание они проявляют к антропогенному воздействию на природу и промышленному загрязнению.

Экологические проблемы, в основном, порождаются в процессе функционирования производства. Отходы, стоки и выбросы должны быть обезврежены. Когда загрязнение выходит за пределы источника, то оказывает влияние на ухудшение экологического состояния окружающей среды. В этом случае отходы должны быть зафиксированы в количественном и в качественном отношении, чтобы уточнить долевое участие источника в территориальном или бассейновом загрязнении. Обезличенная порча окружающей среды является одной из основных неопределенностей в сфере охраны природы. Рыночное решение любой проблемы возможно лишь в том случае, когда затраченные средства гарантируют высокую и быструю прибыль [1].

Наиболее перспективным фактором, который может существенно повлиять на экологическую ситуацию в стране и положительно воздействовать на охрану окружающей среды является развитие эколого – ориентированного бизнеса. Экологическое предпринимательство необходимо рассматривать как совокупность новых экологических технологий, экономических отношений в природопользовании по защите окружающей среды, воспроизводство природных ресурсов, а также наполнение рынка «эко»-продукцией и предоставление рабочих мест (услуг) в производстве.

Важными направлениями для развития экологического предпринимательства являются:

- утилизация и переработка производственных отходов;
- рекультивация нарушенных земель;
- применение экологических энерго и ресурсосберегающих технологий;
- переработка и утилизация бытовых отходов;
- восстановление водных объектов.

При использовании понятия «экологическое предпринимательство» необходимо учитывать особую роль предпринимательства в сфере инноваций (технологических и социально - экономических). Взаимосвязь предпринимательства и инноваций создает конкурентные преимущества при освоении новых рынков. Результативность предпринимательства связана с быстрым реагированием на потребности общества, что в наибольшей степени характерно для предприятий малого бизнеса. Поэтому экологическое предпринимательство является неотъемлемой частью бизнеса в целом [2].

В этой связи необходим переход к концепции управления природными экосистемами, выдвигающей на первый план механизмы развития деятельности организаций, оказывающих экосистемные услуги. Следовательно, этот механизм должен отвечать в первую очередь общим принципам рыночной экономики, обеспечивать устойчивую прибыль, иметь насыщенный и стабильный рынок и способствовать при решении вопросов практической природоохранительной деятельности [3].

Основные факторы, которые способствуют развитию экологического предпринимательства:

- изменение и ужесточение международных экологических стандартов;
- заинтересованность потребителей в эко-продуктах;
- развитие экологических рынков товаров и услуг;
- усиление конкуренции производителей с учетом экологической составляющей;
- возможность совершенствования государственного регулирования экологического предпринимательства.

Создание полноценного рынка экологических услуг необходимо с введением системой обязательной сертификацией по экологическим требованиям. Для этого требуется провести следующие мероприятия [4-6]:

- разрабатывать нормативно-методическую документацию, на соответствие требований которой осуществляется сертификация;
- внести изменения и дополнения в действующее законодательство и разработать новые законодательные акты, которые обеспечивают реализацию экологических требований при ведении в хозяйственной деятельности.

Создание условий для интенсивного развития экологического предпринимательства должно осуществляться на основе учета спектра проблем конкретной территории в соответствии с общей стратегией. Для этого необходимо выделить направления деятельности предприятий рассматриваемой сферы, сгруппировать их по целевым установкам. Дифференциация видов экологического предпринимательства при этом может

базироваться на видовом составе функций, которые выполняет предпринимательство вне зависимости от сферы деятельности [7].

Литература

1. И.И. Поисеев, А.А. Заморщикова // INTERNATIONAL JOURNAL OF APPLIED AND FUNDAMENTAL RESEARCH.– 2013. – № 8. – С.73-74.
2. С.В.Вершинина. Экологическое предпринимательство как важнейшее направление экологизации региона // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2010. – № 1. – С.128-130.
3. Т. М. Федорова. Механизм управления развитием государственного экологического предпринимательства// Социально-экономические явления и процессы– 2012. – № 2. – С.122-125.
4. С.В.Злобин. Правовое регулирование экологического предпринимательства в Российской Федерации, диссертация кандидата юридических наук: 12.00.03 Волгоград 2011.
5. В.И. Колесников .Маркшейдерское обеспечение недропользования при скважинной гидродобыче богатых железных руд, диссертация доктора технических наук: 25.00.16 Белгород 2006.
6. В.С.Ермакова. Экологическое предпринимательство как определяющий фактор регионального инновационного развития// Проблемы современной науки и образования.– 2015. – № 2.
7. Кислицын Д. П. Экологическое предпринимательство как институциональный инструмент регулирования процессов использования природных ресурсов в муниципальном образовании// Новые технологии.– 2009. – № 3. – С.1-5.

ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ КАРГАСОКСКОГО РАЙОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

К. Е. Жуков

Научный руководитель, доцент М. Р. Цибульникова

Национальный исследовательский томский политехнический университет» г. Томск, Россия

В настоящее время на территории Каргасокского района Томской области сложилась моноотраслевая хозяйственная структура, которая связана с добычей полезных ископаемых с преобладающей долей углеводородного сырья. До недавнего времени, благодаря хорошей конъюнктуре сырьевых рынков, район получал щедрые инвестиции на развитие от крупных нефте- и газодобывающих компаний. Общая численность населения Каргасокского района на I полугодие 2014 года составляет 21,2 тыс. человек. Численность трудоспособного населения 14,1 тыс. человек. Из общего числа занятых в экономике 12,9 тыс. человек, на долю нефтегазодобывающей отрасли приходилось 9,159 тыс. человек (71%), без учета привлеченных для работы вахтовым методом [1]. Уровень зарегистрированной безработицы составляет 4,4 % от экономически активного населения. Нефтегазовый комплекс развит в левобережье реки Обь. Правобережная половина района занимается в основном сбором дикоросов, ловом рыбы и заготовкой леса. Объемы добычи нефти и газа, а также лесозаготовок указаны в таблице 1. Кроме того, существует «Каргасокский хлебозавод», который обеспечивает район хлебом, а также кондитерскими изделиями.

Таблица 1

Динамика нефтегазодобычи и лесозаготовок в Каргасокском районе 2008-2014

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Заготовка древесины, тыс. м3	64,96	12,99	11,31	10,38	9,62	9,71	9,56
Добыча нефти, млн. тонн	10,18	6,24	6,62	7,12	6,95	6,99	7,2
Добыча газа, млрд. м3	4,27	2,96	2,91	2,87	2,93	3,1	3,4

Нефтяные и газовые предприятия сегодня обеспечивают доходами основную массу проживающего населения, за счёт них формируется подавляющая часть собственных поступлений бюджета. На 2015 год прогнозируемый баланс бюджета Каргасокского района составляет -189 518,7 тыс. рублей [6]. В связи с событиями на международном рынке сырья, в частности на нефтяном рынке, необходимо задуматься о возможных сценариях развития региона, в условиях перехода на иные отрасли специализации. Так остальные отрасли экономики района развиты многократно слабее, чем нефтегазодобывающая. Причинами этого являются неблагоприятные природно-климатические и территориально-пространственные факторы, что в свою очередь является причиной низкой конкурентоспособности хозяйствующих субъектов, невысоким темпам роста в экономике района и т.д. Основными хозяйствующими субъектами длительное время остаются малые предприятия и предприниматели[4].

Таким образом, выделяется основная проблема – слаборазвитая инфраструктура Каргасокского района, которая является главным тормозом в его развитии. В инфраструктурные проблемы входят: неразвитая дорожная сеть, ограниченные возможности автомобильных перевозок по зимникам, высокие затраты бюджета на их организацию[2]. Обеспечение качественной и развитой дорожной сети позволит связать Томскую область единой дорогой, которая позволит добраться до самого севера области по территории Каргасокского района. Кроме того, появляется возможность для развития средних и крупных заготовительных и перерабатывающих дикоросы производств, лесоперерабатывающих предприятий.

Однако Каргасокский район имеет ряд преимуществ, которые при должном внимании и грамотном использовании могут стать основой для его развития и процветания.

Особенностью Каргасокского района является тот факт, что строительные материалы находятся в большом количестве на территории района: наличие собственного леса и пиломатериалов, глина и песок, завод по производству строительных блоков из пенобетона. Это обусловило возможности развития строительной отрасли и обеспечить население жильем, однако, в большей мере неблагоустроенным. Так в 2014 году показатели вводимого в эксплуатацию жилья выросли на 6% относительно уровня 2013 года, в основном, за счет индивидуального строительства [5]. Однако, несмотря на хорошие темпы роста строительства нового жилья, увеличение выделения субсидий на капитальные ремонты, активно растет доля ветхого жилья, что связано с большим оттоком населения из района и слабой заинтересованностью в поддержании имущества в удовлетворительном состоянии. Для изменения текущей тенденции необходимо развивать активную программу жилищного строительства, а также привлекать людей из менее благополучных районов. Поскольку динамика оттока населения составляет -487 человек, то необходимо обеспечить условия для сохранения населения района. Помимо социальных жилищных программ необходимо создавать рабочие места в отраслях, а которых специализируется район: лесозаготовка, нефтегазодобыча, сбор дикоросов, охотничий промысел и лов рыбы.

Кроме того, помимо углеводородного сырья, район богат возобновляемыми биологическими ресурсами (дикоросами, рыбой, животными). Администрация Каргасокского района ведет учет не древесных ресурсов на уровне поселений, что позволяет отслеживать деятельность крупных заготовителей. В районе интенсивно развивается добыча и заготовка этих ресурсов, однако, в большей мере теневая. В таблице 2 представлена информация о заготовках не древесных ресурсов на территории района в 2009 году, позволяющая сделать вывод, что в данном секторе создаются значительные денежные потоки [3]. Следовательно, необходимо создавать условия для перевода теневых заготовок на легальную основу: налоговые льготы, помощь от администрации в виде гарантий по кредитам на закупку необходимого оборудования, а также пересмотр нормативов на охоту, рыболовство и заготовку дикоросов, чтобы обеспечить реальную возможность легальных заготовок.

Таблица 2

Информация о заготовках не древесных ресурсов в Каргасокском районе Томской области

Объемы заготовок, тонн										
орех	ягоды	грибы	шиповник, боярышник, калина	другие лекарственные растения	черемша, папоротник	древесный сок	береста	ивовый прут, хвойная лапка	мох	веники
24,5	94,8	69,51	1,98	0,26	5,4	1,1	0,5		18,5	16,05

При столь мощном природно-ресурсном потенциале, одним из вариантов развития предполагается создание предприятий, которые специализируются на создании готовой продукции из переработанного природного сырья: мясная, рыбная продукция, а также иная производная от добываемых ресурсов [4].

Еще одним важным направлением является развитие ремесел. Среди видов ремесел можно выделить резьбу по дереву (березе, кедру), изготовление изделий из бересты, меховой одежды и обуви, расшитой бисером и т. п. Поскольку изделия сибирских мастеров всегда ценились среди народов бывшего СССР, то возникает реальная возможность воссоздать ремесленные производства и сделать упор на их развитие [7].

Таким образом, у Каргасокского района в 2015 году появилась реальная возможность начать реализацию проекта по развитию территории, а также экономики района с целью диверсификации производства, а также расширения привлекательности района для населения, создания рабочих мест, а также устранение моноотраслевой структуры в экономике. Важно заручиться поддержкой государства и создать привлекательные условия для развития бизнеса в регионе, тогда процесс перехода от экономики, завязанной на «нефтяной игле» к развитой и разнообразной экономике может начаться уже сегодня.

Литература

- 1 Социально-экономическое развитие // Официальный сайт Администрации Каргасокского района Томской области [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.kargasok.ru/development.html>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 03.04.2015
- 2 А. Н. Асаул, С. Н. Иванов, М. К. Старовойтов ЭКОНОМИКА НЕДВИЖИМОСТИ: Учебник для вузов. - 3-е изд., исправл. - СПб. АНО «ИПЭВ», 2009. -304с.
- 3 М.Р. Цибульникова Развитие методологии учета и оценки природных ресурсов на региональном уровне, на примере Томской области: Вестник Томского Государственного Университета № 341 декабрь 2010
- 4 Концепция социально-экономического развития муниципального образования «Каргасокский район» Томской области на период до 2020 г. // Официальный сайт Администрации Каргасокского района Томской области [Электронный ресурс]. – URL: <http://kargasok.ru/files/doc/koncepcyay2020.doc>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 04.04.2015

- 5 Село Каргасок готовится к большому празднику // Информационный портал Каргасокского района [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.sokik.ru/news-6251.html>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 04.04.2015
- 6 Департамент финансов Томской области [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.findep.org/>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 05.04.2015
- 7 Пожарницкая О.В. Влияние демографической ситуации на процессы формирования интеллектуального потенциала: Вестник Томского государственного педагогического университета. - 2011. №12 (114). С.46-51.

МЕТОДИКА SPACE-АНАЛИЗА КАК ИНСТРУМЕНТ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ КАРГАСОКСКОГО РАЙОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

К. Е. Жуков

Научный руководитель, доцент О. В. Пожарницкая

Национальный исследовательский томский политехнический университет г. Томск, Россия

В настоящее время на территории Каргасокского района Томской области сложилась хозяйственная структура, в которой преобладающая роль отведена добыче полезных ископаемых с преобладающей долей углеводородного сырья [3]. В связи с событиями на международном рынке сырья, в частности на нефтяном рынке, необходимо задуматься о возможных сценариях развития региона, в условиях перехода на иные отрасли специализации.

Для анализа стратегического развития экономических субъектов широко используется метод SPACE-анализа [2]. Данная методика получила широкое распространение при проведении оценки позиционирования субъекта экономических отношений во внутренней и внешней экономической среде, а также для получения прогноза по направлению стратегического развития. Анализ с применением SPACE-матрицы позволит выявить направление развития Каргасокского района Томской области, а также выявить проблемные стороны и дать соответствующие рекомендации по ним.

Для проведения анализа необходимо провести оценку комплекса внешних (фактор стабильности обстановки (ES), фактор конкурентных преимуществ (CA)) и внутренних (фактор промышленного потенциала (IS), фактор финансового потенциала (FS)) факторов. Характеристика параметров каждого фактора, а также их балльная оценка указаны в таблице 1.

Таблица 1

Значения анализируемых параметров SPACE-матрицы

<i>Факторы стабильности обстановки (ES):</i>	
Давление районов – производителей аналогичной продукции	3
Доступность кредитов для населения и малого бизнеса	4
Привлекательность социально-экономических условий для переезда граждан из других регионов	3
Итого:	3,33
<i>Факторы территориально-промышленного потенциала (IS):</i>	
Потенциал роста промышленного производства	5
Степень использования ресурсов района	4
Степень освоенности территории района	2
Развитость транспортной инфраструктуры	2
Производительность предприятий	4
Итого:	3,4
<i>Факторы конкурентных преимуществ (CA):</i>	
Количество особь экономических зон	0
Обеспеченность муниципальными гарантиями и льготными условиями по ипотеке	5
Наличие развитых промышленных предприятий	4
Доступность строительных материалов для жилищного строительства	5
Обеспеченность населения жильем	5
Итого:	3,8
<i>Факторы финансового потенциала (FS):</i>	
Финансовая стабильность	4
Уровень заработной платы	5
Потенциал экономического роста	4
Наполнение бюджета района	4
Итого:	4,25

Для наглядного отображения вектора развития Каргасокского района необходимо обратить внимание на полученную SPACE-матрицу (рисунок 1).

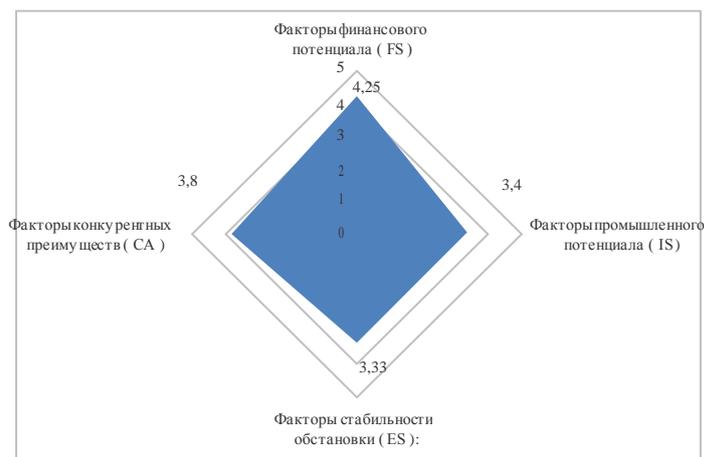


Рис.1 SPACE-матрица Каргасокского района

Исходя из наглядного представления SPACE-матрицы Каргасокского района, можно сделать вывод, что в настоящий момент указанный хозяйственный субъект занимает консервативное положение. Такое состояние чаще всего наблюдается в целом стабильных рынках, с низкими темпами роста. В таком случае усилия необходимо концентрировать на финансовой стабильности организации. Кроме того, важнейшим фактором является обеспечение конкурентоспособности продукта на рынке.

В данном случае, могут быть использованы следующие ключевые механизмы:

- снижение себестоимости продукции региона при повышении качества товара (в частности продукции добывающей отрасли);
- сокращение производства и выход на более перспективные рынки товаров (развитие межрегиональных транспортно-логистических связей, заготовительные операции по сбору, хранению и переработке дикоросов).

Особое внимание следует уделить развитию транспортно-логистических связей в районе. Поскольку, в настоящее время, ведется строительство Северной широтной автодороги, которая свяжет Ханты-Мансийский автономный округ с федеральными трассами Новосибирской и Кемеровской областей. Значительная часть участка дороги, проходящего по территории Томской области, будет пролегать через Каргасокский район. Данный факт позволяет осуществлять долгосрочное планирование и проектировать размещение прилегающих инфраструктурных объектов уже сегодня. Кроме того, одним из направлений развития транспортно-логистической сети может стать строительство крупного сибирского логистического центра для нужд всего региона.

По предварительным прогнозам, в течение десяти лет будет формироваться диверсифицированная экономика. За этот период, большинство населения района переберется в районный центр – село Каргасок, поскольку в нем будут созданы наиболее благоприятные условия для существования. Как минимум половина населения района по-прежнему будет задействована в нефтегазовом секторе, однако доля занятого в других отраслях населения будет стремиться к половине [1,4].

В результате при должной поддержке администрации и организации необходимых проектов и производств, социально-экономическая ситуация в районе будет стабильно хорошей, будет обеспечена занятость большей части трудоспособного населения, более рациональное и эффективное использование территории, а также природных ресурсов, которые имеются на ней.

Литература

1. Социально-экономическое развитие // Официальный сайт Администрации Каргасокского района Томской области [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.kargasok.ru/development.html>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 20.12.2015
2. Псарёв В.И., Псарёва Т.В., Сушенцева Н.В., Гончаров И.А. Методика формирования и анализа комплексных программ социально-экономического развития муниципальных образований. - Новосибирск, 2010.- 511с.
3. Концепция социально-экономического развития муниципального образования «Каргасокский район» Томской области на период до 2020 г. // Официальный сайт Администрации Каргасокского района Томской области [Электронный ресурс]. – URL: <http://kargasok.ru/files/doc/koncepcyay2020.doc>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 20.12.2015
4. Пожарницкая О.В., Нестерова О.А. Проблемы занятости и трудоустройства населения малых городов. В мире научных открытий. - 2014. - № 7.3 (55). - С. 1389-1395.

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПОСТАВЩИКОВ В ЗАКУПОЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «ТОМСКНИПНЕФТЬ»

Е. Н. Зубаха

Научный руководитель, доцент В. Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Благодаря методам оценки поставщиков закупочной деятельности заказчик повышает подконтрольность и эффективность проводимых им закупок. Подконтрольность, в итоге, обеспечивает снижение затрат и закупку только того, что объективно необходимо заказчику. Эффективность измеряется в денежном выражении как экономия средств бюджета организации.

Основопологающим элементом выбора поставщика является этап оценки конкурсных заявок. В соответствии с Гражданским кодексом, победителем конкурса признается контрагент, предложивший лучшие условия, согласно заключению конкурсной комиссии [1]. В конкурсной документации содержатся требования к поставщикам, обозначены условия, которым должно соответствовать предложение победителя и то, как это соответствие определяется комиссией.

Методология выбора наилучшего варианта (предложения) обширна, поскольку применяется она во многих сферах деятельности человека.

Однако в закупочной практике чаще всего используются следующие методы:

1) Ценовая оценка. Максимально объективным считается при переводе всех характеристик в денежное выражение. В методе используется понятие оценочной стоимости предложения, которая включает в себя цену предложения и различные модификаторы, отражающие все важные неценовые характеристики. На цену контракта модификаторы не влияют, так как применяются в целях оценки. Данным методом обычно оцениваются предложения по простым закупкам.

2) Балльная оценка. Метод характеризует собой выбор оцениваемых критериев, то есть цена, квалификация, производительность оборудования и т. п. Определение их важности - относительный вес, суммарно равный единице (например, квалификация – 0.1, цена – 0.9). Далее осуществляется оценка по всем выбранным критериям и производится взвешенное суммирование. Победившим признается предложение, которое набрало в сумме наибольший балл. Наиболее эффективным данный метод считается при работе с количественными показателями.

3) Экспертно-балльная оценка. Данный метод используется при оценке сложно формализуемых критериев (квалификация персонала поставщика). Экспертно-балльная оценка помогает оценить легко формализуемые критерии (цена, финансовые показатели и т. п.), а остальные определить в баллах экспертами.

4) Минимальная цена при соответствии квалификационным требованиям. Метод основан на оценке поставщиков с позиции минимальной предложенной цены [2].

Таблица 1

Сравнительный анализ методов оценки поставщиков в закупочной деятельности

Метод	Преимущества использования метода	Недостатки использования метода
Ценовая оценка	Наиболее прозрачный и объективный метод.	Малый круг закупок, применимых к данному методу. По причине того, что рассчитать оценочную стоимость достаточно просто лишь при простых закупках. Большое количество критериев усложняет формализацию механизма расчета модификаторов
Балльная оценка	Один из самых распространенных методов в РФ за счет своей наглядности и простоты расчета.	Возможность искусственного завышения параметров с наибольшим весом в конкурсной заявке.
Экспертно-балльная оценка	Упрощение оценки сложно формализуемых критериев. Интересы заказчика защищены в большей степени.	Менее “прозрачен” чем балльный метод и метод оценочной стоимости. Помимо этого, дать объективную числовую оценку параметров конкурсных предложений зачастую бывает довольно непросто.
Минимальная цена при соответствии квалификационным требованиям	Один из наиболее оперативных и простых методов оценки предложений, так как единственным критерием выбора победителя является минимальная цена при соответствии квалификационным требованиям.	Если предметом закупки является продукция, то принятие решения о выборе Поставщика на основе одного критерия «минимальная предложенная цена» нецелесообразно, так как при этом не учитываются предпочтения Заказчика в части характеристик продукции или иных условий процедуры закупки

В ОАО «ТомскНИПИнефть» используется принцип конкурентного отбора поставщиков услуг в сфере проектно-изыскательских и научно-технических работ, а также поставщиков материально-технических ресурсов[3].

Институт принадлежит ОАО «Томскнефть» ВНК, которой находится во владении ОАО «НК Роснефть», осуществляя закупочную деятельность в соответствии с положениями о закупке материнского общества.

В период с января 2015 по февраль 2016 количество закупок, проводимых Институтом, составило 500 единиц. В наибольшей степени предприятие проводит закупки по способу запроса предложений – 425 закупок за период, в меньшей степени «запрос цен» - всего 75 из общего объема.

Для оценки поставщика и выбора победителя по способу запроса предложений ОАО «ТомскНИПИнефть» применяет выбор по минимальной приведенной цене.

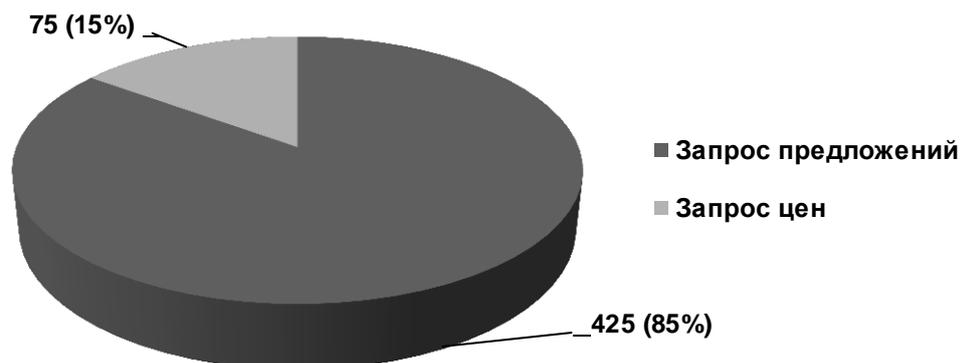


Рис. 1- Доля каждого способа закупки, используемого в ОАО «ТомскНИПИнефть» за период

Для сравнения предложений участников закупки с различными сроками оплаты применяется методика расчета приведенной стоимости денежных потоков. При этом полученные стоимостные предложения участников приводятся к стоимости денег с учетом стандартных сроков оплаты путем дисконтирования по ставке 15% по следующей формуле:

$$\Sigma \frac{FV_k}{(1+i)^t}$$

PV – приведенная стоимость коммерческого предложения; FV_k – величина k -того платежа в соответствии с коммерческим предложением; n – общее количество платежей, предусмотренных рассматриваемым коммерческим предложением; i – ставка дисконтирования; t – количество дней с момента предоставления «Акта приемки-сдачи оказанных услуг» до даты k-того платежа.

Данная система приносит существенный экономический эффект, снижает коррупционные риски, обеспечивает большую прозрачность при отборе поставщиков. Для этого в ОАО «ТомскНИПИнефть» специально разработаны условия проведения и соответствующая документация по закупкам.

Литература

1. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть первая) от 30.11.1994 N 51-ФЗ (ред. от 31.01.2016) [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5142/70a75f3cb545b88_c0908f930d7a9e4fd60086add/
2. Кузнецов, Кирилл. Конкурентные закупки: торги, тендеры, конкурсы / К. Кузнецов. — СПб.: Питер, 2005. — 368 с.: ил. — Продажи на 100%. — Библиогр.: с. 285-288. — ISBN5-469-00343-4.
3. Официальный сайт ОАО «ТомскНИПИнефть» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.tomsknipeft.ru/tenders/>

АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

М. П. Иванова, Е. М. Вершкова, В. Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство нефтегазовых компаний не обладают достаточно точной информацией об уровне профессиональных знаний и навыков своих сотрудников. В связи с этим остро нуждаются в комплексной оценке, однако отраслевые методики нередко являются устаревшими и имеют явные недостатки. Возникающую

потребность в такой услуге каждая компания вынуждена решать в индивидуальном порядке. Так, для одной из ведущих нефтегазовых компаний на базе кафедры ЭПР НИ ТГУ нами была проведена работа по разработке системы оценки профессиональных знаний и навыков персонала в области бухгалтерского учета и экономики. [2]

Работы, по реализации исследования, проводились согласно принятой последовательности оценки профессиональных компетенций специалистов нефтегазовой компании. Она была представлена в следующем виде: анализ объекта, разработка тестовых заданий, апробация, тестирование персонала, разработка программы повышения квалификации. Данную последовательность можно представить в виде следующей схемы (рисунок 1):



Рисунок 1 – Алгоритм комплексной оценки профессиональных компетенций сотрудников нефтегазовой компании

На вступительном этапе проводился *анализ объекта*, который включал в себя изучение организационной структуры компании, на основании которого были составлены профили и модель профессиональных компетенций. Полученные исследования позволили сформировать общий профиль компетенций каждой должности по различным уровням требований к знаниям и навыкам каждого специалиста занимающего определенную должность в компании (рисунок 2). [5]



Рисунок 2 – Четырехуровневая система компетентности

После представления общего профиля компетенций, для всех модулей компетенций, были составлены:

- кодификаторы (раскрывают предмет компетенции, список проверяемых элементов, потребность использования конкретного тестового задания в общий блок вопросов).
- спецификации показывают нужный уровень компетенций, количество вопросов, баллы и время.

Общий профиль компетенций, кодификаторы и спецификации позволили *разработать* тестовые задания. Всего было составлено 960 вопросов, из которых один специалист компании должен был ответить на 32 вопроса (задания закрытой формы с 4-мя пронумерованными вариантами ответа) за 120 минут (для начальников) и за 80 минут (для всех других специалистов). [4]

Тестовые задания составлялись, в том числе и для системы, разработанной крупнейшим немецким производителем в сфере межкорпоративного программного обеспечения SAP AG. [1]

На следующем этапе работ было проведено пробное тестирование специалистов. *Апробация* результатов показала, потребность в повышении количества вопросов по выборке до 8 [2].

Далее была проведена доработка системы оценки, которая позволила провести, непосредственное *тестирование персонала*, на основании разработанных нами тестов, силами компании. Полученные результаты послужили исходным материалом для *разработки программы повышения квалификации*. [3]

Таким образом, по итогам проведения таких работ, конкретная нефтегазовая компания приобретает не только алгоритм действий оценки профессиональных компетенций сотрудников (с составлением тестовых

заданий, на основе профилей компетенций, кодификаторов, спецификаций и т.д.), но и разработку программы повышения квалификации специалистов, которая позволяет смотивировать их в профессиональном и личностном развитии, что в свою очередь, может способствовать продвижению специалистов по карьерной лестнице.

Литература

1. Baumeister, A., Floren, C. Do extracurricular certificates boost university graduates' job entry? Evaluating the impact of SAP TERP10courses (2014) 35th International Conference on Information Systems "Building a Better World Through Information Systems", ICIS 2014, . Document Type: Conference Paper Source: Scopus
2. Гермаханов Ш.А., Вершкова Е.М. Экспертиза системы оценки компетентности персонала общего центра обслуживания нефтегазовой компании //Экономические науки. - 2012. - № 87. - С. 254-260.
3. Джиоева Ф.А. Формирование механизма наставничества для молодых специалистов в нефтегазовых компаниях. Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук. – Москва, 2014 г. – 201 с.
4. Дмитриев А.Ю., Воробьева Л.В., Малышев В.В. Формирование программ повышения квалификации специалистов нефтегазодобывающих компаний на основе компетентного подхода // Вестник РАЕН - Вып. 12, 2010. - с. 105-115.
5. Михайлова Н.С. Разработка тестовых материалов. Учебно-методический комплекс Михайлова Н.С., Минин М.Г., Муратов Е.А., Б.В. Илюхин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 282 с.
6. Петров Ю.А., Петрова Г.И. Уровни компетентности: модель, классификация, иерархия // Образовательные технологии. 2014. № 4. С. 65–70.

МОДЕЛИ СОЦИАЛЬНОГО ПАРТНЕРСТВА В ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАНАХ

О. К. Иванова

Томский экономико-юридический институт, г. Томск, Россия

Применяемые в существующих странах модели социального партнёрства уже неоднократно становились предметом изучения. С этой точки зрения рассматривались как отдельные моменты трудового права того или иного государства, так и формировались общие черты, приемлемые для трудового права разных государств. Более широкая и развернутая классификация моделей социального партнёрства, в настоящее время взятая за основу, определена Михеевым В.А. (1)

По мнению В.А. Михеева, модели социального партнёрства классифицируются по уровню ведения коллективных переговоров; роли и месту властных структур, органов государственного управления в системе социального партнёрства; степени участия работников в управлении организацией; по характеру взаимодействия профсоюзов с институтами государственной власти, местного самоуправления; по специфике взаимоотношений профсоюзов и объединений работодателей, предпринимателей; по политической ориентации системы социального партнёрства.

В данной статье будут рассмотрены модели социального партнёрства с точки зрения уровня ведения коллективных переговоров. В широком смысле переговоры представляют собой достаточно сложный процесс, в котором выявляется и баланс сил, и характер отношений сторон (сотрудничество или противостояние). Все это находит отражение в содержании заключенного ими трудового соглашения.

Существуют страны, где государство активно вмешивается в регулирование трудовых отношений, в том числе и на уровне ведения коллективных переговоров.

Например, в Бельгии на общенациональном уровне создается Национальный Совет по труду из равного числа представителей трех сторон. Он является консультативным органом правительства, имеет право вести переговоры на общенациональном уровне. На уровне отраслей существуют совместные (паритетные) комиссии, учреждаемые под контролем правительства. Государство берет на себя еще и законодательную функцию, а на уровне же предприятия вопросы решаются на двусторонней основе: предприниматели — профсоюзы. Здесь считается важным трехуровневость партнёрства: уровень общенациональный, затем отраслевой и, наконец, уровень предприятия. (2)

Подобная система сложилась и в других странах: в Швеции, Финляндии, Норвегии, а точнее на севере Европы. Ее стали называть *первой моделью социального партнёрства*.

В то же время, в Швеции имеется сильная база для защиты прав работников по средствам свободы объединений. Конституция гарантирует свободу объединений и право на забастовку, в то время как Закон о совместном принятии решений 1976 года расширяет эти права. Профсоюзы обладают значительными правами ведения коллективных переговоров, и, в случае возникновения конфликта, могут обратиться в суд либо применить коллективные действия. (3)

В Финляндии право на свободу объединений осуществляется путем повсеместного присутствия сильных профсоюзов на рабочих местах, возможностью вести коллективные переговоры и обращаться в суд. Конституция Финляндии защищает право на свободу объединений для профсоюзов, и, как следствие, право на забастовку. Закон о трудовых договорах и Закон о коллективных договорах, гарантируют права профсоюзов на ведение коллективных переговоров и запрещают дискриминацию, основанную на статусе профсоюза. (3)

Вторая модель социального партнёрства отличается одноуровневостью. Она ограничивается заключением коллективных договоров в основном на уровне предприятий. Эта модель характерна для Канады и США, Японии, в большинстве развивающихся стран Азии, Латинской Америки и англоговорящих стран

Африки.

В этих странах, значительно реже переговоры и соглашения осуществляются на региональном и отраслевом уровнях. Вместе с тем, объединения предпринимателей, как и профсоюзов, через своих депутатов стараются оказать влияние на законодательство, а уже через него — на отношения между социальными партнерами. Это приводит к активному участию в законодательном процессе, в формировании единой государственной политики в области трудовых отношений. Официально они в коллективных договорах не участвуют, но их деятельность сосредотачивается на выработке единых подходов в партнерских отношениях. Например, их воздействие на переговорный процесс осуществляется путем официально рекомендуемых работодателям посланий.

Так, Японская Федерация Ассоциации работодателей формирует для работодателей основные требования, которые необходимо учитывать при переговорах на уровне предприятий. Сами же, коллективные переговоры в Японии проводятся чаще на мелких и средних предприятиях (с числом занятых от 30 до 50 человек), где профсоюзы не имеют большого веса. На крупных же предприятиях с сильными профсоюзами они практикуются реже. Эта форма регулирования трудовых отношений свойственна в основном таким отраслям, как транспорт, связь, услуги. В последние десятилетия наблюдается тенденция перехода к спокойным формам проведения коллективных переговоров и снижению трудовых конфликтов. Профсоюзы, как правило, отказываются от забастовок, пытаясь решить все проблемы в переговорных рамках. Основная функция коллективных переговоров - упорядочение трудовых отношений на каждом конкретном предприятии. Поэтому спектр обсуждаемых проблем чрезвычайно широк. К ним относятся, вопросы касающиеся: условий труда, заработной платы, пособий при увольнении, пенсионных выплат, рабочего времени, перемещений персонала или перевода на другие предприятия, временных увольнений, проблемы, связанные с наймом, обеспечением производственной безопасности, уведомлений о забастовке, определением отношения к тем, кто в ней не участвовал, условий профсоюзной деятельности. При существующей законодательной гарантии права на ведение коллективных переговоров предприниматель без достаточно веских причин не может отказаться от участия в них, игнорировать существование профсоюза, вести переговоры с отдельными работниками, в одностороннем порядке определять или менять условия труда. Для проведения переговоров создается специальный комитет. Как юридическое лицо в нем выступает фирменный профсоюз, а вышестоящие организации (отраслевые союзы или их объединения), не будучи юридическими лицами, привлекаются в качестве советников. В отдельных случаях закон оговаривает возможность их участия. При формировании комитета тщательно обсуждается вопрос об участниках. Со стороны профсоюза в его состав могут войти основные лидеры, представители вышестоящей организации, рядовые члены, а со стороны администрации - руководители среднего звена и сотрудники, отвечающие за работу персонала. Обе стороны готовят все необходимые материалы, заранее согласовываются время, сроки, место и порядок проведения переговоров. В итоге заключается трудовое соглашение, но может быть достигнута просто договоренность с администрацией без оформления соглашения, о чем стороны условливаются заранее. Коллективные переговоры чаще всего ведутся на компромиссной основе. Это позволяет предпринимателям добиваться смягчения недовольства работников, регулировать выполнение их требований к компании, находить взаимоприемлемые решения. Такие переговоры способствуют стабилизации трудовых отношений. Именно в этом заключается преимущество японской системы коллективных переговоров перед европейской. Локальный характер коллективных переговоров помогает предпринимателям сдерживать профсоюзы в их борьбе в защиту прав трудящихся, поскольку существование самих профсоюзов в значительной мере зависит от благополучия предприятия, его конкурентоспособности. Профсоюз предприятия иногда вынужден отказываться от выдвижения своих требований, чтобы не поставить ее под удар. Подобное положение несколько компенсируется объединением профсоюзов отдельных предприятий в отраслевые, а также созданием уникальной системы коллективных переговоров в форме "весенних наступлений" трудящихся. Весенние наступления, выполняют роль, уникальной системы отраслевых и национальных форумов для переговоров между профсоюзами и предпринимателями по одному из важнейших вопросов - ежегодному повышению заработной платы в масштабе страны. (4)

Третья модель типична для Центральной Европы (Германии, Австрии Франции, а также Великобритании). Она может рассматриваться как промежуточная между первой и второй моделями. В третьей модели главный акцент в социальном партнерстве ставится на его отраслевом уровне. На уровне же всей страны в целом совместные соглашения трех сторон не принимаются, дело ограничивается консультациями, и то не вполне обязательными.

Главный переговорный процесс по этой модели идет в отраслях. Коллективные же договоры на предприятиях, как правило, не заключаются. Предприятия при этом ориентируются на параметры отраслевого соглашения и руководствуются им.

Одной из форм реализации такой модели является так называемое "образцовое" соглашение, которое создается и заключается в промышленной отрасли и служит затем своего рода ориентиром для других. Широко применяется эта модель в Голландии и Швейцарии.

Как правило, на общенациональном уровне правительство периодически проводит консультации с национальными профсоюзными объединениями и союзами предпринимателей. На этом уровне социальные партнеры совместных решений не принимают, а ограничиваются чаще всего консультациями и реже — общенациональными соглашениями по отдельным вопросам социальной политики.

Для «германской» модели характерны две формы координации ежегодных раундов коллективных переговоров. В первом случае организации, участвующие в переговорах, координируют все требования отрасли. Такая форма координации больше развита в малых странах, чем в Германии. Вторая форма координации —

«образцовое» соглашение, заключаемое в наиболее важном секторе отрасли промышленности или компании, условий которого придерживаются и остальные участники и коллективных переговоров.(1)

В «латинской» Европе самыми сильными традициями коллективных переговоров на национальном уровне обладает Италия. Однако и там отраслевые соглашения служат лишь отправной точкой для локальных переговоров на уровне предприятия, причем их влияние незначительно.

Таким образом, рассматривая методы и формы ведения коллективных переговоров, наблюдается три модели социального партнерства в зарубежных странах. Каждая модель имеет свои особенности. В тоже время при наличии общих подходов в конкретной модели к ведению коллективных переговоров, видно ядро особенностей каждой из стран. Изучение этих особенностей с точки зрения методов правового регулирования труда, позволит определить приемлемые формы его регулирования и в нашей стране.

Так, в России государство активно вмешивается в трудовые отношения, следовательно, наблюдается первая модель социального партнерства. В тоже время, профсоюзы не настолько сильны, как, например, в Швеции, хотя их определенная деятельность наблюдается. Так же, больше внимания следует уделить ведению коллективных переговоров на компромиссной основе, позаимствовав положительный опыт в Японии.

Литература

1. Михеев В. А. Основы социального партнерства: теория и политика. - М., 2001.
2. Элеонора Лутохина "Социальное партнерство и его модели в зарубежных странах (опыт и уроки)" Белорусский журнал международного права и международных отношений 2003 № 1
3. Свобода объединений и трудовое право Бюро по демократическим институтам и правам человека ОБСЕ <http://www.legislationline.org>
4. Познавательная экономика <http://www.econcover.ru>

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В ГОРНОРУДНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТИЛЛОГУЛ (ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ТАДЖИКИСТАН)

Х. Б. Исрофилова, М. Ю. Ниёзшоев

Научный руководитель, доцент Х. Б. Исрофилова

Таджикский национальный университет, г. Душанбе, Таджикистан

В рамках проводимых реформ особое внимание уделяется вопросам улучшения инвестиционного климата и развития частного сектора. Приняты ряд законов регулирующие инвестиционную деятельность, а также гарантирующие правовую защиту инвесторов, в частности в сфере прав на собственность и их использование, репатриацию доходов, возмещения инвестиций, вывоз имущества и использование природных ресурсов, освобождение от налогов и таможенных пошлин, предоставление налоговых каникул и т.д. Проведена либерализация внешней торговли и валютного режима. Подписаны ряд меморандумов и соглашений с международными финансовыми институтами с целью улучшения регулятивной среды, улучшения законодательства, регулирующие деятельность малого и среднего бизнеса. Принята Стратегия развития частного сектора, которая призвана содействовать и внести вклад в снижение рисков для потенциальных инвесторов и предпринимателей, устранение барьеров, сокращение издержек по ведению бизнеса в Таджикистане, включая издержки по вхождению, поддержка частного сектора для стимулирования роста, быстрой и простой регистрации бизнеса (предприятия) и т.д. [1].

Планируется создание Консультативного совета по развития частного сектора. Основной целью Консультативного совета, в состав которого войдут представители госструктур, частного сектора и международных институтов, является оказание содействия развитию частного сектора в Таджикистане. Это позволит предпринять необходимые меры для устранения существующих барьеров на пути развития частного предпринимательства.

В настоящий момент, развитие гидроэнергетики и горнорудной промышленности обозначены правительством приоритетными и перспективными секторами развития экономики страны. Ожидается, что развитие существующего потенциала в горнорудной промышленности страны приведет к более высокому уровню роста экономики на последующий период.

Внешнеторговый оборот Таджикистана в 2013 года составил \$5,13 млрд., что на 15,1% выше показателя за аналогичный период прошлого года. В течение 2013 года Таджикистан вел торговлю с 92 странами.

Правительство Республики Таджикистан с 1998 года сосредоточило внимание на реализации программных реформ, направленных на обеспечение социально-экономического развития страны.

Строительство завода по добыче и переработки мрамора является удовлетворения потребностей населения как внутри страны, так и за ее пределами. Данное месторождение позволяет производить добычу мрамора в размере 20 тысяч куб. метров в год (360 тысяч кв. метров).

По нашему мнению более полной и эффективной эксплуатации полученного месторождения, планируется произвести не только добычу мрамора, но и его переработку с целью получения готовых строительных материалов и изделий из мрамора.

Согласно действующего закона Республики Таджикистан «О недрах», недра в Республике Таджикистан являются объектом исключительно государственной собственности и могут предоставляться пользователям путем передачи права бессрочного или закрепления права срочного пользования недрами.

Во всех участках месторождения выделены 4 декоративных разновидностей мрамора: белый, чёрный различных оттенков, розовый и полосчатый. Они относятся к строительным материалам первого класса и могут быть использованы для всех видов строительства. Запасы месторождения составляют более 5 млн. куб. метров.

В последнее время инвестиции в строительный сектор увеличиваются, соответственно объемы строительства по республике, включая строительство жилых домов, неуклонно растут.

Объем производства строительных материалов в январе-июле 2013 года составил 147,8 млн. сомони, что на 26,2% выше аналогичного периода 2012 года.

Удельный вес строительства в ВВП страны за январь-июль 2013 по сравнению с аналогичным периодом прошлого года также возрос на 1,7%.

На начало июля 2014 года в Таджикистане реализуется 51 совместный инвестиционный проект, на общую сумму \$1,8 млрд. Большая часть этих инвестиций в размере \$475 млн. направлены на реконструкцию дорог республиканского значения. На строительство объектов электроэнергетики выделено \$318 млн. [2]

В настоящее время, ввиду увеличения объемов строительства на рынке страны наблюдается также повышенный спрос на мрамор, особенно на разновидности белого и черного мрамора.

Месторождения Гиллогул занимается производством строительных материалов на протяжении многих лет. Рынок, на который устремлена компания, расположена в основном на территории Республики Таджикистан. В ближайшей перспективе компания имеет намерение осуществлять экспорт готовой продукции - отделочного мрамора в соседние республики - Кыргызстан, Казахстан и Российскую Федерацию. Особую роль в этом процессе будут играть крупные оптовые поставки продукции, которые будучи изготовленными на современном технологическом оборудовании, упакованные по современным стандартам, будут иметь постоянный спрос на указанных рынках. Следовательно, расширение производства строительных материалов и товаров из мрамора позволит предприятию расширить ассортимент данных товаров на рынке и более полно удовлетворять потребности населения.

Компания является добытчиком сырья из собственного месторождения и соответственно себестоимость сырья будет зависеть непосредственно от нашей производительности и затрат без участия посреднических и прочих организаций. Кроме того, собственное производство позволит также использовать отходы производства для получения вторичной продукции.

Сложившиеся в настоящее время связи предусматривают, в основном, поставку мрамора в виде необработанных блоков потребителям в города Ходжент, Душанбе и Пенджикент. В дальнейшем, как было отмечено выше, произойдет постепенное замещение предложения мрамора в виде блоков и плит различной толщины и конфигурации, изготовленных исключительно по новейшим технологиям и расфасованных в современных упаковках.

Но, тем не менее, в Республике Таджикистан имеются другие поставщики аналогичной продукции, которые влияют на общий рыночный спрос и предложение. Изучение рынка страны показало, что другие компании конкуренты, специализирующиеся на выпуске мраморной продукции, на сегодняшний день работают на старом технологическом оборудовании. Кроме того, они расположены далеко от основных центров использования мрамора - крупных и средних городов, из-за чего резко возрастает стоимость транспортных затрат по их перевозке и доставке, что повлияет на увеличение себестоимости продукции. Ввиду того, что в рамках настоящего проекта намечается создание единого производственного цикла - начиная от добычи и заканчивая производством готовых мраморных плит, компания имеет достаточное преимущество перед другими конкурентами (низкие производственные издержки и себестоимость производства продукции, минимальные транспортные расходы по доставке, разнообразие и ассортимент продукции, удовлетворяющий различные потребности и конечного потребителя).

На сегодняшний день в Согдийской области цены на подобную продукцию у других предприятий/конкурентов на 20-30% выше наших цен. Намечаемые нами мероприятия, касающиеся потребительских свойств продукции, оснащение производства современным технологическим оборудованием позволят снизить себестоимость продукции еще на 5-10%, что повлечет за собой дополнительное снижение цен на рынках сбыта мрамора, чем обеспечивается быстрый приток выручки и оборачиваемость капитала для нашей компании.

Таким образом, наиболее перспективными сегментами рынка являются крупные и средние строительные организации, а также компании Республики Таджикистан, целью которых является получение прибыли либо за счет использования нашей продукции в строительной деятельности, либо за счет их перепродажи.

Тщательный анализ процессов, происходящих на рынке, является основой для принятия решений и выработки рыночной стратегии. Анализ состояния рынка мраморной продукции в республике помог определить компании основные шаги по постепенной экспансии существующих и новых рынков сбыта своей продукции. Для определения точных издержек или выгод и эффективности проекта, необходимо узнать операционный прогноз, т.е. прогнозный поток денежных средств от эксплуатации завода и карьеров по производству и переработке мрамора. С этой целью, мы используем методы чистой приведенной стоимости и внутренней ставки доходности. Мы также рассчитаем рентабельность инвестиций.

На основе анализа текущих рыночных цен, 1 м² мраморных плит составляет 35 долларов США. Начиная с третьего года эксплуатации завода, предусмотрено 5% увеличение доходов и издержек в год. Мы планируем начать добычу и производство мрамора со второго года после начала реализации проекта. В течение первого года функционирования завода и карьеров, планируется производство мрамора на 50% от производственной мощности.

Анализ сектора строительства за последние годы демонстрирует рост строительства жилых домов за счет государственных и частных средств, а также увеличение капитальных вложений в этот сектор. В настоящее время, ввиду увеличения объемов строительства на рынке страны наблюдается также повышенный спрос на мрамор, особенно на разновидности белого мрамора.

Исходя из базисных условий создания производства мрамора (наличие собственной сырьевой базы, минимальные транспортные расходы), а также анализа эффективности проекта, организация завода по производству мрамора является эффективным и прибыльным. Кроме того, собственное производство позволит также использовать отходы производства для получения вторичной продукции.

Реализация настоящей работы приведет к созданию новых рабочих мест, что, в свою очередь, приведет к снижению уровня безработицы, а также повышению благосостояния населения Пенджикентского района Согдийской области [3].

Высокое качество изделия из мрамора и низкие отпускные цены являются основными преимуществами продукции завода, которая будет удовлетворять потребности как внутренних, так и внешних потребителей насыщая рынок строительных материалов широким ассортиментом продукции из мрамора.

Для выполнения намеченных планов необходимо привлечение заемных финансовых средств на долгосрочной основе. От своевременного финансирования и его эффективного освоения зависит успех всего проекта.

Литература

1. The Economist Intelligence Unit: Tajikistan-Country Report. March 2009
2. Сборник бизнес-планов с комментариями и рекомендациями // Под ред. В.М. Попова. – М.: Финансы и статистика, 2012. – 488 с.
3. Низомова Т.Д. Ташкил ва банакшагирии ғаёолияти корхона. Душанбе, Издательство Диловар, 2002. – 264с.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ ОБУЧЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ Ю. И. Казакова

Научный руководитель, старший преподаватель Т. С. Глызина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Успех в профессиональной деятельности и командной работе каждого из сотрудников компании зависит от объема знаний и навыков, которыми они обладают. Это актуально не только для тех, кто начинает работу в компании, но и для опытных профессионалов, осваивающих новые технологии и переходящих на другие должности. Повышение квалификации, обучение, подготовка новых работников в наши дни становится актуальной задачей рыночной экономики. Это могут быть обучение новым профессиям, а так же переобучение или переподготовка. Приоритетность вопросов обучения и развития кадров обусловлена процессами перехода к концептуальному бизнес-образованию, то есть необходимостью переподготовки и подготовки работников в соответствии с их специализацией максимально конкретной направленностью. [1]

Базовое обучение — это основа профессиональной карьеры, достаточные знания, навыки и опыт при приеме на работу. Работа и учеба должны стать неделимыми, часто сотрудники, не имеющие возможность повышать квалификацию на рабочем месте, теряют актуальность своих знаний и навыков, что неизбежно ведет свою компанию к несостоятельности.

Чтобы повысить интерес к саморазвитию персонала, необходимо создание благоприятной корпоративной культуры в организациях, которое оказывает существенное влияние на мотивацию работников и их преданность организации. Различают два вида мотивации сотрудников:

- внутренняя мотивация, когда сотрудник получает удовольствие от самого процесса обучения и источником внутренних вознаграждений является сам процесс получения новых знаний или освоения новых навыков;
- внешняя мотивация, когда задание само по себе не представляет интереса для сотрудника, но его интересуют внешнее вознаграждение, такие стимулы, как деньги, продвижение по службе, похвала руководства и т.п. Также можно поддерживать такую мотивацию негативными стимулами: проверкой посещаемости, невозможностью продвижения по службе без прохождения обучения и т. п. Следует использовать для мотивирования к обучению сотрудников оба вида мотивации.

Для мотивирования сотрудников к обучению первоначально следует определить и сформировать в простой и понятной сотрудникам форме общую цель обучения персонала организации и, далее, частные цели конкретных программ, для конкретных сотрудников. Эффективность обучения сотрудников значительно выше, если руководитель самостоятельно, осознавая, каких знаний и навыков не хватает подчиненным сотрудникам, ставит им конкретные задачи. За основу формулировки цели стоит взять идею, что сотрудников не наказывают обучением за плохое качество работы, а стремятся помочь им быть более эффективным, повысить их профессиональный статус и уровень дохода. Важно объяснить сотруднику необходимость обучения и для организации, и для него самого, то есть включить его внутреннюю мотивацию.

На мотивированность сотрудника к обучению довольно часто влияет его непосредственный руководитель. Если руководитель не сам составлял план обучения, а только участвовал в его согласовании, т.е. выполнил формальные правила и не более, при этом глубоко не изучил программы обучения, не увидел в обучении смысл, не понял цель, то такой настрой руководителя и его поведение могут быть серьезными

демотиваторами для сотрудников. Чтобы этого избежать рекомендуется при утверждении плана обучения сотрудников и в дальнейшем, подробно рассказывать руководителю о предстоящих программах обучения, их пользе и планируемом конечном результате такого развития. Руководитель должен интересоваться у подчиненного результатами обучения, задавать вопросы по материалу обучения, отслеживать изменения в поведении и динамику применения того, что изучили. Для сотрудников, которые уважают и ценят мнение своего руководителя, обратная связь от него будет являться серьезной мотивацией к обучению.

Так же для мотивирования персонала к обучению стоит выбрать те пути построения обучения, которые сами по себе станут мотивировать. Для этого лучше выбрать интересную форму обучения. Если сотрудник получает удовольствие в процессе обучения, то успех становится более вероятным. На основании данного заключения нужно стремиться организовать процесс обучение в активной, увлекательной форме, например, в виде тренингов с элементами деловых игр, круглого стола, ярких презентаций и т.д. Практика показывает, что игровые способы научения гораздо более действенные, чем лекции и семинары. Также следует привлечь для проведения обучения ярких преподавателей (тренеров), которые вызывают уважение и стремление им подражать. Важно, чтобы преподаватель был профессионалом-практиком с большой теоретической базой знаний. Необходимо, чтобы сотрудники во время обучения смогли получить не только новые знания в интересной доступной форме, но и ответы на вопросы из своей практики. Рекомендуется создавать комплексные и системные программы, с интересными домашними заданиями и пост-тренинговыми встречами, на которых участники смогут обменяться опытом применения полученных знаний на практике. Можно провести конкурсы среди участников обучения, например, конкурс на лучшее бизнес-эссе.

Часто обучение персонала подразумевает дополнительные и иногда довольно большие финансовые расходы организации. В связи с этим мотивировать участников обучения денежными премиями руководство организации часто считает не целесообразно. Тем более это может привести к тому, что сотрудники будут считать, что организация больше заинтересована в их обучении, чем они, а это может уменьшить их активное участие и личный интерес к учебному процессу. Поэтому материальное мотивирование рекомендуется использовать только в единичных случаях, где оно оправданно. Например, при самостоятельном изучении (совершенствовании) сотрудниками иностранного языка, в том случае если его используют в работе, организация может выплатить сотрудникам компенсацию (полную или частичную) от стоимости обучения, или сделать доплату к заработной плате за более высокий уровень владения языком.

Также материальное мотивирование, обучающихся, актуально в случае, когда сотрудники после прохождения обучения на практике показали свои новые навыки и знания, что позволило организации получить более высокую прибыль. Или показать сотруднику зависимость его уровня дохода от его уровня знания, за счет его продвижения по должности, и как результат, увеличения зарплаты.

В том случае, если обучение сотрудника долгосрочное, при этом организация частично или полностью оплачивает ее стоимость, плюс дополнительно создает сотруднику более льготные условия на работе во время его обучения (временно уменьшает объем работы, оплачивает дни обучения, отправляет в оплачиваемый отпуск и т.д.), то наиболее эффективным способом защиты вложений организации является заключение с сотрудниками ученического договора. Для сотрудника же ученический договор является дополнительным мотиватором для успешного прохождения обучения и дальнейшего применения полученных знаний и навыков в рабочих процессах. На основании договора сотрудник несет дополнительную ответственность перед работодателем, что, как правило, повышает эффективность обучения и работы.

Индивидуальный подход к мотивированию сотрудников чаще всего применяют для перспективных сотрудников, сотрудников зачисленных в кадровый резерв или переведенных на новые должности, которые требуют более высокий уровень знаний и навыков. Стоит с сотрудником провести беседу, протестировать его на выявление его основных мотиваторов в жизни и на работе. Полученная информация используется для мотивирования сотрудника, для этого в разговоре с ним вплетаются выявленные его желания (стимулы) в цель его обучения и развития. Важно в результате такой мотивации увидеть у сотрудника добровольность и инициативу к обучению, его желание двигаться вперед, развиваться. [2]

Обучение работников позволяет организации успешно решать проблемы, связанные с появлением новых направлений деятельности, поддерживать необходимый уровень конкурентоспособности. Более полное использование организацией знаний навыков и умений работников, полученных в результате их обучения, позволяет достаточно быстро окупать инвестиции, направленные на эти цели. Через обучение руководство получает возможность повышения способности персонала адаптироваться к изменяющимся социально-экономическим условиям и к всё более жёстким требованиям рынка. Обучение позволяет не только сохранить и распространить среди сотрудников основные ценности и приоритеты организационной культуры, но и пропагандировать новые подходы и ориентиры.

Литература

1. Роснефть - Обучение и развитие персонала [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rosneft.ru/Development/personnel/staff_development/
2. Магура М.И., Курбатова М.Б. «Организация обучения персонала компании» // Бизнес-школа "Интел-Синтез", 2003. □ 264 с.

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СПОСОБОВ ЛИКВИДАЦИИ
ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ НА ОБЪЕКТАХ ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК**

Е. И. Капустин

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, огромный вред экосистеме, наносят аварийные разливы нефти и нефтепродуктов, которые относятся к объектам нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, при транспортировке этих продуктов. Такие ситуации, приводят к социальным и экономическим последствиям. Для России такие аварии совсем не редкость, в июне 2015 года произошла одна из таких аварий в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа. В результате разливов нефтепродуктов была загрязнена протока Чеускино: площадь загрязнения превысила 10 гектаров. Ущерб от этой аварии составил 20 миллионов рублей. Незадолго до этого произошла авария в Краснодарском крае, была загрязнена река Туапсе десятками тонн нефти.

По оценкам Всемирного фонда дикой природы России, ежегодно в стране в окружающую среду попадает не менее 430 тысяч тонн нефти. К разливам, как правило, приводят аварии на промысловых нефтепроводах, используемых для транспортировки нефти от скважины до центрального пункта её сбора.

На сегодняшний день, растет количество чрезвычайных ситуаций, в связи ростом добычи нефти, а также износа основных производственных фондов, в том числе трубопроводного транспорта. Диверсионные акты на объектах нефтяной отрасли, которые участились в последнее время, и отрицательное воздействие разливов нефти, так же относится к чрезвычайным ситуациям. В связи с тем, что нефтяные загрязнения нарушают многие естественные процессы и взаимосвязи, экологические последствия становятся трудно учитываемыми, живым организмам приходится жить в измененной для них среде обитания.

Нефтедобывающие компании, реализуют программы по уменьшению числа аварий, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов, проводя политику в области предупреждения и ликвидации последствий аварийных разливов, но в конечном итоге, эта проблема всё же остается актуальной. И для того, чтобы снизить вероятные негативные последствия, требуется особое внимание к изучению различных способов локализации, ликвидации, также необходима разработка комплекса требуемых мероприятий.

В настоящее время существуют четыре основных метода ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: механический, термический, физико-химический и биологический.

Механический метод ликвидации является наиболее распространенным, его задействуют многие предприятия, в их число входят объекты ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК. Данный способ применяется в первые часы после разлива, он эффективен при достаточно большой толщине слоя нефти и нефтепродуктов. Кроме того этот метод может быть задействован всевозможным. Единственным недостатком данного метода является наличие остаточной пленки нефтепродуктов на поверхностях воды.

Термический метод ликвидации представляет собой выжигание слоя нефти, возможность использования данного метода зависит от ряда аспектов, его внедрение имеет место быть непосредственно после загрязнения, до образования эмульсий с водой, а также при определенных значениях силы ветра и расстояния безопасности. Преимущества данного вида в скорости ликвидации аварийного разлива и минимальные затраты.

Физико-химический метод задействуют по необходимости, когда механический способ ликвидации является невозможным по некоторым факторам, например когда впоследствии разлива нефтепродуктов представляется реальная угроза наиболее экологически уязвимых районов.

Проведя ликвидацию загрязнений, физико-химическим или механическим методами, при остатке пленки не менее одной десятой миллиметра используется биологический метод.

Проведя экономический анализ по способам ликвидации загрязнений окружающей среды на объектах ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК, применяя способы при различной площади нефтезагрязненных участков, можно сделать вывод, что наименее затратно использовать ликвидацию аварийных последствий силами бригад ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК. А наиболее затратно ликвидация аварийных последствий при условии того, что после работ бригадами ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК участки направлены на доработку с привлечением сил ООО «Стрежевская Сервис-Экология».

Для восстановления продуктивности нарушенных земель требуется провести рекультивацию с использованием верхнего торфа, с дальнейшей переработкой торфа в топливные пеллеты. Технология предусматривает использование потенциала верхнего деятельного, пронизанного корнями живых растений, слоя торфяных болот.

Итого для ликвидации последствий аварий и инцидентов с территории площадью один гектар при помощи торфа общие затраты составят примерно 456 тыс. руб. В это же время, продажа топливных пеллет принесет прибыль в размере 532 тыс. руб. Следовательно, использование для ликвидации последствий разливов нефтесодержащей жидкости при помощи торфа и далее переработка его в пеллеты принесет предприятию ОАО «Томскнефть» ВНК прибыль в размере 75 тыс. руб.

Литература

1. Основы бурения на нефть и газ : учебное пособие для вузов / Под ред. В. В. Тетельмин, В. А. Язев. — 3-е изд., доп. — Долгопрудный: Интеллект, 2014. — 294 с.

2. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа : учебное пособие для вузов / А. А. Коршак. — Ростов-на-Дону: Феникс, 2015. — 365 с.

ФИНАНСОВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ФИНАНСОВОЙ ПОЛИТИКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ».

А. Н. Карякина

Научный руководитель, доцент В. Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях финансовое планирование является неотъемлемой частью общей финансовой политики предприятия, так как представляет собой процесс анализа финансовой политики, а также прогнозирование будущих результатов.

На любом этапе деятельности предприятия роль финансового планирования сводится к установлению жестких пропорций в расходовании денежных средств, осуществлению контроля над исполнением принятых бюджетов, а также увязке тактических и стратегических планов.

В современных жестких условиях нефтегазовый бизнес также испытывает потребность в снижении затрат и рациональном использовании собственного и привлеченного капитала. В последние годы в условиях кризисной экономики компаниям нефтегазовой отрасли стало сложнее привлекать заемные средства для осуществления своей деятельности. Снижение стоимости нефти, падение курса рубля и укрепление американского доллара спровоцировало значительный рост процентных ставок по кредитам для бизнеса. Перед компаниями нефтегазового сектора образовалась жесткая потребность в оптимизации структуры своего капитала. Следовательно, роль финансового планирования как одного из эффективных инструментов финансовой политики весьма значительна и для нефтегазовых предприятий.

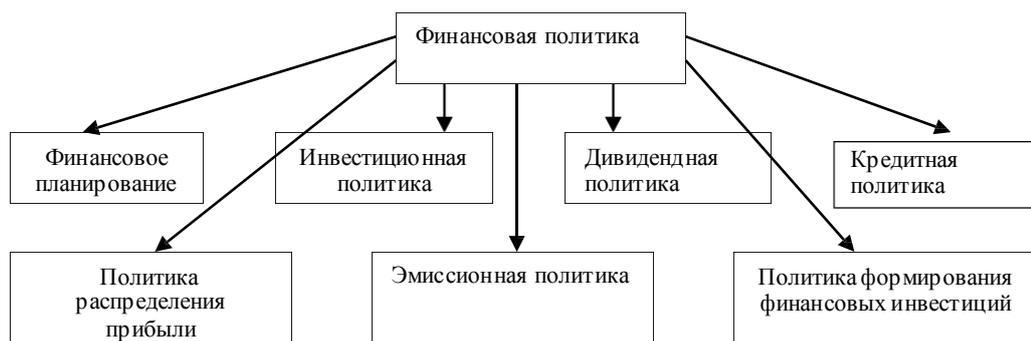


Рис. 1- Инструменты финансовой политики

Главная задача финансового планирования в качестве инструмента финансовой политики компании это в первую очередь обеспечение компании необходимыми финансовыми ресурсами производственной, инвестиционной и финансовой деятельности, а также определение путей рационального использования ресурсов. Финансовое планирование имеет в своем арсенале множество методов.

Наиболее распространенным методом финансового планирования на практике выступает бюджетирование. Бюджетирование - это процесс построения и исполнения бюджета компании на основе бюджетов отдельных подразделений. Применение данного метода обусловлено рядом его преимуществ по сравнению с другими методами. В отличие от них бюджетирование включает распределение ресурсов согласно бюджетам по центрам ответственности, специальную систему контроля исполнения бюджетов, а также систему взаимосвязи финансовых планов с операционными и инвестиционными бюджетами [1].

В информационном отношении это система, интегрирующая результаты процессов планирования, учета, контроля и анализа стоимостных показателей деятельности организации [4].

В процессе бюджетирования компания формирует все полученные данные в итоговые финансовые бюджеты: бюджет доходов и расходов; бюджет по балансовому листу.

Эти бюджеты несут в себе данные, которые являются основанием для принятия управленческих решений по использованию финансовых ресурсов предприятия, то есть управление финансами, в конечном итоге, осуществляется в формате перечисленных основных отчетов, которые образуют своеобразную систему координат для оценки финансовых результатов деятельности предприятия [5].

Финансовая политика ОАО «Сургутнефтегаз» считается одной из самых консервативных среди предприятий нефтегазового комплекса. По данным бухгалтерской отчетности по состоянию на конец третьего квартала компания обладает только наличными денежными средствами в размере 33 млрд. руб. Объем финансовых вложений составляет 1,74 трлн. руб.

В качестве инструмента финансовой политики «Сургутнефтегаз» использует финансовое планирование посредством построения бюджета по балансовому листу и бюджета доходов и расходов. При построении данных бюджетов компания руководствуется данными по аналогичным статьям баланса за предшествующий период, а также анализирует внешние индикаторы: уровень процентных ставок по депозитам для размещения свободных денежных средств (краткосрочные и долгосрочные финансовые вложения), стоимость основных средств на рынке, планируемых к приобретению, колебания валютного курса, стоимость нефтепродуктов на мировом рынке.

Таблица 1

Укрупненный бюджет доходов и расходов ОАО «Сургутнефтегаз»

Статья бюджета	30.09.2015 г.			
	План	Факт	Изменение	
			млн. руб.	%
Выручка от реализации	678 117	754 181	76 064	11
Себестоимость продаж	474 395	508 687	34 292	7
Валовая прибыль	203 721	245 498	41 772	20
Коммерческие расходы	48 956	59 965	11 009	22
Прибыль до налогообложения	154 764	185 527	30 763	19
Финансовые расходы	42 592	72 915	30 323	71
Налог на прибыль	68 022	99 746	31 724	46
Прочие доходы	1 122 960	1 845 494	722 534	64
Чистая прибыль	357 407	498 437	141 030	39

Исходя, из приведенного бюджета четко прослеживается увеличение всех показателей от 7 до 64%. Это свидетельствует о крепкой собственной ресурсной базе компании, следствием которой является возможность осуществления деятельности без привлечения заемных средств. Компания обладает высокой платежеспособностью и регулярно выплачивает дивиденды своим акционерам.

Из бюджета по балансовому листу видно, что применение консервативной финансовой политики с помощью методов финансового планирования позволило предприятию практически не прибегать к привлечению долгосрочных заемных средств для финансирования своей деятельности даже в кризисный период 2014-2015г.

Бюджет также показывает прирост основных средств в размере 4%, который осуществлен за счет собственных средств компании. Размер денежных средств в кассе и на расчетных счетах увеличился на 6%.

Нематериальные активы выросли на 6%, что связано с разработкой и последующим внедрением все новых технологий для разведки и добычи нефти и газа в различных климатических зонах.

Запасы компании снизились на 9 815 млн. рублей, это связано с тем, что в разработку новых направлений добычи нефти и газа вкладываются уже имеющиеся запасы, а не привлекаются со стороны. Долгосрочные финансовые вложения «Сургутнефтегаза» увеличились на 35% по сравнению с 2014 годом. Стоит отметить, что «Сургутнефтегаз» к 30.09.2015 году полностью избавился от финансовых обязательств перед кредитными организациями и на сегодняшний день не имеет задолженности перед банками.

Значительно снизилась кредиторская задолженность компании, что свидетельствует о хорошей платежеспособности нефтяного гиганта.

Нераспределенная прибыль компании в 2015 г. продемонстрировала рост на 2% по сравнению с прошлым годом. Учитывая вышесказанное, применение метода бюджетирования в рамках консервативной финансовой политики позволяет сохранять ОАО «Сургутнефтегаз» финансовую устойчивость и занимать лидирующие позиции на рынке нефтегазового комплекса уже много лет.

Литература

1. Злотникова Л.Г., Колядов Л.В., Тарасенко П.Ф. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 456 с.
2. Зубарева В.Д., Злотникова Л.Г. Финансы предприятий нефтегазовой промышленности: Учебное пособие/Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина – Москва: 2000. – 271 с.
3. Годовые и промежуточные отчеты ОАО «Сургутнефтегаз» за 2014, 2015 годы. [Электронный ресурс]// <http://www.surgutneftegas.ru/investors/reports/>.
4. Романюк В.Б. Методические указания для выполнения практических занятий по дисциплине «Финансовый

- менеджмент» для студентов специальности 080502 «Экономика и управление на предприятии (нефтяной и газовой промышленности)» Томск: Изд-во ТГУ, 2010
- Свирина А.А. Финансовое планирование как источник информации для определения эффективности использования финансовых ресурсов // Российское предпринимательство. — 2005. — № 10 (70). — с. 60-63. — <http://old.creativeconomy.ru/articles/7181/>.
 - Финансовая политика предприятия [Электронный ресурс]// Деньги. Кредит. Банк. http://dkb-fin.ru/finansovaya_politika.html.

ОСОБЕННОСТИ ПРОГРАММЫ ПЕРЕХОДА ОТЧЕТНОСТИ ПО ЗАПАСАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН НА МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Б. К. Кенесбаев

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в Казахстане действуют принятые еще в советское время категории запасов. Определены категории запасов: «...достоверные, вероятные и возможные» (“Proved”, “Probable” and “Possible”) поставлены задачи по «установлению однообразных методов подсчета»[1].

Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа устанавливает единые для Республики принципы изучения запасов и ресурсов нефти, природного углеводородного газа (свободный газ, газ газовых шапок и газ, растворенный в нефти) и конденсата, их государственного учета в недрах по степени изученности, освоения и значению для экономики. Классификация является обязательным документом для всех недропользователей, выполняющих нефтяные операции на территории Республики Казахстан на основе действующего законодательства, независимо от форм собственности, ведомственной принадлежности и подчинения. На схеме представлена классификация запасов углеводородного сырья (УВС) Республики Казахстан (рисунок).

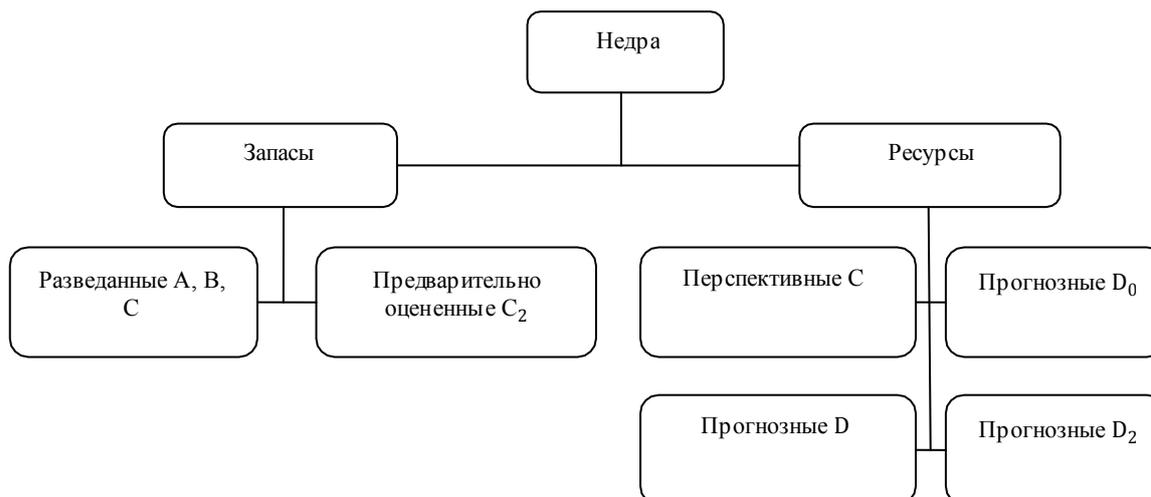


Рис. Классификация запасов в Республике Казахстан

Казахстанская система экспертизы запасов (ГКЗ) не соответствует международным стандартам и биржами не принимается. Недропользователи вынуждены вести двойную отчетность по запасам: для Госучета (экспертиза в ГКЗ) и для внешних целей (инвесторы, биржи, банки).

В стране принята стратегия развития «Стратегия-2050» [2], в рамках которой Нурсултан Назарбаев обозначил 100 конкретных шагов по реализации пяти институциональных реформ [3]. В 74-ом шаге отмечено: «Повышение прозрачности и предсказуемости сферы недропользования через внедрение Международной системы стандартов по запасам полезных ископаемых CRISCO». 75-ый шаг заключается во введении для полезных ископаемых упрощенного метода заключения контрактов, используя лучшую мировую практику.

Также планируется принятие нового «Кодекса о недрах и недропользовании» до конца 2016 года.

Текущее состояние по переходу на международные стандарты CRIRSCO

Разработан следующий пакет документов [4]:

- Казахстанский Кодекс публичной отчетности о результатах геологоразведочных работ, Минеральных ресурсах и Минеральных запасах (Кодекс KAZRC)
- Руководство по Гармонизации стандартов отчетности Казахстана с международными стандартами по системе CRIRSCO
- «Порядок привлечения независимых экспертов и экспертных групп, проведение независимой экспертизы недр и оплата их услуг»
- «Кодекс Профессиональной этики эксперта»

Созданы:

1. Объединение юридических лиц «Казахстанская Ассоциация публичной отчетности о результатах геологоразведочных работ, минеральных ресурсах и минеральных запасах» (Ассоциация KAZRC).

2. «Профессиональное объединение независимых экспертов в недропользовании» (ПОНЭН).

Подписан Меморандум о взаимопонимании между Министерством по инвестициям и развитию и Международным Комитетом CRIRSCO.

В Бразилии была представлена презентация разработанных документов на очередном заседании Комитета по международным стандартам отчетности по запасам минерального сырья CRIRSCO.

Текущее состояние по переходу на международные стандарты по запасам углеводородного сырья

В настоящее время изучается возможность внедрения международной системы управления ресурсами и запасами углеводородов SPE-PRMS, являющейся наиболее распространенной в мировой нефтегазовой промышленности [5].

Подписан Меморандум о взаимопонимании с Обществом инженеров нефтяников (SPE).

Создается Целевая Рабочая группа по вопросам внедрения международного стандарта отчетности по запасам углеводородного сырья.

Производится привлечение международных специалистов по международным стандартам отчетности.

Литература

1. Кузовенко А.И. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан//Горный журнал Казахстана. – Алматы, 2011. – № 5. – С. 14 – 16.
2. Назарбаев Н.А. Послание Президента Республики Казахстан народу Казахстана. – Астана, 2012.
3. Назарбаев Н.А. 100 конкретных шагов по реализации институциональных реформ. – Астана, 2015.
4. Комитет геологии и недропользования Республики Казахстан. Заседание Целевой рабочей группы по вопросу внедрения международных стандартов отчетности по запасам твердых полезных ископаемых CRISCO. – Астана, 2015.
5. Комитет геологии и недропользования Республики Казахстан. Международная практическая конференция «Накануне новой классификации запасов углеводородов». – Москва, 2015.

АНАЛИЗ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

А. С. Копылова

Научный руководитель, доцент О. В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время уголь, нефть и природный газ составляют 30, 33 и 24% соответственно в структуре потребления первичных источников энергии в мире [1], что позволяет сделать вывод о том, что деятельность нефтегазовых компаний определяет эффективность всей экономики в целом.

Не смотря на масштабы деятельности нефтегазовых компаний (индекс производства нефтепродуктов в 2014 году по сравнению с 2013 годом составил 103,6%) [2], на сегодняшний день для них характерен «отложенный спрос» на технологические инновации.

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА	ПЕРЕРАБОТКА И СБЫТ
<ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение эффективности геологоразведочных работ 2. Новые буровые установки 3. Совершенствование технологий бурения 4. Одновременно-раздельная эксплуатация 5. Производство сжиженного попутного газа 6. Максимизация добычи на зрелых месторождениях 7. Повышение нефтеотдачи пластов 8. Увеличение коэффициента извлечения нефти 9. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа 10. Освоение шельфа 11. Снижение энергоемкости 12. Оптимизация операционных и капитальных затрат 13. Повышение уровня использования попутного нефтяного газа 14. Обеспечение экологической безопасности при разработке месторождения 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Модернизация перерабатывающих мощностей 2. Увеличение глубины переработки нефти 3. Переход на выпуск моторных топлив класса 5 4. Расширение ассортимента топлив и продуктов нефтехимии 5. Снижение энергоемкости 6. Сокращение выбросов во внешнюю среду 7. Модернизация сети АЗС 8. Автоматизация приема и отпуска нефтепродуктов
	<p>НЕТРАДИЦИОННЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ И АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Добыча высоковязких нефтей 2. Разработка солнечных панелей 3. Разработка природных битумов 4. Добыча сланцевой нефти 5. Развитие ветроэнергетики

Рис. 1 Ключевые направления инновационной деятельности российских нефтегазовых компаний [3]

Данная тенденция ставит перед российскими нефтегазовыми компаниями следующий серьезный вопрос: как должна в этих условиях развиваться компания, чтобы максимально использовать имеющийся потенциал, соблюсти технологический баланс между российскими и иностранными разработками и не потерять свою конкурентоспособность? Для ответа на этот вопрос, проведем анализ инновационной деятельности российских нефтегазовых компаний (ОАО АНК «Башнефть», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Лукойл», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «Татнефть»).

Проведенный анализ инновационной деятельности нефтегазовых компаний показывает, что в основном инновационная деятельность ориентирована на повышение эффективности производства, при этом компании обладают общим рядом направлений инновационной деятельности (рис. 1).

Существуют также некоторые специфические направления инновационной деятельности. ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Лукойл» осуществляют поиск и внедрение технологий и оборудования для производства жидких углеводородов из газа. ОАО «Сургутнефтегаз» активно занимается внедрением в производство новых буровых установок, новых типов винтовых забойных двигателей. ОАО «Татнефть» расширяет ассортимент инновационной шинной продукции и внедряет альтернативы обычным станкам-качалкам – цепные приводы скважинных насосов.

Особый интерес вызывают исследования по освоению нетрадиционных углеводородных ресурсов и альтернативной энергии. В стратегиях развития таких крупных компаний, как ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Лукойл» и ОАО «Татнефть» большое внимание уделяется исследованиям в области освоения и переработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородных ресурсов. По оценке ЕИА [4], Россия располагает значительными ресурсами нетрадиционных источников углеводородов, например, объем технически извлекаемых ресурсов сланцевой нефти России составляет 74,6 млрд. барр. (первое место в мире).

В области альтернативной энергетики достигли определенных успехов такие компании, как ОАО «Газпром нефть», ОАО «Лукойл» и ОАО «НК «Роснефть».

ОАО «Газпром нефть» ведет строительство в Сербии ветроэлектростанции мощностью 102 МВт с производством 212 ГВт·ч электроэнергии в год. ОАО «НК «Роснефть» запустила инновационный проект «Разработка солнечных панелей нового поколения на основе металоксидных мезоструктур». Результатом совместного сотрудничества итальянской компании ERG – «LUKERG Renew GmbH» и ОАО «Лукойл» является строительство ветроэнергетической станции мощностью 84 МВт на территории Румынии с ожидаемой мощностью более 200 тыс. МВт·ч/год.

Разработка инноваций нефтегазовыми компаниями осуществляется в собственных научно-исследовательских институтах и лабораториях с привлечением ведущих научных учреждений и профильных организаций (Фонда «Сколково», институтов и организаций РАН, ГК «Ростехнологии», АНО «Агентство стратегических инициатив» и др.).

Российские нефтегазовые компании активно формируют и реализуют политику в области инновационного развития, применяют проектный подход [5].

Объем вложений ОАО «Газпром» в научно-технические разработки за 2008–2013 гг. увеличился с 4,9 млрд. руб. до 6,7 млрд. руб. соответственно, показав рост на 37% [6]. Однако коэффициент инновационности (отношение ежегодных затрат на НИОКР к ежегодной выручке компании) остался на уровне 2012 года и составил 0,0013. Еще менее значимы расходы на НИОКР ОАО «НК «Роснефть». Так, в 2013 г. расходы на НИОКР Роснефти достигли 1 952 млн. руб. (коэффициент инновационности 0,0005), показав при этом пятикратный рост в 2011–2013 гг. [7].

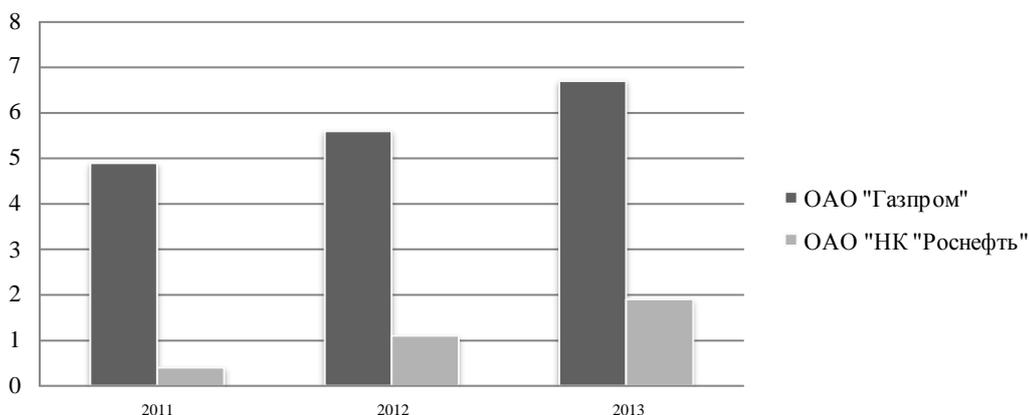


Рис. 2 Затраты на НИОКР (в млрд. руб.) ведущих нефтегазовых компаний России в период 2011-2013 гг.

Таким образом, российские нефтегазовые компании ориентируют свою инновационную деятельность на краткосрочную перспективу, проводя активную работу в области повышения нефтеотдачи пластов и разворачивая геологоразведочные работы с целью поиска новых месторождений традиционных углеводородов.

Единицы из них ориентированы на среднесрочную перспективу – на разведку, добычу и переработку нетрадиционных углеводородов.

Проекты, реализуемые компаниями, ориентирующимися на краткосрочную перспективу, как показывает практика, неоднократно применяемые и низкорискованы. В среднесрочной перспективе для добычи и переработки нетрадиционных источников углеводородов необходимы инновации. Тех, которые исследованы на данный момент времени, явно не достаточно для разворачивания деятельности по добыче трудноизвлекаемых углеводородов, например сланцевого газа. Успех реализации инновационных проектов в среднесрочной перспективе зависит от инновационной деятельности нефтегазовых компаний.

Повышению эффективности реализации инвестиционных проектов в России способствовал переход к проектному управлению, но в тоже время инструментарий управления реализацией инновационных проектов недостаточен, решения являются не комплексными, не учитывающими множество факторов, влияющих на успех реализации проектов. Для решения данной проблемы необходимо вводить эффективные инструменты с учетом рисков инновационной деятельности, потенциала для инновационной и проектной деятельности компании, ее обеспеченности оборудованием, кадрами, финансовыми ресурсами и т. д[8].

В крупнейших российских нефтегазовых компаниях затраты на инновационное развитие, хотя и повышаются в абсолютных значениях из года в год, но в относительных значениях существенно уступают (в разы) затратам на развитие НИОКР иностранными компаниями.

Литература

1. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ineiran.ru/articles/prognoz-2040.pdf> (дата обращения 23.06.2015).
2. Основные результаты работы Министерства промышленности и торговли Российской Федерации за 2014 год [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://minpromtorg.gov.ru/press-centre/all/#topublikovany_rezultaty_raboty_minpromtorga_za_2014_god (дата обращения 23.06.2015).
3. Полещук М.С. Приоритетные направления инновационной деятельности российских и иностранных нефтегазовых компаний // Актуальные проблемы экономики и менеджмента. – 2014. - №4. – С.64-70.
4. ЕА: Россия является мировым лидером по запасам сланцевой нефти. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://1prime.ru/oil/20130611/764050592-print.html> (дата обращения 23.06.2015).
5. Котов Д.В. Механизмы экономической оценки и управления реализацией инновационных проектов в вертикально-интегрированных нефтяных компаниях в современных условиях // Нефтегазовое дело. – 2013. - №4. – С.191-200.
6. ОАО «Газпром» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/> (дата обращения 23.06.2015).
7. Отчет в области устойчивого развития ОАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.rosneft.ru/attach/0/02/68/RN_SR_2013_WEB.pdf (дата обращения 23.06.2015).
8. Пожарницкая О.В., Демьяненко Ю.В. Аутсорсинг бизнес-процессов или общий центр обслуживания? Вестник СГТУ. 2012. №1 (65). Вып. 1. С. 113-119

ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА В ГРУППЕ «ГАЗПРОМ» ПАО ГАЗПРОМ».

Е. А. Кравченко

Научный руководитель, доцент М. Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Система экологического менеджмента дает организации возможность структурировать, связать воедино процессы, направленные на достижение последовательного улучшения, желаемая степень которого определяется самой организацией в зависимости от экономических и других обстоятельств [1].

Основной принцип, заложенный в систему экологического менеджмента – постоянно последовательное улучшение [1].

В стратегии Газпрома особое внимание уделяется вопросам рационального природопользования, охраны окружающей среды и энергосбережения.

Газпром имеет вертикально интегрированную систему управления охраной окружающей среды: от уровня Совета директоров ПАО «Газпром», Администрации ПАО «Газпром», администраций дочерних и зависимых обществ и организаций до их филиалов и производственных объектов.

В качестве инструментов добровольной экологической ответственности в ПАО «Газпром» созданы и успешно функционируют система корпоративной экологической экспертизы и система экологического контроля корпоративного уровня. Неотъемлемой частью управления являются проводимые по заказу Газпрома научные исследования и проектно-исследовательские работы экологической направленности.

Ключевым элементом реализации экологической политики является Система экологического менеджмента ПАО «Газпром», интегрирующая в себе органы управления головной компании и 36 дочерних обществ со 100 % участием, занятых в основных видах деятельности по разведке, добыче, транспортировке, хранению и переработке газа и газового конденсата.

Система экологического менеджмента (СЭМ) ПАО «Газпром» с 2011г. сертифицирована на соответствие международному стандарту ISO 14001:2004. Ресертификационный аудит, проведенный в октябре

2014г. независимым международным органом по сертификации DNV GL, подтвердил, что система соответствует установленным требованиям.

В целях обеспечения комплексного подхода и координации деятельности структурных подразделений ПАО «Газпром» в области экологического менеджмента постоянно действует Рабочая группа по совершенствованию СЭМ ПАО «Газпром».

К основным задачам Рабочей группы относятся:

- организация, координация и планирование работ в СЭМ, включая идентификацию и оценку экологических аспектов деятельности дочерних обществ в области применения СЭМ;
- проведение анализа деятельности СЭМ, подготовка рекомендаций и предложений по ее дальнейшему развитию, включая обоснование предложений по актуализации экологической политики и процедур СЭМ;
- обоснование целей и задач на планируемые периоды реализации экологической политики;
- подготовка и совершенствование документов по вопросам создания, внедрения и последовательного улучшения СЭМ.

В 2014 году Газпром существенно улучшил основные показатели в области охраны окружающей среды. Сокращение выбросов в атмосферу составило 9 % по сравнению с 2013 годом. Общий объем сэкономленных топливно-энергетических ресурсов в отчетном году достиг 12,5 млн. тонн у. т., что на 25 % больше, чем в 2013 году.

В 2014 г. в структуре инвестиций Группы преобладали инвестиции на охрану и рациональное использование водных ресурсов, другие направления на охрану окружающей среды (ООС) включили в себя: охрану и воспроизводство рыбных запасов, охрану и воспроизводство диких зверей и птиц (Рисунок 1).

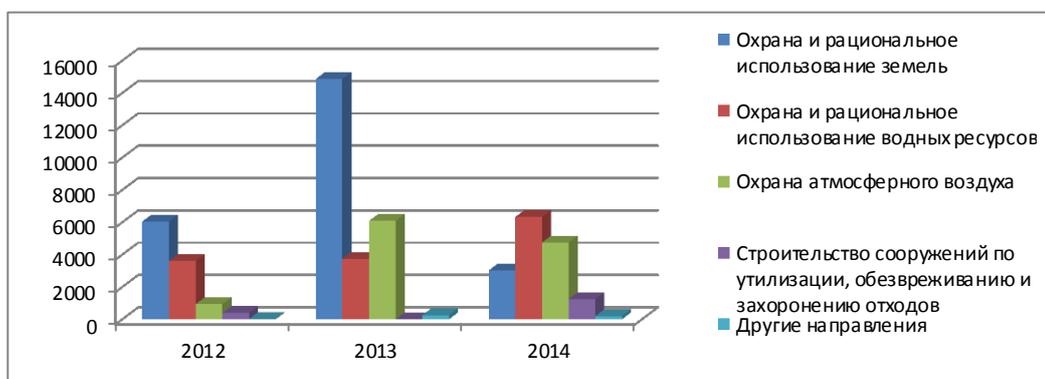


Рисунок 1 – Динамика структуры инвестиций на ООС 2012 – 2014 гг.

Газпром в 2014 году признан лучшей российской энергетической компанией в области снижения выбросов парниковых газов и корпоративной климатической стратегии в рейтинге CDP (Carbon Disclosure Project).

Таблица 1

Достижение корпоративных экологических целей ПАО «Газпром»

№	Корпоративные экологические цели	Изменение по отношению к базовому уровню 2011г.
1	Снижение выбросов метана в атмосферу (при проведении ремонтных работ газотранспортной системы)	Снижение на 7,3 %
2	Снижение удельных выбросов оксидов азота в атмосферу (при компримировании)	Снижение на 10,5 %
3	Снижение сброса загрязненных и недостаточно очищенных сточных вод в поверхностные водные объекты	Снижение на 13,3 %
4	Снижение доли отходов, направляемых на захоронение	Снижение на 10,5 %
5	Снижение платы за сверхнормативное воздействие как интегрального показателя негативного воздействия на окружающую среду	Увеличение на 97,5 %*
6	Снижение удельного потребления топливно-энергетических ресурсов на собственные технологические нужды	Снижение на 21,8 %

*Без учета сверхнормативной платы ООО «Газпром добыча Ноябрьск», доначисленной за 2012–2013 гг. — снижение на 26,6 %.

Согласно экологической политике ПАО «Газпром» основным принципом его деятельности является «устойчивое развитие», а именно динамичный экономический рост при максимально рациональном использовании природных ресурсов и сохранении благоприятной окружающей среды для будущих поколений» [2].

Стратегические экологические цели состоят в следующем [2]:

- минимизация удельного негативного воздействия на природную среду;
- повышение эффективности использования природных ресурсов и источников энергии;
- вовлечение всего персонала ПАО «Газпром» в деятельность по уменьшению экологических рисков, улучшению СЭМ и производственных показателей в области ООС.

В соответствии с установленным порядком идентификации экологических аспектов в системе экологического менеджмента ПАО «Газпром», ежегодно определяются значимые экологические аспекты деятельности дочерних обществ, которые являются основой для постановки экологических целей, разработки и реализации программы природоохранных мероприятий.

В 2014 г. значимыми экологическими аспектами для ПАО «Газпром» признаны: выбросы в атмосферный воздух метана при ремонте магистральных газопроводов и оксидов азота при работе компрессорных станций, сброс сточных вод и размещение отходов.

В рамках СЭМ ПАО «Газпром» в 2013 г. были установлены новые Корпоративные экологические цели ПАО «Газпром» на период 2014–2016 гг. По итогам 2014 г. в выполнении целей достигнут положительный прогресс по пяти из шести установленных показателей (Таблица 1).

Комплексная работа внесла значительный вклад в улучшение экологической ситуации в регионах присутствия Газпрома, повышение экологической грамотности сотрудников компании и населения. За год проведено более 20 тысяч природоохранных и образовательных мероприятий, в которых приняли участие около 363 тысяч человек в более чем 3 500 городах и поселках в России и за рубежом.

Реализация обязательств экологической политики позволяет Газпрому уверенно сохранять свои позиции в рейтинге ведущих энергетических компаний мира.

Литература

1. Системы экологического менеджмента [Электронный ресурс] // Экологический центр «ЭКТОР» [сайт] URL: <http://www.ektor.ru/pages/iso.asp?id=6>
2. Экологические цели и программы ПАО «Газпром» [Электронный ресурс] // Экологический отчет ПАО «Газпром» [сайт] URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/13/830510/gazprom-ecology-report-2014.pdf>

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА ПРИ ПРОМЫШЛЕННОМ ОСВОЕНИИ ТОРФЯНЫХ РЕСУРСОВ

А. В. Краковецкий

Научный руководитель, ведущий научный сотрудник А. В. Унукович
Институт природопользования Национальной академии наук Беларуси, Минск, Республика Беларусь

Величину экологического ущерба, нанесенного естественной болотной экосистеме при ее осушении и дальнейшей разработке, можно оценить, как стоимость косвенного использования аналогичной по площади ненарушенной болотной экосистемы. При этом под стоимостью косвенного использования подразумевается определение экономической ценности выгод, создаваемых регулируемыми функциями естественных болотных экосистем (определение стоимости экосистемных услуг) [1]. Известно, что при осушении и промышленном освоении торфяного болота, последнее не может в полной мере выполнять свои экосистемных функции, такие как депонирование углерода и очистку воды. Следовательно, при промышленной разработке какого либо торфяного месторождения, природе нанесен урон, равный стоимости экосистемных услуг, которые могла бы поставлять естественная болотная экосистема, находясь в ненарушенном состоянии.

Рассчитывать косвенную стоимость естественных болотных экосистем предлагается на основе ТКП «Методика по определению стоимостной оценки экосистемных услуг и стоимостной ценности биологического разнообразия» [2].

Исходя, из указанного ТКП стоимостная оценка ежегодного поглощения углекислого газа естественной болотной экосистемой определяется по следующей формуле:

где IUV_{CO_2} – годовая стоимость связывания CO_2 ;

P_{CO_2} – стоимость квот на выбросы углекислого газа на региональном или мировом рынке;

A – аккумуляция CO_2 естественной болотной экосистемой, т/год;

Ежегодная аккумуляция диоксида углерода естественной болотной экосистемой рассчитывается по следующей формуле:

где h – ежегодный прирост торфяного слоя в м (для верхового болота – 0,00076; для низинного – 0,00035).

γ – плотность торфа в залежи в t/m^3 (для верхового болота – 1,054; для низинного – 1,027);

K_w – коэффициент влажности (для верхового болота – 0,09; для низинного – 0,105),
 K_A – коэффициент зольности торфа (для верхового болота – 0,963; для низинного – 0,88)
 K_c – коэффициент содержания углерода в органическом веществе (для верхового болота – 0,556; для низинного – 0,585).

I – коэффициент перевода углерода в диоксид углерода ($\approx 3,67$);

S – площадь естественной болотной экосистемы в га;

10^4 – переводной коэффициент с m^2 в га;

Оценку водоочистительной функции болот предлагается проводить на основе сопоставления фильтрующей способности естественных болотных экосистем с фильтрующей способностью промышленной очистной установки с пропускной способностью в $1500 \text{ м}^3/\text{сут}$, срок службы которой составляет не менее 50 лет. Цена такой установки в среднем составляет 50 тыс. долларов США [5].

Стоимость косвенного использования болот по естественной очистке воды (IUV_{filter}) определяется по формуле:

— — — — —

где NPV – годовая приведенная стоимость промышленной очистной установки;

$i = 1, 2$ – тип болота (низинные, верховые);

S_i – площадь соответствующего типа болота, га;

λ_{ind} – фильтрующая способность промышленной очистной установки, $\text{м}^3/\text{сут}$;

λ_{nat} – фильтрующая способность i – го вида болота, которая принимается равной: $685 \text{ м}^3/(\text{сут. га})$ – для верхового болота; $137 \text{ м}^3/(\text{сут. га})$ – для низинного болота.

Таким образом, общая косвенная стоимость (IUV) естественных болотных экосистем определяется по формуле:

()

где IUV_{CO_2} – тоже, что в формуле (1);

IUV_{filter} – тоже, что в формуле (3);

K_E – коэффициент экологической значимости редких видов болот (для верхового болота – 1,3; для низинного – 1,0).

Еще в 2011 г. в Республики Беларусь в соответствии с постановлением Совета Министров № 794 «О некоторых вопросах добычи торфа и оптимизации системы, особо охраняемых природных территорий» от 17.06.2011 г. часть территории 8 месторождений природоохранного фонда была передана в разрабатываемый фонд [3]. В общей сложности, согласно названному, выше постановлению для осушения и последующей разработки выделено 3350 га природоохранных территорий. Наибольший участок в 1000 га находится в пределах низинного месторождения «Седун» перспективного водно-болотного заказника республиканского значения «Янка» [4].

Исходя из сказанного выше, автор предлагает определить экологический ущерб, наносимый в случае разработки естественной болотной экосистеме «Седун» на площади в 1000 га за 10 лет промышленной эксплуатации. При этом стоимость 1 тонны углекислого газа принята на уровне 6,0 долларов США исходя из цен на Европейском рынке квот на выбросы парниковых газов.

Таблица 1
Определение экологического ущерба (в стоимостном выражении), наносимого естественной болотной экосистеме «Седун» за 10 лет промышленной эксплуатации

Показатель	Значение
Площадь естественной болотной экосистемы, га	1 000
Стоимость 1 тонны CO_2 на Европейском рынке квот на выбросы парниковых газов, USD	6
Годовая приведенная стоимость очистной установки	615
Ежегодная стоимость поглощения углекислого газа, USD	4 278
Ежегодная стоимость естественной очистки воды, USD	56 170
Общий годовой ущерб, наносимый естественной болотной экосистеме, при ее промышленном освоении, USD	60 448
Общий экологический ущерб (в стоимостном выражении), наносимый естественной болотной экосистеме за десять лет разработки, USD	604 480

Как видно из таблицы 1 за десять лет предстоящей промышленной разработки естественной болотной экосистеме будет нанесен экологический ущерб в размере более 600 тыс. долларов США. Таким образом, при определении экономической эффективности промышленного использования торфяного месторождения

необходимо вводить величину возмещения годового экологического ущерба при расчете чистого годового дохода (NSF).

Литература

1. Диксон, Д. Экономический анализ воздействий на окружающую среду / Д. Диксон, Л. Скура, Р. Карпентер, П. Шерман ; пер. с англ. А. Н. Сальникова, С. С. Шалыпиной. – М. : ВИТА, 2000. – 272 с.
2. Методика по определению стоимостной оценки экосистемных услуг и стоимостной ценности биологического разнообразия / Проект ТКП 17.ХХ-ХХ-20ХХ (02120) // Минск, 2012. – 32 с.
3. О некоторых вопросах добычи торфа и оптимизации системы особо охраняемых природных территорий / Совет Министров Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Минск, 2015 г. – Режим доступа: <http://www.government.by/ru/solutions/1668> – Дата доступа: 14.01.2016.
4. О республиканских заказниках. Постановление Совета Министров Республики Беларусь / Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Минск, 2015. – Режим доступа: <http://www.pravo.by/main.aspx?guid=12551&p0=C21500071&p1=1&p5=0> – Дата доступа: 15.01.2016.
5. Шимова, О. С. Методические аспекты экономической оценки водно-болотных экосистем / О. С. Шимова, О. Н. Лопачук // Природные ресурсы. – 2007. – №4. – С. 115–121.

ЗНАНИЕВЫЕ ЦЕННОСТИ СОВРЕМЕННОГО РАБОТНИКА

Ю. С. Макашева¹

Научные руководители, доцент Н. П. Макашева, профессор Т. Л. Ищук,

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Национальный исследовательский Томский государственный университет г. Томск, Россия*

Современный этап общественного развития характеризуется глобальными изменениями, обусловленными трансформацией индустриального общества в общество нового типа. Важнейшими характеристиками этого общества являются интеллектуализация труда и доминирование информационных технологий в производственном общественном процессе. Главным источником и ключевым фактором развития становятся не природные богатства, а накопленные знания, информация и опыт.

В отличие от индустриальной, «новая экономика», – это экономика нематериальных факторов производства. По образному выражению президента Mekka Advertising Александра Репьева, – это мир, в котором люди работают мозгами, а не руками [1]. Т. Сакайя определил эти процессы как «... новый этап цивилизации, на котором движущей силой являются ценности, создаваемые знаниями» [2, С. 346].

Ведущая роль информации и научных знаний нашла отражение в понятии «экономики, основанной на знаниях», или интеллектуальной экономики. Словосочетание «индустрия знания» в начале 60-х гг. XX в. использовал в своих исследованиях Ф. Махлуп, позднее, в конце 60-х гг. прошлого столетия Питер Друкер ввел в научный оборот понятие «экономика знаний». Главным капиталом такой экономики являются человеческие ресурсы, а их ценность в качестве главной производительной силы характеризуется масштабами овладения ими современными знаниями. Необходимым качеством современного работника становится способность к постоянному образованию.

Познание окружающего мира с целью адаптации к его условиям и комфортного существования в нем является одной из важнейших потребностей человека. В процессе эволюции общественного развития эта потребность людей в познании трансформировалась в сложившийся вид деятельности – систему образования. Побудительные мотивы к образованию на разных этапах развития человеческой цивилизации были разными, что в значительной мере определялось достигнутым уровнем развития общества и требованиями экономики. В экономике постиндустриального общества ускоряются темпы приращения знаний, и деятельность, связанная с производством, хранением, передачей и использованием знаний, приобретает решающее значение. По данным исследований первого десятилетия XXI века, доля «рабочих знания» составляет сейчас около одной трети занятых в экономике развитых стран [5, С. 116]. А в мировом образовательном пространстве прочно закрепился термин «знаниевый работник».

Рост общественного спроса на образование обусловил постепенное преобразование института образования для элиты в массовое образование. К настоящему времени спрос на образование неуклонно растет, отмечается значительное повышение интереса к образованию во всем мире, растет образовательный уровень занятых в экономике. По данным ОЭСР, в настоящее время в таких странах, как Франция, Великобритания, Норвегия, более 60% прироста национального дохода обеспечивают работники с высшим образованием. Ведущим мировым трендом становится переход к всеобщему высшему образованию. Пример – Япония, Южная Корея, где уже сейчас подавляющее большинство населения в возрасте 25–34 лет имеют высшее образование. В 15 наиболее развитых странах мира среди экономически активного населения высшее образование имеют 26% [7].

Авторы доклада о человеческом развитии в Российской Федерации за 2014 год отмечают, что по формальным признакам население России – одно из самых образованных в мире: по доле населения с третичным образованием Россия опережает все страны, а по доле населения с высшим образованием уступает только десяти наиболее развитым странам [5]. Образование в России было и остается в числе приоритетных ценностных ориентиров. Хорошее образование считается гарантией успешной социализации и самореализации, одним из важнейших условий успешного трудоустройства. По данным социологических исследований, 53 % россиян в

возрасте старше 18 лет считают необходимым, для самореализации получить как минимум высшее образование, а 9 % из числа исследуемых отмечают необходимость дальнейшего поствузовского образования [3].

В порядке приоритетности, система ценностей, связанная с получением высшего образования, определяется лучшими шансами на получение работы с высоким уровнем заработной платы, престижем будущей профессии, возможностью самореализации и карьерного роста. Наличие высшего образования связывают с ростом таких потребительских возможностей, как возможность полностью содержать семью (65%), иметь машину (50 %), позволить себе поездки на курорт, за границу (50 %), приобрести собственное жилье (около 15 %) [3]. Как отмечают авторы данного исследования, дифференциация потребительских ожиданий для студентов вузов, колледжей и профтехучилищ практически совпадает с дифференциацией потребительских возможностей работников с высшим, средним специальным и начальным профессиональным образованием.

Успешное развитие экономики знаний могут обеспечить работники, не только обладающие достаточно высоким уровнем знаний, но и способные учиться, постоянно приобретать дополнительные знания, умеющие искать и находить необходимую информацию для решения возникающих проблем, применять полученные знания в практической деятельности. В современной экономике знания, полученные в самых лучших вузах, устаревают очень быстро. Новая экономика требует непрерывного повышения образовательного уровня работников. На смену установке «образование на всю жизнь» приходит требование «образование в течение всей жизни». Это требование находит отражение в важнейшей тенденции последних лет - увеличении масштабов участия населения трудоспособного возраста в дополнительном образовании (non-formal education в терминологии международных исследований). При этом четко прослеживается взаимосвязь: чем выше масштабы участия населения в дополнительном образовании, тем выше уровень экономического развития страны. В 2012 году в странах ОЭСР в таком образовании участвовал 41% населения в возрасте 25–64 года. В России дополнительным профессиональным образованием охвачена незначительная часть рабочей силы (около 17%) [5].

Для большинства людей сегодня высшее образование стало устойчивой ценностью и выступает для многих из них важнейшей ценностной ориентацией. Ценностные ориентации - это особое социальное отношение людей к определенным ценностям, которое представлено в сознании в виде объекта, необходимого человеку для удовлетворения его потребности. Ценности образования сопряжены с потребностями каждого конкретного человека и общества в целом. С точки зрения личности, в образовании можно выделить две ценности – терминальную, обусловленную внутренним стремлением учиться, и инструментальную, когда образование рассматривается как возможность реализации своих потребительских ожиданий на более высоком уровне.

В современной России сложилось особое отношение к получению высшего образования. Для большинства выпускников школ (и их родителей) большое значение имеет сам факт поступления в вуз. Специфика современного ажиотажного спроса на высшее образование в России (коэффициент приёма в вузы, как общее количество первокурсников и 17-летних подростков, превышает 90 %) – это получение общего высшего образования, то есть образования для диплома, не требующего особых усилий. Получение диплома о высшем образовании рассматривается как необходимое условие жизненного успеха.

Масштабное исследование смысловых ориентаций студенческой молодёжи конца XX – начала XXI вв. показало, что образование было и остается в массовом сознании молодёжи приоритетной инструментальной ценностью; отмечается рост значения образования как основного способа достижения намеченных целей [6]. Терминальная ценность образования отмечается многими, но, по данным того же опроса, 60 % студентов отметили отсутствие желания продолжать обучение после окончания вуза.

Основные потребители высшего образования, с одной стороны, формируют спрос на образование, с другой стороны, ориентируются на сложившийся спрос и престиж той или иной специальности. Спрос характеризует количество людей, желающих повысить свой образовательный статус и готовых инвестировать в свое образование. Выявить тенденции спроса на высшее образование возможно на основе изучения общественного мнения.

Согласно теории поколений, в настоящее время на рынке труда господствуют представители трех последних поколений минувшего столетия: беби-бумеров (1943-1963 гг.), неизвестных (или поколения X – 1963-1983 гг.) и миллениалов (или поколения Y – 1983-2003 гг.). [4]

Система ценностей поколения «игреков» или «*generation me*» - это свобода, творчество и мобильность, не отдаленный, а в настоящее время видимый результат и немедленное вознаграждение за него, возможность обучения и переобучения. Именно такие сотрудники заполняют рынок труда в настоящее время. Для них актуальны наряду с традиционными программами обучения, такие как дистанционные, дополнительного образования, магистерские программы, в том числе для получения квалификации другого направления и профиля обучения. Следующее поколение условно именуется поколением Z (2003-2023 гг.), его систему ценностей пока можно лишь прогнозировать. Уже через 8-10 лет система ценностей этого поколения будет определять их поведение на рынке образовательных услуг.

Напрашивается вывод: с одной стороны, запросы экономики определенного этапа развития требуют соответствующих знаний работников, с другой, - достигнутый уровень образования определяет уровень экономики каждой страны. При этом формирование таких работников невозможно лишь на основе освоения стандартных вузовских программ, необходимо участие их самих в усвоении и создании знаний. Уже сегодня в странах с развитой экономикой свыше 50% прироста рабочих мест относится к местам для т. н. «знаний работников». Характерными компетенциями их являются коммуникативная эффективность, владение информационными технологиями, креативность и инновационное мышление, работа в команде и совместная работа, критичность мышления, аналитические навыки, инициативность, способность осуществлять свою

деятельность с полной ответственностью, способность строить личные сети контактов и связей. Подготовка знающих работников с таким набором компетенций для современной российской экономики – одна из ключевых задач отечественной системы образования.

Литература

1. Rep'ev A.P. Est' li nam mesto v "Novoi Ekonomike"? URL: <http://lib.rus.ec/b/98589/read> (accessed 02 November 2014)
3. Sakaiya T. The cost created by knowledge or future History. The new industrial wave in the West: An Anthology. Moscow, Akademia, 1999. Pp. 337-371.
4. Бондаренко Н. Высшее образование в системе личных ценностей и рыночных ориентиров // Отечественные записки. - № 4 (55). – 2013 - <http://magazines.russ.ru/oz/2013/4/24b.html>
5. Герасимов К. Generation Y. [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://www.klerk.ru/job/articles/276754/>
6. Доклад о человеческом развитии в Российской Федерации за 2014 год / под ред. Л.М. Григорьева и С.Н. Бобылева. — М.: Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2014. 204 с.
7. Немировский В.Г. Структура и динамика смысложизненных ориентаций студенческой молодежи: 1988-2004 гг. Постнеклассический подход / В.Г. Немировский, Е.В. Соколова. – Красноярск: РИО КрасГУ, 2006 – 161 с.
8. Плакий С. И. Высшее образование: вызовы и ответы / С. И. Плакий. – М.: Издательство Национального института бизнеса, 2014. - 603 с.

ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК» В ОБЪЕКТАХ РЫБОХОЗЯЙСТВЕННОГО ЗНАЧЕНИЯ

М. Ш. Малинкаев

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из отрицательных сторон антропогенного воздействия на условия существования гидробионтов является проведение строительных работ в реках и водохранилищах.

Водной экосистеме наносится при этом большой ущерб, заключающийся не только в полном уничтожении биоценоза участка водоема, на котором ведутся работы, но и в загрязнении воды и нерестилищ мелкодисперсными взвешивами.

Постановлением Правительства РФ от 30 апреля 2013 г. N384 предусмотрено, что при размещении, строительстве и вводе в эксплуатацию хозяйственных и иных объектов, а также при внедрении новых технологических процессов должно учитываться их влияние на состояние водных биоресурсов и среду их обитания. Размещение этих объектов, а также внедрение новых технологических процессов, которые могут повлиять на состояние водных биоресурсов и среду их обитания, должны согласовываться с уполномоченным федеральным органом государственной власти, посредством разработки рыбоводно-биологического обоснования и расчета ущерба рыбному хозяйству по намечаемой деятельности.

В соответствии с действующим, на данный момент, законодательством при осуществлении работ на водных объектах рыбохозяйственного значения, а также в водоохраных и рыбоохраных зонах, в обязательном порядке должны осуществляться мероприятия по оценке ущерба рыбным запасам и разработаны мероприятия по предотвращению негативного воздействия на водные биологические ресурсы, условия их воспроизводства и обитания.

В соответствии с частью 6 ст. 50 Федерального закона от 20 декабря 2004 г. № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» при территориальном планировании, градостроительном зонировании, архитектурно-строительном проектировании, планировке территории, строительстве, реконструкции и осуществлении другой деятельности, должны осуществляться только по согласованию с федеральным органом исполнительной власти в области рыболовства в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

То есть, вся проектная документация, связанная с деятельностью, затрагивающей водные объекты, подлежит согласованию в Федеральном агентстве по рыболовству и его территориальных управлениях.

Оценка ущерба рыбным запасам включает такие этапы:

- 1) Сбор, анализ и обобщение всех материалов по состоянию водных экосистем в районе производства работ.
- 2) Точное определение влияния работ на гидрофауну.
- 3) Оценка ущерба, наносимого рыбным запасам во время строительства проектируемого объекта.
- 4) Определение мощности компенсационного объекта и расчет денежных затрат, которые потребуются для восстановления потери рыбных запасов.

В сферу деятельности ООО «Газпром трансгаз Томск» входит эксплуатация более 9000 километров магистральных газопроводов (МГ), 9 компрессорных (КС) и одной насосно-компрессорной станции (НКС), 127 газораспределительных станций (ГРС), 11 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

1. Компания эксплуатирует системы магистральных газопроводов:
2. «Нижневартовский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) — ПарABELь — Кузбасс»
3. «Северные районы Тюменской области (СРТО) — Омск»
4. «Омск — Новосибирск»
5. «Барнаул — Бийск — Горно-Алтайск с отводом на Белокуруху»
6. «Сахалин — Хабаровск — Владивосток»
7. «Береговой технологический комплекс (БТК) „Киринское“ — Головная компрессорная станция (ГКС) „Сахалин“
8. „Сахалин-2“ (нефтегазопровод)
9. „Установка комплексной подготовки газа-2 (УКПГ) Нижне-Квакчикского газоконденсатного месторождения (ГКМ) — Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС) г. Петропавловска-Камчатского“
10. „Братское газоконденсатное месторождение (ГКМ) — 45-й мкр. г. Братска“

Реализация мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению объектов транспортировки газа обеспечивает надежность поставок природного газа потребителям.

Для обеспечения эксплуатации газотранспортной системы на объектах ежегодно проводятся комплексы текущих и капитальных ремонтов.

В апреле 2005 г. завершился капитальный ремонт МГ «НГПЗ — ПарABELь», участок км 373 — 384, резервная нитка подводного перехода через реку Васюган.

По результатам внутритрубной дефектоскопии, проведенной заказчиком ООО «Томсктрансгаз», были выявлены дефектные участки на газопроводе «НГПЗ — ПарABELь». В ходе капитального ремонта было заменено 3,5 км газопровода диаметром 1020 мм и устранено 13 одиночных дефектов.

Генподрядной организацией по капитальному ремонту данного участка выступало ЗАО «Газпромстройинжиниринг». Субподрядные организации: ООО «УК Томскподводтубопроводстрой» и ООО «УК Сибтубопроводстрой».

Работы на объекте осложнялись тем, что пойма реки Васюган — это болотистая местность с множеством озер и мелких речек. Поэтому приходилось промораживать болота и настилать гати, чтобы прошла тяжелая техника. Работы проводились с января по апрель 2005 года.

Также был проведен капитальный ремонт магистрального газопровода «Нижневартовский газоперерабатывающий завод – ПарABELь» на участке 383-433 км, который отрицательно сказался на гидрофауне реки Васюган.

Основными мероприятиями для снижения негативного влияния на гидрофауну водотока являются:

1. строгое соблюдение границ акваторий и прибрежных территорий, отводимых для производственных работ;
2. оснащение промплощадок инвентарными контейнерами для отходов (бытовых и производственных);
3. слив горюче - смазочных материалов и их хранение в соответствующих емкостях;
4. применение наиболее щадящего водные организмы режима производственного цикла;
5. рекультивация обработанных участков;
6. запрет на проведение производственных работ в местах скопления ценных видов рыб.
7. В весенне-летний период, от распадаения льда (с начала ледохода) по 25 мая, на период размножения и массового ската личинок весеннерестующих видов рыб, не рекомендуется выполнять работы с применением строительной техники.

Ущерб водным биоресурсам складывается из потери ихтиомассы (суммарная масса рыб в водоеме) в русле и пойменных участках, связанной с гибелью зообентоса (продуктивности кормовых организмов).

где N - ущерб, кг;

B - биомасса кормовых организмов, г/м³;

P/B - коэффициент для перевода биомассы кормовых организмов в продукцию кормовых организмов;

W — объем забранной воды, м³;

Ke - коэффициент эффективности использования пищи на рост;

Ущерб гидрофауне водотоков при проведении КР газопровода НГПЗ-ПарABELь-Кузбасс 2 нитка 383-433 км составил N = 190,185 кг.

В качестве компенсационных мероприятий необходимо провести рыболовные мероприятия по воспроизводству пеляди (*Coregonus peled*), путем выпуска сеголеток (малек до году).

Коэффициент промыслового возврата равен 1,4 %

Средняя промысловая масса производителей пеляди равна 0,350 кг

Для получения промыслового возврата в объеме 190,185 кг необходимо осуществить в качестве компенсационного мероприятия выпуск 38813 экз. сеголеток пеляди.

Литература

1. ООО «Газпром трансгаз Томск» [Электронный ресурс]: <http://tomsk-tr.gazprom.ru/about/> (дата обращения: 20.01.2016)
2. Расчет ущерба водным биоресурсам [Электронный ресурс]: <http://krasnodar.fishretail.ru/trade/raschet-uscherbavodnym-bioresursam-81228> (дата обращения: 20.01.2016)
3. СГК сдал в эксплуатацию участок магистрального газопровода «НГПЗ - Парабель - Кузбасс» [Электронный ресурс]: <http://utimenews.org/ru/page/4501> (дата обращения: 20.01.2016)
4. Устранены дефектные участки на магистральном газопроводе «Нишневартовский газоперерабатывающий завод (НГПЗ) — Парабель» [Электронный ресурс]: <http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/news/2005/may/article39325/> (дата обращения: 20.01.2016)

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНО-НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

В. В. Малофеев

Научный руководитель, доцент О. В. Белозерцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Совершенствование нормативно-налоговой системы и механизма ее реализации в нефтегазовой отрасли должно быть направлено на стимулирование разведки и эффективное освоение месторождений. При всех положительных сторонах налогообложения нефтегазодобывающей отрасли в России нельзя не отметить негативные тенденции, связанные с недостаточными темпами восполнения ресурсной базы. За последние годы экономическая эффективность разработки нефтегазовых месторождений в России значительно сократилась, что связано с рядом нерешенных налоговых проблем. Введение налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) упростило механизм налогообложения, однако проблема дифференцированного налогообложения, связанного с геолого-эксплуатационными особенностями разработки месторождений до конца не решена. Для трудно извлекаемых запасов нефти величина рентного налогообложения должна существенно снижаться, а в случае разработки высокорентабельных месторождений рентные платежи должны быть высокими. Этими природными, объективными особенностями предопределяется необходимость применения различных дифференцированных ставок налога на добываемые углеводороды и использования соответствующей нормативной базы, отражающей льготы по уплате НДПИ применительно к истощенным, обводненным и трудно извлекаемым запасам, расположенным в сложных природно-климатических и горно-геологических условиях.

Из зарубежной практики известно, что в США, Великобритании, Норвегии и других странах, существующая шкала налога с рентного дохода изменяется в зависимости от объема суточной добычи нефти. Так, при добыче нефти до 60 тыс. баррелей в сутки налог составляет 8 % от цены реализации продукции, при добыче до 120 тыс. баррель/сут. — 12,5 %, при добыче до 240 тыс. баррель/сут. — 14,5 % и при добыче до 350 тыс. баррель/сут. — 16,6 %. Практическое применение дифференцированных льготных ставок налога стимулирует рациональное использование низко дебитных скважин и продолжение срока эксплуатации истощенных месторождений, а также обеспечивает дополнительные поступления в бюджет за счет налога на прибыль.

В настоящее время в условиях благоприятной конъюнктуры мировых цен на нефть практическая работа нефтяных компаний, к сожалению, направлена в основном на интенсивный отбор (добычу) ранее разведанных запасов. Их наличие и отсутствие системы и механизма гибкого налога с рентного дохода на добычу полезных ископаемых позволяет недра пользователям осуществлять выборочную разработку залежей, при которой эксплуатируются наиболее продуктивные эксплуатационные залежи и объекты многопластовых месторождений с останковкой (консервацией) низко-дебитных скважин.

При отсутствии указанного выше оборудования требуется огромный капиталоемкий объем работы по строительству узлов сбора продукции для раздельного учета. При этом дополнительные инвестиции для строительства и переобустройства узлов раздельного учета, как показывают расчеты специалистов, превышают предполагаемые налоговые льготы. Поэтому принятые дополнения в налоговом кодексе и механизм реализации налоговых льгот относительно НДПИ для стимулирования проведения разведки и освоения новых месторождений, а также для дальнейшей эффективной эксплуатации малодебитных скважин на разрабатываемых залежах и при освоении трудно извлекаемых (дорогостоящих) запасов пока не выполняются своего основного назначения, и выборочное освоение ранее разведанных запасов будет продолжаться, бездействующий дорогостоящий фонд добывающих скважин расти при снижении коэффициентов нефтеотдачи.

Таким образом, проблематичными для нефтедобывающей промышленности и, особенно, для истощенных месторождений с трудно извлекаемыми запасами остаются вопросы дальнейшего совершенствования налогового механизма. Действующий налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) не отражает дифференциальной ренты, не учитывает ее изменение при разных дебитах скважин и выработанности запасов по стадиям разработки месторождений. При этом нефтегазодобывающие организации не экспортируют продукцию и зачастую бывают убыточными.

На мой взгляд, необходимо вернуться к уплате роялти, отмененного в 2002 г. и, согласно мировой практике, дифференцировать его по объемам добычи по дебитам скважин, продуктивным залежам, ввести целевые отчисления на проведение геологоразведочных работ (ВМСБ), а также учесть рекомендации по вводу налогов с тонны разведанных запасов.

Необходимо сказать, что альтернативной моделью полного налогообложения является режим "Соглашений о разделе продукции" (СРП). Он предусматривает гибкий принцип раздела добытой нефти, остающейся после покрытия издержек, размер которых ограничен определенными рамками. Согласно этому принципу при СРП используется участие государства и частного подрядчика (подрядчиков). Это делает контракт более гибким и позволяет приспособить СРП к любым типам месторождений, перенося основные экономические элементы соглашения из сферы жестких законодательных ограничений в сферу договоренностей между государством и инвестором.

Остановимся на основных особенностях российского контракта. В соответствии с положениями "О соглашениях о разделе продукции" и при наличии лицензии, удостоверяющей право пользования участком недр, решаются два главных вопроса, приобретающих силу закона. Это во-первых, выделение максимального процента (доли), идущей на покрытие затрат за счет выручки (без налога на добычу), и, во-вторых, распределение доходной (прибыльной) продукции между государством и инвестором. На основании соглашения инвестору (частной российской или иностранной компании) предоставляются государством на определенный срок исключительные права на проведение работ по поиску, разведке и добыче минерального сырья на участках и месторождениях.

В рамках соглашения компания возмещает понесенные затраты частью добытой нефти, называемой "компенсационной продукцией". Эта величина определяется исходя из максимального процента произведенной продукции, но она не должна превышать 75 %, а при добыче на континентальном шельфе Российской Федерации — 90 % от общего количества продукции. Оставшаяся часть продукции (прибыльная нефть) распределяется между государством и частной компанией в определенном долевом соотношении, согласно заключенному между сторонами договору. При этом доля государства не должна составлять меньше 32 %. Инвестор освобождается от выплаты налогов, сборов и иных обязательных платежей в государственно-территориальные и местные структуры (за исключением роялти и налога на прибыль), которые заменяются разделом продукции. Особо хотелось бы отметить модель китайского СРП, имеющую гибкую схему определения налоговых выплат (роялти) и расчета процента величины прибыльной нефти государства и инвестора.

Собственность на нефтяные ресурсы в пределах юрисдикции Китайской Народной Республики (КНР) принадлежит государству (как и на все недра и ресурсы по Конституции РФ). При СРП в качестве НДС государство получает 5 % добываемой нефти. На платежи за право разработки месторождения (роялти) и возмещение расходов государства и иностранного контрактора выделяется 62,5 % добычи. Величина роялти определяется уровнем прогнозируемой добычи и достигает максимальной величины в 12,5 % от годовой добычи, превышающей 80 тыс. баррелей в год. Инвесторы, помимо роялти, осуществляют еще одноразовые (бонусы) и арендные платежи государству. Оставшаяся "компенсационная" часть идет на покрытие частных инвестиций, а затем расходов обеих сторон на освоение и эксплуатацию пропорционально их вложениям. Получившийся остаток делят на "государственную" и "прибыльную" части. Доля причитающейся государству части (в пределах 10—60 % от вышеуказанной величины) также зависит от прогнозируемого объема нефтедобычи. "Прибыльная" часть и присоединяемый к ней остаток от "компенсационной" части (если таковой имеется), после вычетов в счет выплаты государству налога на прибыль, делятся в соответствии с долевым участием сторон. Налог на прибыль составляет 33 %. Доля инвестора, за вычетом налога на прибыль, составляет его прибыльную часть (табл. 1).

Таблица №1

Налоговая модель на условиях СРП Китая

Тип платежа	Описание
Роялти	Скользкая шкала ставки роялти: 0 % при добыче нефти до 20000 баррелей в год 4 % при добыче нефти 20001—30000 баррелей в год 6 % при добыче нефти 30001—40000 баррелей в год 8 % при добыче нефти 40001—60000 баррелей в год 10 % при добыче нефти 60001—80000 баррелей в год 12,5 % при добыче нефти 80001 баррелей и более в год.
Налог на прибыль корпораций	Налог на прибыль — 33 %
Компенсационная нефть	Предел возмещения издержек — 50—62,5 % (в год)
Прибыльная нефть	Доля государства зависит от размера добычи: 10 % при добыче нефти до 10000 баррелей в год 20 % при добыче нефти 10000—20 000 баррелей в год 30 % при добыче нефти 20000—40000 баррелей в год 40 % при добыче нефти 40000—60000 баррелей в год 50 % при добыче нефти 60000—100000 баррелей в год 60 % при добыче нефти свыше 100000 баррелей в год.

Источник: Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa: PennWell Publishing Co, 2010.

Модели полного и альтернативного налогообложения были применены для экономической оценки варианта разработки Южно-Яношорского месторождения, которое находится в Ненецком автономном округе.

Это новое низко-дебитное месторождение с труднодоступными, обводненными запасами углеводородов, добываемых в сложных природно-климатических условиях. Разработка месторождения планируется с 2012 г. 20 добывающими вертикальными скважинами при проектном сроке разработки 24 года. За этот срок прогнозируемые извлекаемые запасы нефти должны составить 1,2 млн. тонн при КИН, равном 29 %, и обводненности 97 %. Экономические показатели освоения Южно-Яношорского месторождения рассчитывались по созданной в ИПНГ РАН методике "Комплексной экономической оценки месторождений природных углеводородов" и созданному, на ее основе программному продукту. При этом величина выручки от добычи нефти составила 13069 млн. руб., суммарные капитальные вложения — 3596 млн. руб., эксплуатационные расходы, не включающие налоги, составили 941 млн. р. Результаты примененных моделей налогообложения представлены в табл. 2

Таблица №2
Сравнительная характеристика экономической оценки Южно-Яношорского месторождения при различных налоговых моделях

Наименования затрат	Южно-Яношорское месторождение			
	Полное налогообложение	Льготное налогообложение	Налогообложение СРП России	Налогообложение СРП Китая
Налоги в том числе: НДПИ (роялти), млн. р.	7240	6690	3729	3190
	1309	585	(2135)	(0)
Поток наличности (CF), млн. р.	1280	1831	3747	4527
ЧДД (E=10%), млн. р.	-59	296	928	1608
IRR, %	9,2	14,0	19,0	36,7
Срок окупаемости, год	16	7	6	4
Себестоимость, р./т.	5070	4443	3940	4286
Доход государства, млн. р.	7240	6690	7058	4193

Из табл. видно, что модель полного налогообложения, при ставке НДПИ 16,5 %, показывает экономическую неэффективность разрабатываемого месторождения. При этом величина ЧДД принимает отрицательное значение с большим сроком окупаемости и достаточно низкой величиной IRR.

Применение налоговых каникул по уплате НДПИ сроком в 10 лет соответствует модели льготного налогообложения. Показано, что вариант экономически эффективен и практически сравним по величине ЧДД с расчетами по временной схеме.

Следующие две модели предусматривают применение механизма раздела продукции, который значительно снижает налоговую нагрузку. Необходимо отметить, что по модели российского СРП проводились при 70 % компенсации и распределении прибыльной продукции между государством и инвестором 50 %/50 %. Налог на прибыль, как и в трех предыдущих схемах, составляет 24 %. Модель Китайского СРП предполагает не более 62,5 % компенсации затрат с учетом скользящих шкал для величины роялти и прибыльной продукции инвестора и государства, зависящих от годовой добычи нефти. Поскольку годовая добыча не превышает 20 тыс. баррелей в год, величина роялти по рассматриваемому варианту равна нулевой ставке, а доля прибыльной нефти государства не превышает 20 %. Налог на прибыль принят в размере 33 %.

Таким образом, результаты показывают, что наиболее экономически эффективными являются модели СРП, однако из-за несовершенства нормативно - правовой базы российского законодательства существует определенная сложность в их применении.

Указанные выше особенности моделей налогообложения явились основной для повышения качества и надежности многовариантных расчетов по оценке эффективности освоения разведанных запасов в проектных решениях. Представленные методика и модели легли в основу программного продукта, позволяющего гибко и адаптивно применять различные налоговые схемы с целью окончательного заключения об экономической эффективности инвестиционного проекта.

Литература

1. Пономарев И.А., Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г. Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений. — М.: Наука, 2010. — 112 е..
2. Пляскина Н.И. Проблемы недропользования и методология формирования инвестиционных программ освоения нефтегазовых ресурсов // Бурение и нефть. — 2012. — № 11. — С. 17—20.
3. Бобылев Ю.Н. Реформа налогообложения минерально - сырьевого сектора // Институт экономики переходного периода 2011 г. — М: ИЭПП, 123 с.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ В БУРЕНИИ

И. В. Масалида

Научные руководители, доцент К. М. Минаев, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экономическая эффективность бурения исторически основывается на максимизации следующих факторов:

- безопасность;
- скорость технологических операций.

В практике инженерные кадры сталкиваются со следующим противоречием: ускорение технологических операций ведет к нарушению норм промышленной безопасности, а тщательное соблюдение правил производственного процесса приводит к снижению скорости буровых операций. Ввиду вышеупомянутого эффективное управление процессами бурения заключается в нахождении баланса между данными факторами.

Помимо затрат на основной процесс бурения существуют статьи расходов на ликвидацию осложнений. Часто встречаемыми являются инциденты, связанные с набуханием глинистых пород. Как правило, их причиной является несовершенство бурового раствора, что актуализирует поиск оптимальных рецептур промывочных агентов.

Целью настоящей работы является рассмотрение основных методов уменьшения временных и финансовых затрат в бурении, а также более подробный анализ внедрения ингибированного раствора альтернативной рецептуры с целью уменьшения стоимости строительства скважины.

Способы минимизации затрат в бурении

Основным критерием оптимизации режима бурения является минимизация эксплуатационных затрат на 1 метр проходки ($\min C$) [4]:

$$C = \frac{C_{\delta} + C_{\text{ч}}(t_{\text{сп}} + t_{\text{всп}} + t_{\text{всп}})}{H}, \quad \text{где} \quad (1)$$

C_{δ} – стоимость долота; $C_{\text{ч}}$ – эксплуатационные затраты на 1 час работы буровой установки; t_{δ} – время бурения; $t_{\text{сп}}$ – время спускоподъемных операций; $t_{\text{всп}}$ – время вспомогательных работ; H – объем проходки.

Как видно в (1), существует несколько способов минимизации затрат на метр проходки, и, как результат, на бурение в целом:

- 1) Уменьшение стоимости долота.
- 2) Снижение эксплуатационных затрат на 1 час работы буровой установки.
- 3) Сокращение времени, затрачиваемого на бурение непосредственно, спускоподъемные операции, а также вспомогательные работы.

Каждый из вышеперечисленных способов сопряжен с применением альтернативного технологического решения, зачастую даже нескольких. Так, например, одним из вариантов, способным сократить время бурения, может являться применение долот PDC, вместо шарошечных. PDC долота обеспечивают:

- больший ресурс, вследствие чего значительно сокращается время, затрачиваемое на спускоподъемные операции и, как следствие, уменьшается риск осложнений, связанных с желобообразованием и последующим прихватом бурового инструмента в скважине;
- увеличение механической скорости бурения благодаря более совершенной конструкции долота.

Внедрение PDC долот проводилось в Урало-Поволжском регионе, и зарекомендовало себя положительно, что описано в работе В.В. Чулковой [5].

С другой стороны, для сокращения времени бурения применяются буровые промывочные жидкости, обладающие оптимальными свойствами и позволяющие исключить время на ликвидацию осложнений в процессе проходки, а также увеличить механическую скорость углубления скважины. Например, Егоровой Е.В. в её диссертации рассмотрено использование раствора с КЛСП-ингибитором, позволившего сократить затраты на проводку интервала под эксплуатационную колонну скважины № 709 Астраханского газоконденсатного месторождения на 2713978 рублей [2].

Однако на сегодняшний день растворы данного типа практически не применяются в силу их технологического несовершенства, что актуализирует проблему поиска новых рецептур буровых флюидов. Такая попытка осуществлена в настоящей работе.

Экспериментальные исследования «Ингибитора-12»

В качестве объекта исследований был рассмотрен ингибированный биополимерный буровой раствор, использованный для бурения под эксплуатационную колонну на месторождении «Поселковое» Томской области. Компонентный состав представлен в таблице 1.

Нами в качестве альтернативного ингибитора предложено применить реагент «Ингибитор-12», разработанный компанией ООО «СХТ».

На основании экспериментальных данных (Рисунок 1) можно сделать вывод, что расширение (набухание) глинистого образца после замены хлорида калия на «Ингибитор-12» уменьшилось на 32%:

Таблица 1.

Компонентный состав бурового раствора

Название компонента раствора	Концентрация реагента в буровом растворе (кг/м ³)	Количество реагентов на интервал бурения (кг)
Кальцинированная сода	0,10	80,00
Каустическая сода	1,50	900,50
Calcium Carbonat medium MK 160 MI	100,00	58400,7
KCL white	60,00	35000,00
Penta 465	0,05	44,00
ECOPAC LV	2,00	1200,00
POLYPAC ELV	6,00	3525,00
REALUB ST	7,00	4200,00
DRILL-KLEEN II	0,02	224,00
LIME	1,00	600,00
SAPP	0,20	125,00
POLY-PLUS DRY	1,00	600,00
SP-101	4,00	2325,10
Вода	1000,00	580000,00

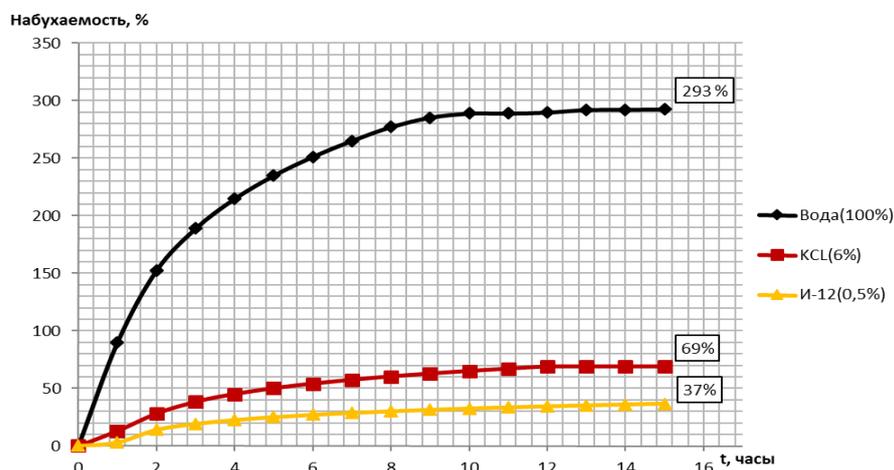


Рис.1 – Зависимость набухания глинистого образца от времени

Расчет экономического эффекта

Средняя стоимость одной тонны хлорида калия на сегодняшний день составляет – 22000 руб. Стоимость одной тонны реагента «Ингибитор – 12» – 124780 руб. Концентрация компонента в растворе: хлорид калия – 6%; «Ингибитор-12» – 0,6%.

Для бурового раствора требуется 35 тонн KCL, чья стоимость:

Либо 3,5 тонны «Ингибитора-12»:

В результате, экономический эффект от применения «ингибитора-12» составит:

Заключение

Таким образом, основными методами снижения затрат в процессе бурения являются:

- Использование альтернативных долот: например, долот PDC вместо шарошечных;
- Оптимальный выбор рецептуры раствора.

В результате замены ингибитора раствора KCL, использованного при бурении под эксплуатационную колонну, на «Ингибитор-12» меньшей концентрации, набухаемость экспериментально глинистого образца снизилась с 69% до 37%. Снижение набухания повлечет за собой повышенную устойчивость стенок скважины в процессе углубления и уменьшит количество осложнений, связанных с обвалами пород и кавернообразованием. Это отразится на временных затратах, на ликвидацию инцидентов при бурении, и приведёт к отсутствию финансовых издержек.

Применение раствора с реагентом «Ингибитор-12» также позволит снизить финансовые расходы на материалы, требуемые для приготовления промывочной жидкости. Величина экономии для бурового агента, используемого при бурении под эксплуатационную колонну, составит 333270 рублей.

Литература

1. Борисенко Л.В. «Выбор промывочной жидкости для бурения скважины». -М. 1991.- 157 с.
2. Диссертация Егоровой Е.В. «Разработка ингибирующего бурового раствора для бурения в глинистых отложениях». – Астрахань 2010. – 194 с.
3. Курс лекций Сазонова А.А. Буровые промывочные жидкости. – 68 с.
4. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. «Бурение нефтяных и газовых скважин». –М. «Недра» 1974. – 455с.
5. Чулкова В.В. «Опыт применения долот РДС в условиях перемежающихся по твердости горных пород Урало-Поволжского региона». –М «Вестник ассоциации буровых подрядчиков», 2012 – С.58-61.

МЕТОДЫ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЧЕТА О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ**А. П. Молева**

Научный руководитель, доцент В. Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Денежные средства – деньги в кассе и депозиты до востребования. Эквивалент денежных средств – это краткосрочные, высоколиквидные вложения, которые могут легко обратиться в заблаговременно известную сумму денежных средств с несущественным риском изменения их стоимости.

Выявление сведений о движении денежных средств от финансовой деятельности содержит в себе решающее значение, так как данная информация плотомерно сказывается при прогнозировании требований на будущие денежные потоки предприятия со стороны тех, кто его финансирует сейчас.

Международные стандарты предусматривают два метода составления отчета о движении денежных средств – прямой и косвенный. При этом действующая версия МСФО (IAS) 7 «Отчет о движении денежных средств» поощряет использование прямого метода. Однако большинство фирм на практике применяют косвенный метод. Считается, что он более простой. К тому же многим компаниям сложно собрать всю необходимую информацию для подготовки ОДДС прямым методом.

Ожидается, что поправки к стандарту внесут коррективы в порядок подготовки ОДДС и компании будут лишены альтернативы. Причем в пользу прямого метода. Но так как в настоящее время чаще используют косвенный метод, на нем и сконцентрируем свое внимание.

Стандарт разделяет денежные средства, а точнее их потоки, на три категории:

- денежные средства от операционной деятельности, той, ради которой, собственно, и создавался бизнес – торговля, строительство, производство и т.д.;

- денежные средства от инвестиционной деятельности, то есть потоки, связанные с вложениями временно свободных денежных средств в приобретение долгосрочных активов (например, основные средства) или финансовых инструментов (облигаций, акций, предоставление займов) и возвратом этих денежных средств (продажа устаревшего оборудования, облигаций, акций, получение ранее предоставленных займов)§

- денежные средства от финансовой деятельности, то есть полученные от третьих лиц за счет эмиссии ценных бумаг и займов и уплаченные третьим лицам в счет погашения основной суммы задолженности.

Считается, что развитое, успешное предприятие должно иметь положительные денежные потоки от основной (операционной) деятельности, то есть получать от клиентов денег больше, чем уплачивать поставщикам и своим работникам (заработную плату).

Кроме того, считается, что по инвестиционной деятельности поток должен быть отрицательным, поскольку это свидетельствует о намерениях компании развиваться.

В отношении потока от финансовой деятельности не все так однозначно, поскольку, с одной стороны, положительный поток говорит о том, что компании не хватает собственных денежных ресурсов, и она вынуждена заимствовать их на стороне, а с другой стороны, о том, что может иметь место реструктуризация капитала – замена собственного «дорогого» на заемный «дешевый».

Отчет о движении денежных средств можно представить одним из двух методов – прямым или косвенным.

Прямой метод предусматривает раскрытие информации об первоочередных видах валовых денежных зачислений и выплат. Косвенный метод производит корректировку прибыли или убытка, при этом производится учет результатов действий не денежного характера, любых приостановленных или начисленных будущих или прошлых денежных поступлений, или платежей, возникающих в течении операционной деятельности, а также статей доходов или расходов, которые связаны с зачислением или выплатой денежных средств в процессе инвестиционной или финансовой деятельности.

Прямой метод отчета о движении денежных средств является наиболее широко применимым методом, поскольку он обеспечивает отражение информации, полезной для расценивания потоков денежных средств, ориентированных на будущее.

Применяя прямой метод, для получения сведений об ключевых видах валовых денежных зачислений и выплат, прибегают либо к учетным записям предприятия, либо путем внесения исправлений в статьи отчет о совокупном доходе.

Рассмотренный метод обладает рядом преимуществ и недостатков.

Недостатком рассмотренного метода является то, что он не выявляет взаимосвязи между полученным финансовым результатом и изменением абсолютного размера денежных средств рассмотренного предприятия.

Применяя прямой метод расчета величины денежного потока в долгосрочной перспективе, позволяет осуществить оценку ликвидности предприятия, так как подробно рассматривает движение денежных средств на счетах, а также демонстрирует степень возмещения инвестиционных и финансовых потребностей рассмотренного предприятия, при помощи имеющихся у него в наличии денежных ресурсов.

Косвенные метод по алгоритму построения представляет собой *обратным к прямому*.

Применяя косвенный метод отчета о движении денежных средств, чистая прибыль или убыток фирмы корректируются с учетом результатов операций не денежного характера, а также изменений, произошедших в операционном оборотном капитале. Отсюда следует, что рассматриваемый метод:

- выявляет взаимосвязи между различными сферами деятельности предприятия;
- обнаруживает обусловленность между чистой прибылью и колебаниями в оборотном капитале предприятия за отчетный период.

Алгоритм формирования денежного потока от операционной деятельности косвенным методом представляет собой осуществление следующих этапов.

1. Исходя, из данных отчетности фиксируется чистая прибыль рассматриваемого предприятия.
2. К чистой прибыли суммируются суммы статей затрат, которые никоим образом не влияют в реальности на движение денежных средств (к примеру, амортизация).
3. Вычитаются (прибавляются) любые отклонения, которые произошли в статьях текущих активов, не принимая во внимание статью «Денежные средства».
4. Прибавляются (вычитаются) любые отклонения, которые произошли в статьях краткосрочных обязательств, не требующих процентных выплат.

соответствующая информация, которую затруднительно выдвинуть на первый план. Опираясь на вышеизложенное, можно сделать вывод о том, что косвенный метод демонстрирует, где определенным образом осуществлена прибыль компании, или куда инвестированы «живые» деньги.

Не принимая во внимание простоту расчетов, центральным преимуществом применения косвенного метода в оперативном управлении является то, что он дает возможность установить взаимосвязь между финансовым результатом и изменениями в оборотном капитале, задействованными в основной деятельности предприятия.

Рассматривая данный методом в долгосрочной перспективе, можно сделать вывод о том, что он предоставляет возможность выявления наиболее проблемных «места сосредоточения» замороженных денежных средств и, в соответствии, запланировать пути выхода из сложившейся ситуации.

В дополнении, хотелось бы отметить, что значимым обстоятельством при выборе метода составления отчета о движении денежных средств представляет собой доступность данных. По большей части, для того чтобы заполнить статью раздела «Операционная деятельность» прямым методом, необходима из совокупного денежного потока предприятия, а затраты на его составление достаточно высоки.

По большому счету, способность компании производить существенные денежные потоки от основной деятельности представляет собой положительный факт. Впрочем, следует не убирать из внимания тот факт, на сколько операционные потоки компенсируют необходимость в инвестициях, выплаты по займам или дивидендам.

Неизменность операционного потока в динамике указывает на устойчивое финансовое положение предприятия, и на эффективную работу его менеджмента.

Между тем, негативным сигналом является тот факт, что присутствует существенная зависимость от внешнего финансирования для компенсации текущих потребностей предприятия.

В конечном счете, неизменная отрицательная величина чистого денежного потока указывает на серьезные финансовые затруднения предприятия, что в последствии, может привести к банкротству.

Анализ и разработка разнообразных отчетов о денежных потоках в комбинации с другими видами отчетности гарантирует более основательное осмысление реального положения дел предприятия, фактических результатов его деятельности и предстоящих перспектив.

Литература:

1. Как подготовить отчет о движении денежных средств косвенным методом // Электронный журнал о международных стандартах финансовой отчетности [сайт] URL: [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://msfo-practice.ru/article.aspx?aid=285060>, свободный – Загл. с экрана.
2. Бухгалтерский учет как сумма фактов хозяйственной жизни: учеб. пособие / Соколов Я.В. – 2014 г. – 476 с.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АО «ТРАНСНЕФТЬ - ЦЕНТРАЛЬНАЯ СИБИРЬ»

Л. В. Мурыгина

Научный руководитель, ассистент Е. М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

АО «Транснефть - Центральная Сибирь» – современное, динамично развивающееся предприятие. Основной задачей трудового коллектива является транспортировка углеводородного сырья по магистральным нефтепроводам. Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири – важное звено в единой системе движения российской нефти на Восток. Перспективы развития АО «Транснефть – Центральная Сибирь» неотделимы от грандиозного проекта магистрали Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО).

«АК «Транснефть» – первая крупная российская компания, комплексно внедрившая систему энергетического менеджмента по международному стандарту ISO 50001:2011.

Стандарт устанавливает требования к организации:

- по созданию, реализации, поддержанию и улучшению системы энергоменеджмента, (непрерывное повышение энергетических параметров);

- по увеличению эффективности использования энергии и энергосбережения.

Система энергоменеджмента направлена на:

- энергообеспечение (измерения, документальное обследование и отчетность по использованию энергии);

- закупочную деятельность;

- разработку методов, оценки эффективности использования энергии оборудования, систем и процессов.

«Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 2012-2015 г.г.» была разработана и утверждена Советом директоров ОАО «АК «Транснефть» (протокол №6 от 31.01.2011 г.). Программа является одной из стратегических целей компании, основой энергетической политики компании ОАО «АК «Транснефть». Данная программа – это основополагающий документ в области энергосбережения и повышения энергоэффективности ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Центрсибнефтепроект» в частности, являющийся неотъемлемой частью бизнес-стратегии ОАО «АК «Транснефть», содержащий технические и организационные мероприятия по энергосбережению, оценку оснащенности систем энергопотребления приборами учета, нормативно-техническое обеспечение мероприятий по энергосбережению, показатели реализации Программы и основные направления мониторинга

Целевыми показателями Программы являются следующие:

- 1) Снижение удельного потребления электроэнергии, используемой для перекачки нефти по магистральным трубопроводам (тыс. кВт·ч/млн. т·км)

- 2) Снижение потребления котельно-печного топлива

- 3) Снижение потребления тепловой энергии

- 4) Снижение потребления моторного топлива

За 2015 год на предприятии АО «Транснефть - Центральная Сибирь» согласно Программе было реализовано следующие мероприятия:

1. Технические мероприятия по сбережению электроэнергии (таблица 1):

Таблица 1

Технические мероприятия по сбережению электроэнергии

Наименование мероприятия	Физические показатели, шт.	Затраты на реализацию, тыс.руб.	Расчетная годовая экономия в натуральных величинах, тыс. кВт ч	Расчетная годовая экономия в денежном выражении, тыс.руб	срок окупаемости
Установка светодиодных светильников с датчиками движения в системах внутреннего освещения	101	846,8	61,88	150,22	5,6
Установка инфракрасных обогревателей для обогрева зданий	20	60,9	32,86	79,79	0,7
Всего	121	907,7	94,74	230,01	3,9

2. Технические мероприятия по сбережению тепловой энергии (котельно-печное топливо) (таблица 2).

3. В рамках технических мероприятий по сбережению тепловой энергии в 7 подразделениях были введены режимы дежурного отопления, что позволило сэкономить в натуральном выражении 63,72 Гкал и в денежном выражении 128,12 тыс. руб.

4. Технические мероприятия по сбережению моторного топлива (таблица 3)

По итогам проведения мероприятий можно сказать следующее, что ресурсы, направленные на энергосбережение, дают достаточно положительный эффект. Так мероприятия по сбережению электро- и тепловой энергии (в частности котельно-печное топливо) для компании обойдется в 979,2 тыс. руб. годовой экономией в денежном выражении в 402,35 тыс. руб., что дает примерный срок окупаемости в 4,3 года. Данный показатель является хорошим, ведь срок службы установленного и замененного оборудования в среднем 10-15 лет, по истечению срока окупаемости компания будет экономить достаточную сумму, которую можно будет направить на реализацию новых программ.

В рамках мероприятия по сбережению тепловой энергии в 7 подразделениях ввели режим дежурного отопления, обогревание помещений с переменным тепловым режимом здания в нерабочий период суток или в

дни отдыха и праздников. Данное мероприятие не потребовало дополнительных затрат со стороны компании, а в итоге привело к экономии 128,12 тыс.руб. в год.

Таблица 2

Технические мероприятия по сбережению тепловой энергии (котельно-печное топливо)

Наименование мероприятия	Физические показатели,	Затраты на реализацию, тыс. руб.	Расчетная годовая экономия в натуральных величинах, т.у.т.	Расчетная годовая экономия в денежном выражении, тыс. руб.	срок окупаемости
Замена тепловой изоляции тепловых сетей	0,25 км	40	4,92	33,01	1,2
Установка радиаторных термостатических регуляторов в системах отопления зданий и сооружений	23 шт.	31,5	2,7	19,33	1,6
Проведение режимно-наладочных испытаний. Промывка внутренних контуров систем отопления и вентиляции	12		34,72	120	
Всего		71,5	42,34	172,34	0,4

Таблица 3

Технические мероприятия по сбережению моторного топлива

Наименование мероприятия	Физические показатели,	Затраты на реализацию, тыс.руб.	Расчетная годовая экономия в натуральных величинах, т.у.т.	Расчетная годовая экономия в денежном выражении, тыс.руб	срок окупаемости
Обновление парка автотранспортных средств и спец. Техники	16 шт	119 100	17,44	262,22	759,2
Оптимизация маршрутов движения ТС			29	435,96	
		119 100	46,44	698,18	170,5

Мероприятия по сбережению моторного топлива, на общем фоне выглядят не так положительно. В связи с обновлением парка автотранспортных средств и спец. техники в количестве 16 единиц, что являлось крупным вложением и стоило компании 191 100 тыс. руб. При явной экономии моторного топлива и оптимизации маршрутов, срок окупаемости все равно выглядит достаточно внушительным. Данная мера была необходимость, в связи с моральным и физическим износом техники, вложения сделанные компанией перейдут в раздел основных фондов и постепенно вернуться в виде амортизационных отчислений.

Литература:

1. Официальный сайт АО «Транснефть - Центральная Сибирь». [Электронный ресурс]. – URL: <https://csib-tomsk.transneft.ru/>
2. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»

**АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОГРАММЫ
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ ОАО «ВОСТОКГАЗПРОМ»**

С. В. Надымов

Научный руководитель, доцент М. Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе деятельности предприятия ресурсы занимают одно из главенствующих мест, следствием этого является актуальным вопрос ресурсосбережения, создания ресурсосберегающей политики, неотъемлемо связанной со спецификой предприятия и определения оптимального соотношения ресурсов на предприятии. В настоящее время природные ресурсы занимают ведущее место в экономическом развитии России. К сведению, их добыча составляет более 50% валового внутреннего продукта России. Около 70% валютных поступлений

федерального бюджета, бюджетов субъектов Российской Федерации прямо или косвенно связаны с эксплуатацией природно-ресурсного потенциала страны. В связи приведенными фактами вопрос оптимального ресурсопотребления и ресурсосбережения занимает центральное место на предприятиях нефтегазовой промышленности. Это и обусловлено экономической значимостью выпускаемой продукции. [1]

Актуальность данной работы обусловлена тенденциями в стране в области развития ресурсосбережения. В правительстве страны особое внимание уделяется данным вопросам. Президент РФ устанавливает программы, например такие как, год экологии в страны в рамках которой должно осуществляться экономное пользование ресурсами, отходами производства. 30 января 2013г. Президент поручил Председателю Правительства РФ разработать комплексную стратегию управления в области экологии, ресурсосбережения. На уровне Правительства разрабатывается и рассматривается, принимается в чтениях большее количество проектов, в данной области.

Целями работы являются охарактеризовать деятельность нефтегазового предприятия в области ресурсосбережения и анализ экономических показателей эффективности применения программы ресурсосбережения компании ОАО «ВОСТОКГАЗПРОМ».

Программа ресурсосбережения ОАО «Востокгазпром» основывается на поддержании экологического баланса, ввода новых технологий, позволяющих минимизировать и оптимально расходовать ресурсы для бесперебойного производства.

Обеспечение охраны окружающей среды в соответствии с Экологической политикой ОАО «Газпром» и Политикой в области охраны окружающей среды, здоровья и безопасности на производстве – один из основных корпоративных приоритетов ОАО «Востокгазпром».

У Компании есть полный пакет документов разрешающий производственную деятельность, связанную с добычей, переработкой и транспортировкой газа, который свидетельствует о ее соответствии существующим нормам и правилам по экологической безопасности.

В системе управления природоохранной деятельностью сформированы следующие принципы:

- развитие и совершенствование системы экологического менеджмента компании в соответствии с действующим природоохранным законодательством;
- проведение комплекса природоохранных мероприятий как на стадиях проектирования, строительства объектов, так и на стадии эксплуатации;
- обеспечение эффективного контроля выполнения технологических и организационных мероприятий.

В начальный период формирования производственного комплекса экологическая безопасность ОАО «Томскгазпром» обеспечивалась за счет тщательно продуманных и взвешенных технических решений, предусмотренных проектами обустройства. Были внедрены эффективные технологии переработки природного газа, методы утилизации твердых и жидких отходов производства и потребления, предусмотрены противоаварийные технические решения и мероприятия.

Проектные решения, проходящие тщательную экспертизу в подразделениях компании и в государственных органах, позволяют минимизировать масштабы негативного воздействия на окружающую среду. Рекультивация нарушенных земель и лесных участков, выполняемая по окончании строительства, позволяет восстановить плодородие и статус земель, не используемых для эксплуатации построенных объектов.

Важным компонентом технологической, а значит — и экологической, безопасности является, осуществление постоянного контроля, за качеством строительства производственных объектов, входным контролем материалов и комплектующих, испытанием построенных объектов, непрерывной диагностики надежности эксплуатируемого оборудования.

В процессе разработки месторождений в системе добычи, сбора, предварительной подготовки и транспорта газа компаний также проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, систему диагностики газопромыслового оборудования и трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии сбора и промысловой подготовки газа.

Использование современных технологий освоения скважин, сбора попутного нефтяного газа, герметизация основных потоков углеводородного сырья и продукции, регулярная дефектоскопия, автоматизация наиболее важных технологических процессов, вкупе с высокой технологической дисциплиной и культурой производства позволили повысить надежность оборудования и значительно снизить риск возникновения техногенных аварийных ситуаций. [2]

Обращение с отходами, образующимися на производственных объектах Общества, осуществляется в соответствии с требованиями природоохранного законодательства. Хозяйственно-бытовые сточные воды на месторождениях ОАО «Востокгазпром» очищаются и обезвреживаются на биологических очистных сооружениях. Конструкция очистных сооружений на Северо-Васюганском ГКМ (система почвенной очистки) и на Северо-Останинском НМ (ботанические площадки, метод активной корневой зоны) обеспечивает эффективную очистку хозяйственных стоков при минимуме эксплуатационных затрат. Для обезвреживания твердых бытовых отходов (ТБО) месторождения ОАО «Востокгазпром» обеспечены полигонами ТБО, где происходит их захоронение и надежная изоляция от окружающей природной среды.

Как было выявлено проведенными исследованиями, буровой шлам, образующийся при бурении разведочных и эксплуатационных скважин по принятым в ОАО «Востокгазпром» технологиям относится к мало опасным или не опасным отходам производства (4 или 5 классы опасности). В то же время, в его составе имеются компоненты, используемые растениями для минерального питания. Эти особенности позволили

специалистам ОАО «Востокгазпром» обосновать возможность использования бурового шлама в качестве побочного продукта — удобряющей добавки при рекультивации лесных участков, нарушенных при строительстве.

Важным ресурсосберегающим и природоохранным направлением деятельности ОАО «Востокгазпром» в последние годы стала разработка, финансирование и реализация программы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

Важным элементом производственной и экологической безопасности является разработка планов локализации аварий и ликвидации их последствий. Такие планы разработаны на все опасные производственные объекты компании.

В компании регулярно проводится инвентаризация источников негативного воздействия на окружающую среду. На их основе разработаны и поддерживаются в актуальном состоянии проекты нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сбросов загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты, нормативы образования и лимиты размещения отходов.

На всех месторождениях компании регулярно проводится мониторинг состояния недр и окружающей среды, производственный экологический контроль состояния территорий деятельности. В целом, по результатам мониторинга можно сделать однозначный вывод, что воздействие производственных объектов на окружающую среду находится в допустимых пределах и соответствует проектным решениям. [3]

Приоритетное направление деятельности ОАО «Востокгазпром» - энергосбережение. Компания является одним из самых крупных потребителей энергоресурсов среди промышленных предприятий Томской области.

В 2013 году акционерное общество затратило на приобретение энергоресурсов на общую сумму 31940 тыс. руб., из них на электрическую энергию 26404 тыс. руб., на тепловую энергии 5536 тыс. руб. Учитывая специфику деятельности предприятия, газоснабжение объектов месторождений осуществляется из собственных источников, поэтому компания не осуществляет затраты на потребляемый газ.

В ОАО «Востокгазпром» для снижения затрат на энергетику в 2013 году был установлен частотный преобразователь на двигатель дымососа котельной на Мыльджинском месторождении. За период с 2007 по 2011 гг. в работе находились только два из четырех дымососа, потребляя 45 кВт электроэнергии каждый. Время работы дымососа 24 часа в сутки, средняя продолжительность отопительного периода 201 день. [4]

Так же для повышения надежности энергообеспечения идут работы по замене устаревших щитов станций управления электрооборудованием на современные фирмы «Siemens». Данная программа началась в 2005 году и рассчитана до 2016 года. В планах заменить 250 щитов станций управления электрооборудованием, 27 трансформаторных подстанций и распределительных пунктов.

В 2012 году в рамках совместной программы по повышению надежности энергоснабжения и снижению рисков отключения электроэнергии на месторождениях: Мыльджинское НГКМ, Северо-Останинское НГКМ, Казанское НГКМ и Северо-Васюганское НГКМ, была проведена замена технически устаревших отделителей, короткозамыкателей и масляных выключателей подстанций на современные вакуумные и элегазовые выключатели. Укрепляя позиции Останинской группы месторождений, в июле 2015 года планируется сдать силовые подстанции ПС-35/6 кВ «Северо-Останинская» и ПС-35/10 кВ «Останинская». На самом Останинском НМ также будет установлена трансформаторная подстанция, от которой будут запитываться Мирное НМ, Пиджинское НМ и Останинское НМ. Сейчас эти месторождения работают от дизельных электростанций, установленных на Мирном месторождении. Обеспечение бесперебойной подачи электроэнергии добавит надежности работе промысла. [4]

Анализ потребления электроэнергии, проведен отдельно по исследуемым месторождениям и представлен на диаграмме.

На рисунке 1 приведены показатели распределения потребленной электроэнергии, свидетельствующие о том, что рост годового потребления преимущественно обусловлен увеличением технологического расхода, при относительно постоянном уровне потребления на собственные нужды, снабжения субабонентов и технологических потерь. На общем фоне выделяться уровень потребления электроэнергии Казанского НГКМ.

С момента ввода месторождения в эксплуатацию в 2009 году потребление электроэнергии возросло в 8,8 раз и по итогам 2012 года составило 23,074 млн. кВт*ч. В целом же можно говорить об установившемся режиме потребления электроэнергии.

В августе 2011 года разработан и выдан «Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов ОАО «Востокгазпром» со сроком действия до 2016 года.

В целях дальнейшей реализации работы по энергосбережению для снижения энергозатрат, на основании Федерального закона Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» и Энергетической стратегии России на период до 2020 г. в ОАО «Востокгазпром» разработана третья программа энергосбережения на 2011–2015 гг. с перспективой до 2020 года. Планируется сэкономить около 360 млн. кВт/ч электрической энергии и порядка 870 тыс. Гкал тепловой энергии.

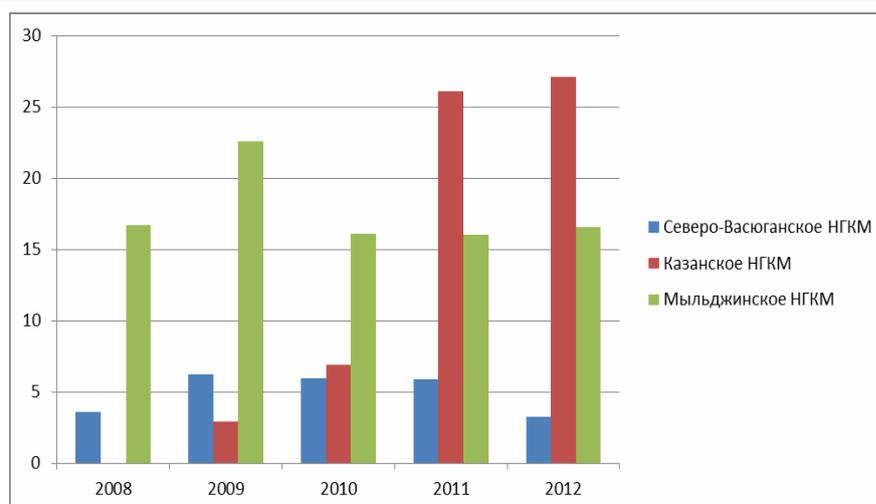


Рисунок 1 Динамика расхода электроэнергии, в млн. кВт ч.

За годы проведения Программы было сэкономлено:

- 52009 кВт*ч/год электроэнергии в натуральном выражении и 144,8 тыс. руб. в денежном выражении. Была произведена установка активных фильтров подавления сетевых гармоник и установка частотного преобразователя на двигатель дымососа котельной МГКМ;

- 16,175 Гкал/год тела в натуральном выражении и 114,7 тыс. руб. в денежном выражении. Объекты месторождений ОАО «Востокгазпром» получают тепловую энергию от собственных источников, и часть тепловой энергии производится из вторичных источников – за газовыми турбинами электростанций и газоперекачивающих аппаратов стоят теплообменники-утилизаторы, что позволяет экономить на отоплении зданий. Для более эффективной экономии было произведено устранение дефектов ограждающих конструкций и произведена установка термостатических клапанов;

- 0,208 млн. м³/год газа на собственные нужды в натуральном выражении и 2,17 млн. руб. в денежном. На месторождениях предприятие увеличило эффективности использования котлов-утилизаторов. Целью данного мероприятия является снижение потребления газа в котельных месторождениях, посредством полного использования тепловой мощности электрогенерирующих установок;

- 187,12 Гкал тепловой энергии на горячее водоснабжение и 2265 м³ холодной воды, планируемая экономия за год 1,44 млн. руб., за счет установки бесконтактных сенсорных смесителей.

Всего предприятие употребило энергоресурсов на сумму 43,05 млн. руб. Общая экономия при реализации программы по данным ресурсам составила 39,58 млн. руб.

В общем на программу ресурсосбережения предприятие затратило 31,940 млн. руб. при этом сэкономлено было 29,582 млн. руб. Таким образом затраты на внедрении программы превысили ее эффективность на 2,36 млн. руб.

Кроме введения политики ресурсосбережения ОАО «Востокгазпром» осуществляет постоянную модернизацию основных средств и активно занимается инвестированием в новые проекты.

Ресурсосбережение как уже было отмечено, является неотъемлемым фактором успешного развития предприятий. Особенную важность оно представляет для нефтегазовой отрасли, так как является наиболее ресурсоемкой. В деятельности нефтегазовых предприятий наблюдается прямая зависимость от ресурсов.

В данной работе была охарактеризована деятельность нефтегазового предприятия в области ресурсосбережения. По итогам применения программы ресурсосбережения предприятию удалось сэкономить ресурсов общей стоимостью в 43,05 млн. руб, что в свою очередь положительно сказалось на прибыли предприятия, при том что затраты на реализацию программы составили 31,94 млн. руб., то есть 39%, а 61% из них оказался в прибыли предприятия. Постоянное улучшение процесса производственной деятельности предприятия подразумевает развитие ресурсосберегающих технологий.

Обобщая, хотелось отметить успех в применении и разработке ресурсосберегающих технологий на рассматриваемом предприятии, а так же перспективу развития данного направления. Так же хотелось бы сказать, что для более эффективного введения политики ресурсосбережения Востокгазпрому следует снижать затраты на мониторинг путем привлечения специалистов, выделять средства на строительство современных баз хранения нефтепродуктов, соблюдать пропорциональное инвестирование, а так же четкое и своевременное соблюдение правовых норм, актов, постановлений и законов.

Литература

- 1 Природоресурсное право (Калинин И.Б.). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://xtb.ru/62/index.html>, свободный. Загл. с экрана;
- 1 Положения и организация охраны в нефтяной промышленности. 2002г.;

- ! ОАО «Востокгазпром». Охрана природы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vostokgazprom.gazprom.ru/ecology/>, свободный. Загл. сэкрана;
- ! Дроздовский А. А. Инженерный отчет №ИК-67/13 по энергетическому обследованию Открытого акционерного общества «Томскгазпром». Москва, 29.03. 2013г. 574 с.;

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

С. В. Парунин

Научный руководитель, профессор Г. Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Солнечная энергия является возобновляемым источником энергии, потенциал которого, согласно теоретическим подсчетам, мог бы покрыть все энергетические потребности населения планеты. Технологии фотоэлектрического преобразования солнечного излучения в электроэнергию получают всё большее применение и развитие, их популярность непрерывно растет, а снижение производственных затрат за последние несколько лет предвещает большой потенциал развития [2].

Однако количество солнечной энергии изменяется во времени и зависит от времени суток, времени года, а также от погодных условий. Существует много способов нейтрализации этих недостатков, такие как: запасание энергии на несколько дней вперед; увеличение количества различных источников солнечной энергии или различных источников возобновляемой энергии, или же потребление резервных запасов традиционных источников энергии, таких как уголь, нефть, уран.

Различают два основных семейства технологий производства фотоэлементов [4]:

- технологии на основе монокристаллического и мультикристаллического кремния (85% мирового производства);

- технологии на основе тонких пленок из аморфного кремния, теллурида кадмия, из соединений меди индия и селена и из арсенида галлия.

Кроме того, сегодня также развиваются другие новые технологии, на основе органических, полимерных фотоэлементов на основе фуллеренов [7].

Наиболее затратной из кремниевых технологий является производство фотоэлементов из монокристаллов кремния, у нее наиболее высокий коэффициент полезного преобразования солнечной энергии в электроэнергию (КПД) из кремниевых технологий. Преимущество заключается в уменьшении размера модулей, при сохранении производительности. Особенно данная технология выгодна в случае недостатка площадей для использования фотоэлектрических модулей.

Менее затратной является технология получения фотоэлементов из мультикристаллических (поликристаллических) слитков. Данная технология упрощает процесс выращивания кристаллов и позволяет значительно снизить энергетические расходы за счёт выращивания мультикристаллических, а также монокристаллов позволяющих получать фотоэлементы, сходные по своим характеристикам, с фотоэлементами производимыми из монокристаллов кремния. Снижение себестоимости фотоэлементов позволяет этой технологии в настоящее время доминировать на рынке производителей фотоэлементов.

Основными материалами для тонкопленочных технологий являются: аморфный кремний, применяемый в течение многих лет, в частности при изготовлении часов и калькуляторов; CdTe (гетеропереход теллурида кадмия и сульфида кадмия), CIS (гетеро соединения диселенида меди-индия и сульфида кадмия).

Перспективной является технология производства фотоэлементов на основе искусственных перовскитных материалов. Работы по изучению перовскитов были инициированы в 2009 году, а первые фотоэлементы на основе перовскита имели КПД всего 3.8 %, однако время его работы из-за деградации кристаллической структуры составляло менее нескольких минут [4].

Проведение дальнейших исследований позволило установить, что КПД перовскитов определяется их электронной структурой, позволяющей проводить эффективное поглощение света, а также что искусственные перовскитные материалы можно легко получать, они без проблем кристаллизуются из растворов. Перовскиты легко проводят образовавшиеся в результате фотовозбуждения электрические заряды.

На основе искусственных перовскитных кристаллических структур и технологий производства фотоэлементов Гретцеля в исследовательских лабораториях создано новое поколение фотоэлементов. Искусственные фотоэлектрические перовскиты представляют собой гибридное сочетание органических и неорганических материалов. В данных материалах метиламмонийный ион обычно занимает положение А, свинец или олово – М, и ионы галогена – элементы Х структуры АМХ₃. Искусственные перовскитные материалы обычно используются в качестве одного слоя многослойной солнечной батареи, в которой другие материалы способствуют переходу фотогальванического тока в устройство, к которому она подключена. КПД таких элементов достигал значения около 10%.

Для решения проблемы быстрой деградации кристаллической структуры учёными предложено использование добавок в раствор соединений свинца. На основании экспериментальных работ по подбору различных соединений свинца удалось поднять КПД элементов до 15% и увеличить срок службы фотоэлементов до 5 лет. Также было обнаружено, что микропоры, образующиеся при нанесении перовскита на рабочую поверхность, способствуют деградации фотоэлементов, способствуя попаданию паров воды и воздуха. Соответственно предложено использовать прогрессивные методы нанесения плёнок перовскита, без образования микропор.

В результате дальнейших исследований было разработано более эффективное многослойное устройство, в состав которого входили прозрачные электропроводные электроды из оксида титана и метиламмонийный перовскитный материал. КПД таких элементов достиг значения 17,9%. Отрицательным фактором использования соединений свинца является их токсичность для человеческого организма. Соответственно предложено использовать в качестве их заменителя соединения олова. Значения КПД для различных видов фотоэлементов представлено в таблице 1.

Таблица 1

КПД фотоэлементов в применяемых технологиях их производства (на 2015 г.)

Технология	Значение КПД модуля	Максимальный КПД лабораторных образцов фотоэлементов	Теоретический, максимальный КПД	Состояние технологии на 2015 год
Монокристаллический кремний	18 - 20 %	25 %	28 %	Действ. произв.
Мультикристаллический кремний	16 - 17 %	20 %	28 %	Действ. произв.
Ленточный кремний	12 - 16 %	22 %	28 %	Действ. произв. (остановлено)
Аморфный кремний	6 - 8 %	12,7 %	25 %	Действ. произв.
Монокр Si + Аморф Si	22-24%	25%	28 %	Действ. произв.
Микрокристаллический кремний	10 - 12 %	16,4 %	27 %	Действ. произв.
Теллурид кадмия (CdTe)	7 - 10 %	16 %	28,5 %	Действ. произв.
Диселенид меди и индия (CIS)	10 - 14 %	18,2 %	27,5 %	Действ. произв.
Арсенид галлия (GaAs) с подложкой из Ge; несколько p-n переходов	19 - 22 % 44%	25,7 %	29 %	Аэрокосмич и оборонная произв.
Органические материалы (TiO ₂) ФЭП Гретцеля	10 %	12%		Опытн. произв.
Искусственные перовскиты		17,9 %		Лаборат. исп.
Тандемный фотоэлемент (монокристаллический кремний и искусственные перовскиты)		25-30 %		Лаборат. исп.

Следует отметить и разработку тандемных фотоэлементов с применением технологии получения фотоэлементов из монокристаллов кремния и перовскитных материалов [6]. В настоящее время (2015 г.) в лабораторных условиях достигнуто значение КПД тандемных фотоэлементов в 25-30 %. По оценкам экспертов следует ожидать дальнейшего роста значений КПД для тандемных фотоэлементов на основе монокристаллов кремния и перовскитных материалов. Преимуществом данных тандемных фотоэлементов, по сравнению с фотоэлементами на основе арсенида галлия с подложкой из германия и несколькими p-n переходами, является возможность модернизации действующих производственных мощностей по производству фотоэлементов из кремния, что позволит минимизировать издержки на её проведение. Что также позволит снизить значение стоимости ватта установленной мощности до 0,20-0,30 долларов США.

В последнее десятилетие в Европе наметилась тенденция к увеличению цены за ватт установленной мощности для ископаемых источников [3]. Учитывая данную ситуацию, цена на ватт установленной мощности для ископаемых источников может достигнуть 0,50 долларов США [1]. Следовательно, увеличивается и экономическая эффективность использования альтернативных источников энергии, в том числе солнечной энергетики с применением фотоэлементов.

На основании вышесказанного можно сделать следующие выводы: наиболее разработанными для крупномасштабного промышленного производства являются технологии получения фотоэлементов из монокристаллического и мультикристаллического кремния; перспективным является производство фотоэлементов из искусственных перовскитов и тандемных фотоэлементов на основе монокристаллов кремния и перовскитных материалов; преимуществом тандемных фотоэлементов, по сравнению с фотоэлементами на основе арсенида галлия с подложкой из Ge и несколькими p-n переходами, является возможность модернизации действующих производственных мощностей по получению фотоэлементов из кремния, что позволит минимизировать издержки на её проведение; в ближайшей перспективе следует ожидать падения стоимости ватта установленной мощности для фотоэлементов до 0,20-0,30 долларов США и увеличение цены этого показателя для ископаемых энергоносителей в Европе до 0,50 долларов США.

Литература

1. Новостной альтернативной энергетики // (сайт компании ООО «АЭнерджи»). URL: <http://aenergy.ru> (дата обращения 14.01.2016).
2. Рац Г. И., Мординова М. А. Развитие альтернативных источников энергии в решении глобальных энергетических проблем // Известия ИГЭА. – 2012. – №2. – С. 132-136.
3. Солнечная энергетика: Учебное пособие / Под Ред. В.И. Виссарионова.– М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 276 с.
4. Luque A., Hegedus S. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. – John Wiley & Sons, 2003. – 1179 p.
5. Perovskite Solar Cells: From Materials to Devices, 2014. URL: <http://www.materialsviews.com>.

6. Tandem solar cell may boost electricity from sunlight // *Scientific American*, March 25 2015. URL: <http://www.scientificamerican.com>.
7. Wurfel P. *Physics of Solar Cells: From Principles to New Concepts*. – Wiley-VCH, 2003. – 188 p.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНДЕКСОВ SOLOMON И НЕЛЬСОНА ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

П. Г. Петкова

Научный руководитель, ассистент Е. М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Проведение качественного сравнительного анализа развития нефтеперерабатывающих предприятий, находящихся в разных регионах, и степени их технологического совершенствования – это весьма сложный процесс. Рассматриваются такие показатели, как «глубина переработки нефти», «эффективность персонала», «рентабельность», «чистая денежная маржа». Для их анализа и сравнения можно использовать традиционный метод учета и аудита, или методики американской компании Solomon Associated для анализа работы нефтеперерабатывающих предприятий. Так же для сравнения технологического уровня нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) применим Индекс Нельсона.

Комплексное сравнение состояния отдельных НПЗ и динамика их развития за последние 25 лет осуществляется компанией HSB Solomon Associated (SA), LLC. Обследование Solomon-а охватывает более 85% НПЗ в мире и тем самым обеспечивает достоверную и надёжную информацию. Участники обследования каждый четный год получают итоговые отчеты по оценке состояния, а также аналитические материалы, которые помогают руководству НПЗ в процессах развития. С целью обеспечения конфиденциальности результаты исследования и сравнительных анализов представляются с использованием стандартных групп сравнения (репрезентативные группы). НПЗ, принимающие участие в исследовании, по одинаковым показателям распределяются на четыре равные подгруппы – квартили. В первом квартиле находятся 25% из всех НПЗ участвующих в анализе, показывающие самые лучшие показатели в данной группе, а в четвертом квартиле находятся 25% НПЗ, для которых характерен самый низкий уровень показателей. В случаях, когда количество участвующих НПЗ невелико, деление НПЗ осуществляется на 3 или даже 2 квартиля. Данные сравнения по стандартным группам/квартилям обеспечивают для всех НПЗ возможность увидеть на каком уровне находится данный НПЗ по конкретному показателю сравнения. Эта информация представляет детальное описание и надёжную оценку руководителям предприятия о проблемах НПЗ, на которых они должны сосредоточиться в первую очередь, соответственно наметить планы и мероприятия по улучшению.

В структуре исследования задействовано большое количество показателей, которые делятся на две основных группы – показатели эффективности и показатели конкурентоспособности.

К показателям эффективности относятся, например, индекс энергоёмкости и индекс эффективности неэнергетических затрат, а так же другие. К показателям конкурентоспособности относятся такие индексы, как OPEX – денежные операционные затраты и НЕОPEX – неэнергетические затраты и другие.

Группирование НПЗ при обследовании осуществляется двумя способами. Первый по географическому признаку, так как разные регионы характеризуются разными ценовыми условиями сырья, энергоисточников, уровня оплаты труда и т.д. Обоснованные пять больших регионов: Африки, Америки, Ближнего Востока, Европы и Азиатско-тихоокеанского. Каждый из них разделен ещё на несколько регионов поменьше.

Второй способ группирования НПЗ при обследовании – по масштабу и сложности НПЗ, так как никакие технические решения не обеспечат возможность мелкому НПЗ работать на уровне расходных норм крупного НПЗ. Такой способ группирования называется «Комплексные группы». По этой классификации SA отличает пять комплексных групп НПЗ:

- GOC 1 – НПЗ с комплексным фактором < 6,9;
- GOC 2 – $6,9 \leq$ комплексный фактор < 8;
- GOC 3 – $8 \leq$ комплексный фактор < 9,5;
- GOC 4 - НПЗ с комплексным фактором $\geq 9,5$.

Комплексный фактор представляет собой производительность установок мощностью НПЗ, тыс. барреля в сутки. Кроме всех показателей конкурентоспособности и эффективности, которые Solomon Associated рассматривает в своих сравнительных анализах НПЗ, есть еще индекс, присутствующий при характеристике и сравнении НПЗ – Индекс Нельсона, который в настоящее время занимает ключевые позиции, вытесняя термин «Глубина переработки». Этот индекс представляет собой обобщенную характеристику стоимости и качества вторичных процессов переработки, имеющихся на отдельно взятом НПЗ, оценивая уровень вторичной мощности преобразования на НПЗ по отношению к первичной мощности дистилляции. Каждая основная единица оборудования НПЗ имеет свой коэффициент сложности, который сравнивается с оборудованием по перегонке сырой нефти, коэффициент сложности которого равен 1,0. Сложность данного НПЗ определяется путём суммирования значений сложности, присвоенных каждой единице оборудования, в том числе установке перегонки сырой нефти. Чем больше установок имеет данный завод, тем больший индекс сложности Нельсона будет иметь. Индекс сложности Нельсона указывает не только на интенсивность инвестиций или индекс

стоимости завода, но и на его потенциал добавленной стоимости. Таким образом, чем выше индекс Нельсона, тем выше стоимость НПЗ, и выше качество его продукции. Так, например, индекс Нельсона Волгоградского НПЗ компании Лукойл составляет 6,1, НПЗ в Бургасе, Болгария – 8,9.

В обобщенной на диаграмме (рис. 1) представлена динамика изменения индексов сложности Нельсона и конфигурационный индекс Solomon, которые показывают ключевые моменты развития НПЗ в Бургасе («ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас», ЛНХБ) и насколько изменилась в данных моментах сложность НПЗ.

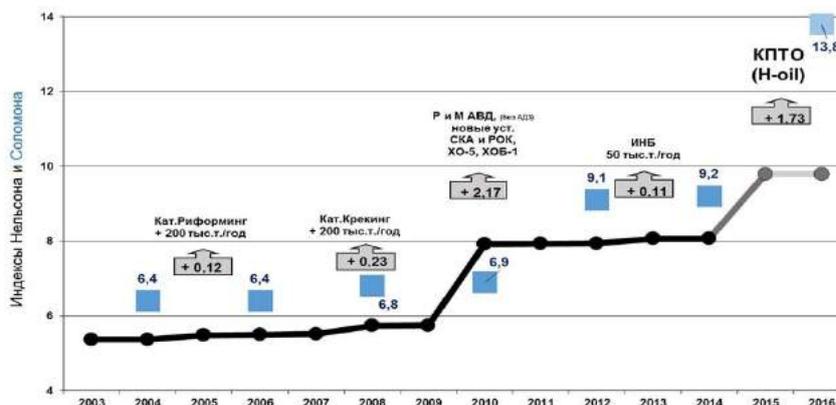


Рисунок 1 – Динамика индексов Нельсона и Solomon для ЛНХБ

Индекс Нельсона представлен как плотная черная линия над которой отмечены в ключевых годах изменения произошедших в ЛНХБ, по причине которых повысилась сложность/ценность НПЗ. В конце линия серая, так как данные за второе полугодие 2015 еще не получены, и данные по расчету являются фактом для первой половины года, и планом для второй половины, когда введен в эксплуатацию Комплекс переработки тяжелых остатков. На рисунке видна тенденция поэтапного увеличения сложности/ценности ЛНХБ.

Стоимости конфигурационного индекса Solomon представлены в виде синие квадратов для четных годов. Индексы показывают одинаковые тренды развития ЛНХБ за исключением 2010 г. Причиной является то, что установки ГО-5 и ГОБ-1 не введены в эксплуатацию к началу 2010 года, а также установки не были использованы полностью до ввода в эксплуатацию КПТО. Из рисунка видно, что первое большое изменение произошло в 2010 г., когда завод перешел полностью на производство топлив по стандарту ЕВРО-5. В этом ключевом году, введены в эксплуатацию новые установки СКА и РОК (серно-кислотное алкилирование и регенерация отработанной кислоты), ГО-5 (гидроочистка дизтоплив с блоком деароматизации), ГОБ-1 (гидроочистка бензина каталитического крекинга) и др. Так же была завершена реконструкция и модернизация существующих АТ-5 с интеграцией ВДМ-1 в комплексной установки АД-1(атмосферно-вакуумная дистилляция).

Второе большое изменение произошло в 2014-2015гг., когда поэтапно запущен комплекс переработки тяжелых остатков, включающий производство серы, новая водородная установка, установка очистки кислых стоков, аминная очистка газов и гидрокрекинг гудрона по технологии Н-oil. Перечисленные и указанные на рисунке изменения привели к увеличению сложности/ценности ЛНХБ от уровня индекса Нельсона равного 5,4 в 2004 году, до уровня индекса Нельсона – 9,8 в 2015году.

Так как индекс Нельсона показателен только для установленной на НПЗ мощности, на рисунке представлены и стоимости конфигурационных индексов Solomon-а, которые несут информацию и для уровня использования установленной мощности НПЗ. Конфигурационные индексы Solomon-а рассчитываются по подобию индекса сложности Нельсона-а, но стоимости коэффициентов конфигурации установок отличаются от коэффициентов сложности установок Нельсона. При том в расчете Solomon-а учитывают не установленную, а использованную мощность установок НПЗ.

Нефтеперерабатывающие заводы с высоким Индексом Нельсона могут произвести больше нефтяных и газовых продуктов. Это значит, что у них производственный потенциал больше. Эти заводы могут корректировать производство, чтобы удовлетворить потребности рынка. Это увеличивает потенциал для прибыли и позволяет оставаться в непрерывном производстве. Методология Solomon для исследования работы НПЗ дает возможность предприятий сделать сравнительный анализ по всем показателям на фоне остальных НПЗ в своей группе и определить графическом методом области, на которых им нужно сосредоточиться и улучшить работу.

Литература:

1. Техническая библиотека. Нормативно-справочная информация // Индекс Нельсона http://neftegaz.ru/tech_library/view/4679 - электронный ресурс
2. Лукойл-нефтепереработка. Отчеты о деятельности. <http://www.lukoil.ru/materials/doc> - электронный ресурс
3. Solomon Associated официальный сайт <http://solomononline.com/> - электронный ресурс

ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ МЕТОДОВ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ГАЗА

А. Г. Покровская, Е. А. Провоторова

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На протяжении многих лет нефтегазовые ресурсы являлись гарантом экономической и энергетической безопасности, но ввиду роста геологической изученности многих территорий, а также увеличения доли трудноизвлекаемых и сложных запасов – сырьевая база углеводородов требует совершенствования методов добычи и разведки.

В настоящее время существует множество различных методов и технологий по поиску залежей углеводородного сырья. Наиболее применяемый метод поиска залежей углеводородного сырья – традиционная схема, в рамках которой обязательно проводятся комплексные полевые геологические и геофизические работы. Но такие традиционные методы несут большие затраты как времени, так и денег. Среднемировая стоимость поисковых работ составляет в среднем около 4 тысяч долларов/км². В рамках этого метода проводятся геологические, геофизические, научно-исследовательские и картографические работы, в завершении которых производятся буровые работы. Их применение является выгодным только в условиях крупных нефтегазоносных структур.

Геоморфологическая группа методов – считается особо перспективной и быстро прогрессирующей в совокупности научных методов поиска и разведки углеводородных ресурсов. Такие методы позволяют спрогнозировать возможность нахождения залежей углеводородов исходя из анализа карт и аэрокосмических снимков. Геоморфологические методы специализируются на дистанционном зондировании Земли, в основном на визуальном, реже компьютерном дешифрировании снимков снятых в различных масштабах. Главным недостатком является то, что эти методы позволяют проанализировать лишь приповерхностные залежи и плохо работают при прогнозе структур глубокого залегания.

Данные ландшафтного анализа – есть основа для морфографического и морфометрического анализа. Морфометрические методы позволяют представить качественные морфографические показатели в количественной форме: в виде карт изолиний, цифровой информации.

Одна из разновидностей геоморфологических методов - структурометрический анализ. Главная цель анализа это познание следов воздействия залегающих в теле Земли тел полезных ископаемых на земную поверхность. Полезные ископаемые излучают акустические волны под воздействием энергии из ядра Земли. На основе уже известных данных была разработана методология структурометрического анализа, создана компьютеризованная методика. Теперь возможен научный анализ, прогноз размещения углеводородного сырья, на большой глубине, вплоть до 25 км. Каждая точка залежи это поток акустических волн, которые идут к поверхности земли конусом. По краям этого конуса проявляется максимальный след акустических волн, вследствие чего образуется кольцевая структура. Это явление можно наблюдать на аэрокосмических снимках, по которому можно установить, как глубоко залегает пласт. Метод структурометрического анализа является более экономичным, чем традиционная схема. Так, при использовании традиционной схемы на этапе поисково-разведочных работ исследования могут растягиваться на годы, тогда как при лабораторном структурометрическом анализе, без выезда на местность, времени уходит до 14 дней. Стоимость структурометрического анализа так же в разы меньше. На опыте работ представленных США Оклахома при структурометрическом анализе гарантируется успешность поискового бурения более 75 процентов. Если сравнить, то это в 3 и более раз превышает точность методики традиционной схемы.

Также, применяются такие методы ускоренной разведки газовых месторождений, как: разреженная сетка разведочных скважин – мелкие и средние месторождения газодобываются четырьмя-пятью единичными скважинами, крупные однозалежные разбуриваются из расчета одна скважина на 50 км² продуктивной площади, уникальные – из расчета одна скважина на 100 км² площади залежи; опытно-промышленная эксплуатация используется для разведки в основном мелких и средних месторождений газа, ввод в опытно-промышленную эксплуатацию осуществляется при наличии двух-трех скважин, давших газ; опережающее эксплуатационное бурение – высокопродуктивные зоны эксплуатационного разбуривания крупных и уникальных залежей доразведываются опережающими эксплуатационными скважинами, сгущение за их счет сетки разведочных скважин производится в зависимости от характера изменчивости параметров неоднородности и продуктивности.

Совсем недавно ученые геологического института Российской академии наук открыли новый способ поиска нефти и газа, названный термотомографией. Данный метод заключается в формировании трёхмерных моделей распределения тепловых потоков и температур, что дает возможность получить срезы геотермического поля практически на любой глубине и, следовательно, определить тот уровень, на котором имеются подходящие условия для образования углеводородов. Данный метод позволяет прогнозировать локализацию размещения месторождений и их глубину в первом приближении и за счет этого экономить на проведении поисковых работ миллионы долларов. В настоящее время, термотомография не пользуется особым спросом и такое явление обусловлено тем, что руководители крупных компаний придерживаются простой логики: чем больше средств будет вложено, тем больше получишь нефти.

Современными технологиями добычи нефти являются фонтанный, компрессорный и насосный метод. При фонтанном методе происходит естественный приток нефти за счет высокой энергии пласта и пластового давления, которое должно быть выше давления столба жидкости в стволе скважины. Газлифтная (компрессорная)

эксплуатация является продолжением фонтанной эксплуатации, когда энергия пласта настолько мала, что поднятие жидкости на поверхность ею не обеспечивается и возникает необходимость в дополнительной энергии (газ высокого давления). В случае, когда снижение плотности жидкости недостаточно для притока нефти, то остается снижать высоту столба жидкости. Этого можно достичь насосными методами. Попросту говоря, спускают насос и откачивают присутствующую жидкость в скважине. В целом статистика по способам эксплуатации выглядит так:

Таблица 2

Статистика по используемым способам эксплуатации скважин в России

Способ эксплуатации	Число скважин, %	Средний дебит, т/сут		Добыча, % от общей	
		нефти	жидкости	нефти	жидкости
Фонтанный	8,8	31,1	51,9	19,5	9,3
Газлифтный	4,3	35,4	154,7	11,6	14,6
УЭЦН	27,4	28,5	118,4	52,8	63,0
ШСН	59,4	3,9	11,0	16,1	13,1
Прочие	0,1	-	-	-	-

ШСН – штанговые скважинные насосы;

УЭЦН – установки центральных электронасосов.

Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин зависит от величины пластового давления и глубины залегания пласта. Как можно заметить, наиболее эффективным методом является газлифтный, добыча нефти составила почти 155% от общей жидкости

Потенциальные ресурсы нефти и газа залегают в недрах и еще не разведаны. В России есть большие площади перспективных неизведанных земель суши и акватории. Районы, в которых имеются предпосылки для обнаружения нефти и газа: Урало-Поволжье, Тимано-Печора, Западная Сибирь, Предкавказье, Прикаспий, Восточная Сибирь, Дальний Восток (Сахалин). Здесь уже проводилась добыча, но, тем не менее, здесь находятся значительные прогнозные ресурсы нашей страны. В этих регионах перспектива должна быть связана с поисками ресурсов на большей глубине.

Отсутствие отработанных промышленных технологий для разведки и разработки месторождений с трудно-извлекаемыми запасами в России, обособленность и замкнутость нефтяных компаний по обмену опытом, а также слабая оснащенность оборудованием, приборами, программным обеспечением отечественных сервисных компаний вынуждает сегодня нефтяную компанию искать собственные решения возникающих проблем. Это не исключение и для «Татнефти».

Основой прироста запасов нефти, роста добычи нефти являются кадры компании. Инновационная сущность технологий, разрабатываемых специалистами ПАО «Татнефть», является количество научных публикаций и полученных патентов по технологии в области ГРП, разработки месторождений и увеличения КИН. Необходимо отметить, что, по данным агентства Thomson Reuters, за последние 5 лет ПАО «Татнефть» занимает первое место в Европе по инновациям в области геологоразведки.

В компании особое внимание уделяется проектным решениям в области разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, с учетом особенностей геологического строения отдельных месторождений, залежей, пластов и структуры запасов на основе секторного геологического моделирования. В последние годы со вводом в разработку месторождений битуминозных и сверхвязких нефтей созданы собственные конструкции забоев и расположения стволов горизонтальных скважин. Сегодня на месторождениях СВН работают 20 бригад по разведочному и оценочному бурению и 21 буровая бригада по эксплуатационному бурению. Для высоковыработанных, неоднородных коллекторов по каждой скважине избирается собственная технология РИР или ОПЗ.

Сегодня около 30% добываемой нефти по ПАО «Татнефть» обеспечивается за счет внедрения технологий ПНП, в широком понимании (включая дополнительную добычу за счет горизонтальных скважин, ГРП, физико-химические и тепловые методы). Результаты внедрения МУН, ожидаемые конечные КИН, по данным Миллер энд Ленц, растут по всем крупным месторождениям и в целом по ПАО «Татнефть». Необходимо отметить, что увеличение КИН на 1 процентный пункт (например, с 0,53 до 0,54) по Ромашкинскому месторождению дает прирост запасов 42 млн т. Полученные результаты внедрения технологий МУН позволяют сегодня прогнозировать рост добычи нефти на длительную перспективу.

Литература

1. Л. П. Дейк «Основы разработки нефтяных и газовых месторождений», изд. Премиум Инжиниринг, 2013 год
2. В. Кудинов «Основы нефтегазового дела», изд. Институт компьютерных исследований, 2011 г.
3. Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы международной научно-практической конференции, изд. Ихлас, 2015. – 400с.
4. А. Соловьянов, Вл. Тетельмин «Полутный нефтяной газ. Технологии добычи, стратегии использования. Учебное пособие», изд. Интеллект, 2013 год

**ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АСПЕКТ ВНЕДРЕНИЯ GTL ТЕХНОЛОГИИ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ В
УСЛОВИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ (НА ПРИМЕРЕ ШИНГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

М. Н. Пуговкин, Ю. Щерба

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время сохраняется актуальность решения проблемы утилизации попутного нефтяного газа инновационными методами. Существующие технологии разнообразны. К основным технологиям утилизации ПНГ, которыми могут воспользоваться нефтедобывающие и газо перерабатывающие компании являются:

- а) утилизация ПНГ на факельных установках;
- б) выработка электроэнергии на месторождении и реализация избытков во внешние сети;
- в) сбор, подготовка газа и транспортировка с использованием компрессорных станций и установок осушки в магистральный газопровод или на ГПЗ;
- г) закачка в пласт для временного хранения или поддержания пластового давления.

Однако, современная ситуация, обусловленная рядом факторов, требует кардинально новых инновационных решений. Это такие факторы, как:

- а) инфраструктурная удаленность новых месторождений, в которых, по прогнозу специалистов, сосредоточено 60% разведанных запасов, что ведет к удорожанию проектов по строительству газотранспортной системы;
- б) административное воздействие на нефтегазовые компании, вызванное вступлением в силу постановления Правительства РФ об увеличении платы за сверхнормативное сжигание ПНГ, согласно которому с 1 января 2012 г. 95% добываемого ПНГ должно быть утилизировано, а при отсутствии счетчика на факельной установке повышающий коэффициент будет достигать 250;
- в) среднесрочная обеспеченность запасами нефти в России (примерно 20 лет) относительно мала, по сравнению с обеспеченностью запасами природного газа (примерно 75 лет).

Как следствие необходимы технологии, направленные на синтез нефтепродуктов, например, GTL технологии(рис.1).

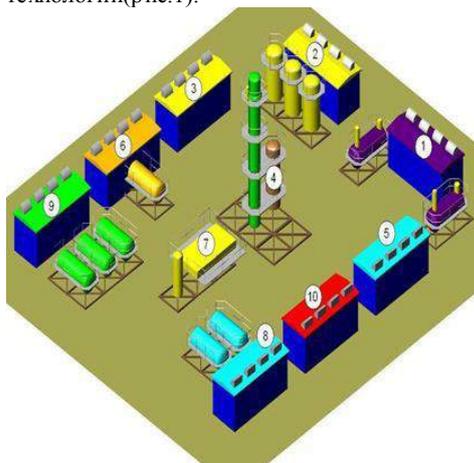


Рисунок 1 – Блок-схема промышленной установки GTL: 1-блок первичной очистки газа от сернистых соединений; 2-блок тонкой очистки газа от сернистых соединений; 3-газовая компрессорная; 4-реакторный блок; 5-воздушная компрессорная; 6-узел регенерации и приготовления катализатора; 7-узел охлаждения и сепарации продуктов синтеза; 8-узел подготовки оборотной воды; 9-продуктовая насосная; 10-операторная.

GTL технологии позволяют перерабатывать добытый газ в синтетическую нефть и жидкие углеводороды (рис.2). Эффективность каждого конкретного варианта будет определена путем проведения комплексных сравнительных технико-экономических расчетов – включающих определение капитальных и операционных затрат, макроэкономических параметров и различных организационных условий для отдельно взятого месторождения.

Перспективность технологии обусловлена тем, что получаемая синтетическая нефть не имеет аналогов, не содержит серы и тяжелых углеводородов, а ее транспорт обходится значительно дешевле, чем транспорт газа.

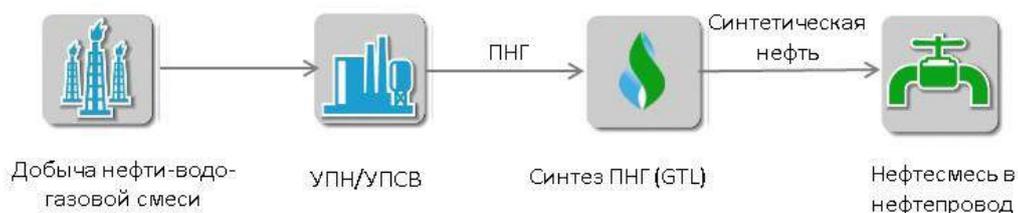


Рисунок 2 – Схема переработки ПНГ

Кроме того, непосредственно на месторождении можно получить синтетическое дизельное топливо, которое соответствует стандарту Евро-5, что позволит снизить расходы на “Северный ввоз” топлива.

Обозначим следующие преимущества производства синтетической нефти, такие как:

- а) возможность переработки ПНГ в диапазоне профиля добычи от 10 до 200 млн.м³/год и в широком диапазоне его компонентного состава;
- б) отсутствие проблемы ликвидности продуктов переработки и логистики продаж;
- в) возможность установки завода на удаленных месторождениях с минимальными затратами по причине модульности дизайна;
- г) регулирование производительности за счет количества модулей;
- д) адаптация к любым климатическим условиям;
- е) монтаж не требует капитального строительства на месторождении.

Отметим, что из 1м³ попутного нефтяного газа выход синтетической нефти в среднем составляет 400-500г.

Технология получения синтетической нефти состоит из следующих технологических процессов, включающих:

Можно отметить следующие процессы технологии получения синтетической нефти, а именно

(рис.3):

- а) центробежно-вихревая сепарация газа, сероочистка газа;
- б) получение синтетической нефти;
- в) получение синтетического моторного топлива

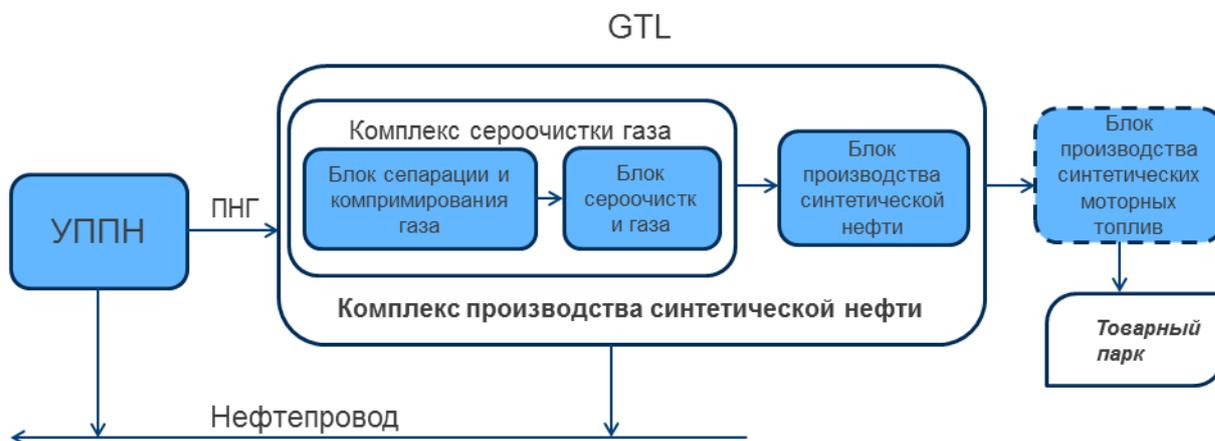


Рисунок 3 – Блочная схема Установки GTL

Основной проблемой внедрения данной технологии является высокая волатильность цен на нефть. В 90-х годах, мировая цена на нефть варьировала в промежутке 15-20 долл./барр., на тот момент применение GTL-технологии являлось непривлекательным. На сегодняшний день, когда цена варьируется между 40-50 долл./барр., внедрение GTL является целесообразным. Даже при снижении стоимости нефти до 30-35 долл./барр., данная технология будет весьма конкурентоспособной. Себестоимость добытого барреля нефти (учитывая транспортировку) равняется 35 долл., а себестоимость полученной синтетической нефти составляет около 30 долл. баррель. Перспективность технологии также обусловлена качественными характеристиками синтетической нефти.

Международный опыт

В настоящее время в мире функционирует несколько GTL заводов. В перспективе анонсировано строительство более десятка GTL проектов. Тем не менее, участники большинства планируемых заводов заняли ожидающую позицию, изучая деятельность и эффективность реализованных проектов, в первую очередь запущенного в 2011 г. завода Pearl.

Shell

Shell в 2011 г. совместно с правительством Катара запустил крупнейший в мире завод (Pearl GTL, Катар) по производству синтетического топлива с производительностью 140 000 барр/сутки. Стоимость проекта составляет \$19 млрд. На данный момент объем производства с данного завода занимает порядка 8% от общей суммы продукции компании. В 1993 г. совместно с Mitsubishi было завершено строительство первого завода в Малайзии, стоимость которого составила \$1 млрд. Помимо этого, Shell планирует построить аналогичный завод в США.

Chevron

В 2014 году компания Chevron совместно с региональной компанией (NNPC) закончила строительство GTL завода в Нигерии с производительностью 32 000 барр/сутки, которая в течение десяти лет будет расширена до 120 000 барр/сутки. Инвестиции в проект составили порядка \$8,4 млрд.

Кроме того, о своих планах строительства GTL заводов ранее говорили такие международные компании, как Marathon Oil, Mobil, Central Petroleum, Allied Resource Partners, Sinopec, Talisman, Linc Energy и др.

Экономическая эффективность строительства GTL технологии на Шингинском нефтяном месторождении

Основываясь на международном опыте, данную технологию можно использовать на Шингинском месторождении. Отметим, что в настоящее время решение проблемы по утилизации газа ведется с помощью строительства ГТЭС «Шингинская» (24МВт), которая позволит утилизировать не более 200 млн. нм³ ПНГ в год. Исходя из представленных данных, компанией ООО «Газпромнефть-Восток» (табл.1), в 2014 году по трем месторождениям (Урманское, Шингинское, Западно-Лугинецкое) добыто 176 млн.нм³/год. По бизнес плану на 2015 год планируется прирост добычи ПНГ до 271млн. нм³/год. В связи с этим мощности ГТЭС «Шингинская» не хватит на запланированный в 2015 году объем добычи. В связи с данной проблемой, внедрение на месторождение GTL технологии будет являться наиболее оптимальным вариантом.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета эффективности.

	Наименование	Результат
	Время работы GTL установки, час/год	8000
	Капитальные вложения, млн. руб.	1456
	Изготовление оборудования, млн. руб.	857
	Монтаж оборудования, млн. руб.	213
	Пусконаладочные работы, млн. руб.	100
	Лицензия, млн. руб.	286
	Расход газа, млн. нм ³ /год	50
	Объем полученной синтетической нефти, тыс. т/год	40
	Цена полученной синтетической нефти, долл./барр	30
	Общая себестоимость произведенной продукции, млн. руб.	27,3
	Амортизационные отчисления, млн. руб.	10
	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	30
	Цена газа и расходных материалов долл. за тыс. м ³	50
	Ежегодное тех. обслуживание, млн. руб.	7
	Операторское обслуживание производства, млн. руб.	18
	Производственные эксплуатационные расходы млн. руб.	2
	Страхование производства, млн. руб.	3
	Сумма реализации синтетической нефти, млн. руб.	540
0	Прибыль, млн. руб.	502
	Налог на прибыль, 20%	100,4
	Чистая прибыль, млн. руб.	401,6

Основываясь на расчетах, приведенных в таблице 1, делаем вывод о том, срок окупаемости затрат 3-4 года, при чистом годовом доходе в размере 401,6 млн. руб.

Введение GTL-технологии в процесс утилизации ПНГ и его рационального использования на месторождении компании ООО «Газпромнефть-Восток» позволит следующее:

- получать транспортные продукты с высокой добавленной стоимостью;
- улучшить экологическую обстановку в местах добычи нефти и газа;
- минимизировать выплаты штрафов за сверхнормативное сжигание ПНГ на факелах.

Ввод в эксплуатацию GTL технологии обладает рядом положительных моментов.

1. GTL установки способствует монетизации газовой отрасли компании. GTL – это технологический прорыв, который позволяет решать вопросы в экологическом плане, в том числе проблему утилизации ПНГ, и заниматься производством моторного топлива высокого качества в удаленных местах добычи нефти, получая при этом дополнительный доход.

2. Установка GTL будет способствовать повышению технологического уровня российской газоперерабатывающей отрасли и поднимет долю производства высокотехнологической продукции в ВВП.

3. Синтетическая нефть высокого качества, получаемая по GTL технологии, может претендовать на более высокую цену относительно стоимости нефти Brent примерно на 30%. Также она характеризуется экологической чистотой, и опережает по своим показателям марки минеральных нефтей.

Литература

- О. Б. Брагинский, В. И. Фейгин, Ю. Г. Рыков, А. В. Маевский, С. А. Заболотский, Н. И. Масленников, И. Г. Кукушкин. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ // Институт современного развития. Москва: Экон-информ, 2011г.
- А. В. Маевский, В. И. Фейгин, О. Б. Брагинский, И. Г. Кукушкин, Н. И. Масленников, С. А. Заболотский, Ю. Г. Рыков. Аналитический доклад «Условия и перспективы развития нефтегазохимии в Российской Федерации» // Институт современного развития. Москва, 2010г. http://www.riocenter.ru/files/Oil_gas.pdf
- Заболотский С.А. GTL-технологии — наступает эра синтетического топлива // Институт Экономики ОПП СО РАН, 2011г.
- Копытов В.В. Газификация конденсированных топлив. <http://dom-en.ru/gkt>
- Информация с официального сайта Compact GTL www.compactgtl.com

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДОМ ВОДНЫХ ПРЕГРАД

Д. С. Рамазанов

Научный руководитель, доцент А. А. Вазим

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящей статье приводится описание наиболее часто используемого метода, применяемого при ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на водной поверхности – бонового заграждения. На основе результатов испытаний и анализа эффективности боновых заграждений, даны рекомендации по оптимальному заграждению, позволяющему снизить время на ликвидацию разлива.

Эксплуатация магистральных нефтепроводов представляет собой один из наиболее опасных видов деятельности. По данным Ростехнадзора, в 2013г. сумма ущерба от аварий на труботранспорте вдвое превысила показатели 2012г. Наибольший ущерб наносят аварии, происходящие в местах, где участки нефтепровода проходят через водные преграды: ручьи, реки, болота. Повышение уровня промышленной безопасности за счет применения более эффективных средств локализации и ликвидации аварий на нефтепроводах, проходящих через водные преграды, является одной из важнейших задач при сегодняшнем уровне аварийности и объемах транспортировки нефти.

Статистика аварий на трубопроводах нефти и нефтепродуктов за последние года показывает, что количество аварий не снижается. Основные причины аварий: брак при строительстве, некачественные материалы труб, низкие темпы по диагностированию и выявлению дефектов в трубопроводах, а также старение действующих сетей.

Магистральные трубопроводы являются сложными техническими объектами, к которым предъявляются повышенное внимание и требования по надежности и безопасности. Аварии на водных переходах наносят колоссальный экономический ущерб, а их ликвидация более энергозатратный и долгий процесс, чем аварии линейных участков на суши. В последние годы количество прорывов нефтепроводов не уменьшается, так, согласно данным Ростехнадзора, ежегодно на магистральных трубопроводах происходят не один десяток аварий (рис.1) [1]. При этом зачастую нефтяные компании и компании операторы скрывают реальные объемы разлившейся нефти или вовсе не имеют достоверных данных.



Рисунок 1. Статистика аварий на

Основываясь на проведенном анализе публикуемой информации можно утверждать, что в 2014г. количество аварий на труботранспорте привнесло показатели 2013г.

Полный ущерб от аварий в 2013 г. составил 319 млн. руб., из них прямые потери от аварий составили 74 млн. руб., затраты на локализацию и ликвидацию последствий аварий — 211,5 млн. руб., экологический ущерб — 4,9 млн. руб., ущерб, нанесенный третьим лицам, — 332 тыс. руб. (рисунок 2)

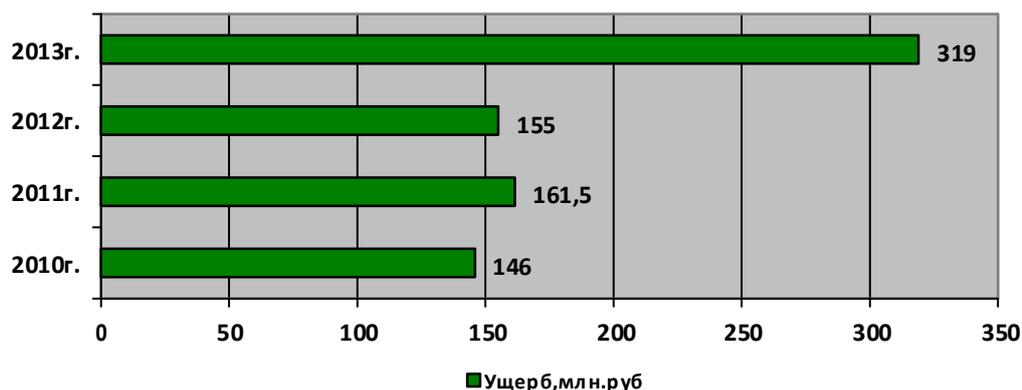


Рисунок 2. Статистика причинённого ущерба от аварий на трубопроводах.

Согласно произведенному анализу количества аварий за 2013г. 41,5% (на газопроводах — 3, нефтепроводах — 2) составляют аварии по причине брака при производстве строительных работ и заводском изготовлении труб; 33% (на газопроводах — 3 продуктопроводах — 1) составляют аварии из-за несоблюдения правил производства работ в охранной зоне магистральных трубопроводов. Доля аварий, произошедших в результате коррозионного растрескивания под напряжением труб в 2013 г., уменьшилась с 6 в 2012г. до 2 в 2013г. [2].

В связи, с перечисленными факторами, все более жесткие требования предъявляются к средствам локализации и ликвидации нефтяных разливов. Использование боновых заграждений – наиболее применяемый в данное время способ локализации и ликвидации разливов на водных поверхностях. **Боновое заграждение** – это механический барьер, препятствующего перемещению или распространению слоя нефтяной пленки вместе с тонким верхним слоем воды.

Основополагающую роль, при устранении разлива нефти и нефтепродуктов на водных поверхностях играет фактор времени, так как он влияет на стратегию ликвидации и на затраты технических, трудовых и финансовых ресурсов [2].

Время реагирования при использовании таких заграждений складывается из:

- 1) времени на обработку информации о разливе;
- 2) времени на подготовку опергруппы и погрузку оборудования;
- 3) времени следования к месту аварии;
- 4) развертывания и установки оборудования [4].

Оценку эффективности боновых заграждений рассмотрим на примере ООО «Транснефть-Восток». На данный момент времени на балансе ООО «Транснефть-Восток» в подразделениях и линейно-аварийных службах в аварийном запасе числятся 60 единиц боновых заграждений следующих видов: Уж-2М (г. Уфа), Балеар-312, Балеар-323 (Франция), БЗ-14-00-00, АО «АЦКБ» (г. Астрахань). С окончание строительства и вводом в эксплуатацию нового участка трубопровода «Куюмба-Тайшет», планируется оснастить вновь созданные подразделения и линейно-аварийную службу новыми боновыми заграждениями.

Сравнительная характеристики боновых заграждений и оценка их эффективности, приведены в таблицах 1 и 2 соответственно [3].

Таблица 1

Характеристика боновых заграждений

Характеристики	Тип бонового заграждения				
	АО «АЦКБ» (г.Астрахань)	БЗ-14-00-00 (г. Ростов-на-Дону)	УЖ-2М (г.Уфа)	Балеар-312 (Франция)	Балеар-323 (Франция)
Скорость течения, при которой БЗ сохраняет устойчивость, м/с	0,25	0,5	1,5	-	-
Скорость ветра, м/с	12	10	14	-	-
Высота волн, м	1,25	1,25	1,25	-	-
Компактность укладки для транспортировки и хранения, м ³ /м	-	-	0,3	1,5	1,7
Масса 1 м, кг	4,75	6,0	4,5	5,0	8,0
Длина секций, м	20	100	50	50	10
Высота экрана, м					
• надводная	0,15	0,2	0,20	0,25	0,37
• подводная	0,45	0,5	0,48	0,35	0,53

По результатам исследований и оценке результатов были сделаны следующие выводы:

- у большинства боновых заграждений нет специального приспособления для удобства их переноски при монтаже и демонтаже секций;
- максимальную эффективность при удержании нефти показали лишь боновые заграждения типа БЗ-14-00-00, «УЖ-2М» и «Балеар-323».

Однако, боновым заграждениям типа БЗ 14-00-00 присуща малая прочность в местах соединения секций, что делает их более применимым для защиты берегов, а заграждения типа «Балеар-323» имеют громоздкие размеры, не удобные при монтаже, а так же неустойчивы на течениях выше 0,8 м/с. В то время как боновое заграждение типа «Уж-2М» обладает рядом преимуществ: он состоит из комплекта (100 метров), состоящего из 5-ти частей, взаимозаменяемых 20-ти метровых, заполняемых воздухом секций, а также комплекта монтажных и запасных частей для установки, и ремонта на месте эксплуатации. Для удобства и ускорения развёртывания-свёртывания в различных условиях эксплуатации секции ограждения размещены на 3-х катушках, устанавливаемых на подставку.

Использование катушек дает возможность перемещать БЗ двум рабочим в любое труднодоступное место. Заполнение камер воздухом можно осуществлять от любого переносного компрессора или воздуходувки, а также с помощью двух ручных мехов, идущих в комплекте, в течение времени не более 1-ой минуты на секцию. Основным и преимущественным отличием «Уж-2М» от остальных является то, что «Уж-2М» может в

процессе эксплуатации устанавливаться дополнительно (при больших течениях до 2 м/с и растяжки до 400-500 метров и т.д.) на несущем тросе с относительно не большим прогибом, что может практически исключить попадание нефти под бон.

Таблица 2

Оценка эффективности боновых заграждений

Наименование показателя	Ед. измерения	Тип бонового заграждения				
		АО «АЦКБ» (г.Астрахань)	БЗ-14-00-00 (г. Ростов-на-Дону)	УЖ-2М (г.Уфа)	Балеар-312 (Франция)	Балеар-323 (Франция)
Время подготовки БЗ к установке	мин	60	60	60	60	60
Время развертывания и крепления БЗ к воде	мин	30	30	25	25	25
Оптимальный угол установки для устойчивости на течении	градусы	30	30	35	26	36
Макс. усиление при перемещении БЗ	кг	300	500	300	600	1650
Макс. усилие удержания БЗ в рабочем положении	кг	200	220	230	250	760
Эффективность удержания	визуально	положительна	положительна	положительна	положительна	положительна

Оценка эффективности боновых заграждений показала, что рекомендуемое боновое заграждение «УЖ-2М» производимое ООО «НефтеТрансТехника» наиболее эффективно при высоких скоростях течения рек и является самым компактным из них, что не маловажно, так как при разливах нефти фактор времени играет решающую роль. Применение боновых заграждений «УЖ-2М» поможет в дальнейшем значительно снизить время на реагирование и устранение аварийных разливов на водных переходах, повысить уровень безопасности, а так же существенно уменьшить причиненный ущерб.

Литература

1. Отчет Ростехнадзора за 2013 году // www.gosnadzor.ru: официальный сайт Ростехнадзора URL: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/Отчет%202013.pdf (дата обращения 28.01.15).
2. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем, 2004г. 422 Нефтегазовое дело: электронный научный журнал.2014. №2 <http://www.ogbus.ru>
3. Техника и технологии локализации и ликвидации аварийных разливов нефти, и нефтепродуктов: Справ. / Мерициди И.А. 2008г.
4. Современные методы и средства борьбы с разливами нефти / Вылкован А.И. [и др.]: Науч.-практ. пособие. СПб.: Центр-Техинформ,2000г.
5. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / Забела К.А.: Недра Бизнесцентр, 2001г.
6. РД 03-418-01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов // <http://www.normacs.ru>: официальный сайт Системы нормативов NormaCS. URL: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/8VD.html> (дата обращения 28.01.2015).

**ОЦЕНКА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА
ПРЕДПРИЯТИЯ ПАО «СИБУР ХОЛДИНГ» ООО «ТОМСКНЕФТЕХИМ» ПО РЕЗУЛЬТАТАМ
2014 ГОДА**

В. В. Ремняков

Научный руководитель, доцент М. Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ООО «Томскнефтехим» – дочернее предприятие ПАО «СИБУР Холдинг» и один из крупнейших российских производителей полимеров – полипропилена и полиэтилена высокого давления. В состав мощностей предприятия входит производство мономеров – этилена и пропилена, которые полностью обеспечивают сырьем производство полимеров. На предприятии действуют производства полипропилена и полиэтилена высокого давления. Производственная инфраструктура ООО «Томскнефтехим» включает в себя современный товарно-сырьевой парк, разгрузо-погрузочный комплекс, предназначенный для работы с крупнотоннажными контейнерами, и систему паллетирования сырья и готовой продукции. Транспортировка сырья и готовой продукции осуществляется по железной дороге и автотранспортом.

Основное направление деятельности ООО «Томскнефтехим» – производство полимеров. Конечная продукция поступает на внутренний рынок и экспорт. Номенклатура продукции ООО «Томскнефтехим» из полипропилена насчитывает свыше 60 наименований, в том числе композиционные материалы на основе полипропилена и его сополимера с этиленом. Перечень готовой продукции из полиэтилена высокого давления содержит свыше 25 наименований и композиций на его основе.

Основная цель компании – постоянный рост её капитализации, максимальная эффективность бизнеса, лидерство в производстве нефтехимической продукции при обеспечении экологической безопасности. В этом смысле компания видит охрану здоровья человека и окружающей среды неотъемлемым элементом своей деятельности и одним из своих приоритетов. В связи с этим была разработана и введена Экологическая политика, которая является неотъемлемой частью миссии и стратегии развития всех предприятий ПАО «СИБУР Холдинг», включая ООО «Томскнефтехим». Основными целями Экологической политики являются:

- внедрение передовых научных разработок и технологий с целью повышения уровня полезного использования сырьевых ресурсов при максимально возможном выпуске продукции;
- соблюдение приоритетности действий и мер по предупреждению воздействий на окружающую среду перед мерами по ликвидации последствий такого воздействия;
- достижение уровня экологической безопасности, соответствующего наилучшим показателям ведущих нефтехимических компаний мира;
- сокращение выбросов и сбросов загрязняющих веществ, снижение объемов размещения отходов наряду с увеличением объемов производства путем внедрения новых экологически безопасных технологий;
- повышение экологической безопасности производственных объектов и выполняемых операций, снижение негативного воздействия на окружающую среду за счет повышения надежности технологического оборудования, обеспечения его безопасной и безаварийной работы;
- повышение эффективности производственного контроля и экологического мониторинга на основе внедрения современных информационных технологий и методов технической диагностики;
- информирование и поддержание активного диалога с заинтересованными сторонами, общественностью и населением по вопросам деятельности Общества в области экологической безопасности;
- соблюдение требований природоохранного законодательства Российской Федерации.

Экологическая политика компании соответствует характеру, масштабу и экологическим воздействиям деятельности всех предприятий Холдинга, включает обязательства по постоянному улучшению и предупреждению загрязнения, выполнению применимых законодательных требований, создает основу для установления и анализа экологических целей и задач.

В целях реализации Экологической политики компании в 2008 году была внедрена Корпоративная система экологического менеджмента СИБУРа (КСЭМ), соответствующая требованиям международного стандарта ISO 14001:2004. Система экологического менеджмента дает возможность эффективно управлять экологическими аспектами деятельности предприятий Группы СИБУР от этапа проектной разработки до производственной и вспомогательной деятельности объектов, обеспечивая экологическую безопасность как при работе в нормальных условиях, так и в случае реагирования на нештатные ситуации.

Исходя из приоритетных направлений улучшения деятельности в аспектах «производство – экологическая безопасность» ежегодно формируются корпоративные экологические цели и ключевые показатели, которые служат основой для формирования конкретных задач и программ мероприятий, направленных на реализацию Экологической политики. Такие мероприятия входят в ежегодную целевую экологическую программу каждого предприятия Холдинга.

Анализ выполнения Корпоративных экологических целей представлен в Таблице 1.

№ п/п	Цель	План	Факт	Задачи
1	Снижение негативного воздействия на окружающую среду	5,537 тыс.т	5,542 тыс.т	Обеспечить уровень валового выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух на уровне 2013 г. с учетом ввода в эксплуатацию новых производств (увеличение не более 5%)
		0	0	Сократить объемы захоронения отходов на собственных объектах захоронения (на 10%)
2	Предотвращение риска загрязнения окружающей среды	19,6 тыс.т	19,6 тыс.т	Предотвратить загрязнение водных объектов, обеспечить рациональное использование водных ресурсов (начало работ по реконструкции и строительству ЛОС)
		6735 т	6735 т	Предотвратить загрязнения земельных ресурсов отходами производства и потребления
3	Повышение результативности корпоративной системы экологического менеджмента	40	40	Выполнить мероприятия в рамках Целевых экологических программ на 2014 год (не менее чем на 95%)
		1	1	Подтвердить соответствие КСЭМ требованиям ISO 14001:2004 по результатам ресертификационного аудита
		1	1	Присоединиться к участию в проекте «Responsible Care», «Зеленый офис»

Запланированные на Предприятии мероприятия по выполнению корпоративных экологических целей в 2014 году реализованы. По 6 задачам из 6 достигнут запланированный эколого-экономический эффект.

Задачи и мероприятия по управлению значимыми экологическими аспектами на основе корпоративных экологических целей на 2014 год были включены и реализованы через целевую экологическую программу, программу поддержания основных фондов, инвестиционные проекты, программы энергосбережения, планы по промышленной безопасности другие. Подробная информация о работе по снижению рисков приведена в Таблице 2:

№ п/п	Экологическое воздействие	Экологический аспект	Мероприятие, направленное на снижение экологического риска	Величина экологического риска (усл.тыс.руб.)		Экологический эффект (сокращение/предупреждение физ.объемов)	
				план	факт	план	факт
1	Образование и захоронение отходов на городском полигоне токсичных отходов	Производственная деятельность структурных подразделений предприятия	Оплата услуг по обслуживанию арендованной карты ОАО «Полигон» (прием и захоронение отходов)	1 963,2	895,9	Предотвращение загрязнения окружающей среды (1765,361 т отходов 2-5 классов опасности)	Предотвращение загрязнения окружающей среды (560,5 т отходов 2-5 классов опасности)
2	Сверхнормативный сброс на очистные сооружения сточных вод, содержащих: метанол; нефтепродукты бензол; толуол; сернисто-щелочные соли натрия	Работа узла щелочной отмывки пирогаза установки разделения пирогаза Производства мономеров	Проектирование узла локальной очистки сточных вод Производства мономеров	10000 после внедрения узла ЛОС	1000 после внедрения узла ЛОС	Предотвращение сброса 1238 т/год ЗВ и риска ежегодных сверхлимитных платежей на 594 млн.руб. после внедрения узла очистки сточных вод	Предотвращение сброса 1238 т/год ЗВ и риска ежегодных сверхлимитных платежей на 594 млн.руб. после внедрения узла очистки сточных вод

Значимость первого риска снизилась за счет сокращения объемов образования отходов. Значимость риска по второму аспекту не изменилась, как и было запланировано. Снижение риска не произошло ввиду различного рода факторов, в большей степени внешнеэкономических. В планах на 2015 год было заложено снижение значимости данного риска за счет договорной платы за сверхнормативный сброс.

Таким образом, за счет проведения мероприятий в 2014 году были предотвращены риски применения штрафных санкций, сверхлимитные платежи, останов производств из-за нарушения природоохранного законодательства, что свидетельствует о достижении требуемого экономико-экологического эффекта.

На предприятии проводится регулярная актуализация реестра законодательных требований в области охраны окружающей среды. Для обеспечения мониторинга соответствия законодательным требованиям в соответствии с утвержденными графиками проводятся комплексные и целевые проверки.

Роли, ответственность и полномочия персонала в рамках КСЭМ определены в должностных инструкциях, положениях о структурных подразделениях, регламентах взаимодействия между структурными подразделениями, доверенностями, а также организационно-распорядительными документами, технической и технологической документацией ООО «Томскнефтехим».

В соответствии с п. 4.4.2. ISO 14001 «Компетентность, обучение и осведомленность» ознакомление работников предприятия с Экологической политикой, реестром значимых экологических аспектов, реестром законодательных требований, инструкцией по обращению с отходами проводится при процедуре вводного и первичного инструктажа на рабочем месте. Осведомленность персонала оценивается при проверке знаний (аттестации) работников.

Порядок внутреннего и внешнего информирования применительно к вопросам КСЭМ установлен и поддерживается. Персонал имеет свободный доступ к информации о состоянии экологической безопасности и функционированию КСЭМ, размещенной на официальном сайте и во внутренней сети предприятия.

Результативность природоохранной деятельности предприятия в 2014 году можно оценить, сравнив ключевые показатели отчетного периода с аналогичными результатами 2013 года. Анализ показал следующие данные:

- объем выбросов в атмосферу увеличился на 9,6 т в связи с увеличением времени работы технологического оборудования (без остановочного ремонта производства момномеров);
- объем образования отходов уменьшился на 1540 т;
- объем сточных вод возрос на 137 тыс. м³ за счет увеличения времени работы основного оборудования (без остановочного ремонта производства момномеров).
- сумма платежей за негативное воздействие на окружающую природную среду увеличилась на 22,9 тыс. руб. в связи с индексацией и увеличением выбросов

Мониторинг соблюдения законодательных и других требований осуществляется также в ходе проверок государственных надзорных органов. В отчетном периоде на площадке ООО «Томскнефтехим» проходила внеплановая проверка УФС Росприроднадзора по Томской области. Нарушений требований природоохранного законодательства в ходе проверки не выявлено.

Вышеуказанные данные хотя и свидетельствуют об увеличении выбросов и стоков, объективно связанных с увеличением времени работы технологического оборудования, но в то же время мероприятия менеджмента позволили сократить объем образования отходов, а также избежать внесения платежей за сверхлимитные выбросы и уплаты штрафов за нарушения природоохранного законодательства.

Действующая Корпоративная система экологического менеджмента успешно функционирует и является эффективной. Ее результативность функционирования подтверждается тем, что:

- неблагоприятное воздействие на окружающую среду, от производственной деятельности предприятия не выходит за пределы установленных лимитов, объем образования отходов в 2014 году уменьшился по сравнению с 2013 годом;
- мероприятия, направленные на обеспечение экологической безопасности, предусмотренные целевой экологической программой ООО «Томскнефтехим» на 2014 год выполнены;
- вся разрешительная документация в области природопользования на предприятии имеется, условия разрешений и лицензий соблюдаются.

Кроме того, в 2014 году по результатам надзорного аудита, проведенной компанией Bureau Veritas, определено соответствие Корпоративной системы экологического менеджмента ООО «Томскнефтехим» международному стандарту ISO 14001:2004 и подтверждено сертификатом.

Литература

1. ПАО «СИБУР Холдинг». Экология. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sibur.ru/sustainability/ecology/>, свободный.
2. СИБУР Томскнефтехим. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sibur.ru/TomskNeftehim/>, свободный.
3. Международный экологический стандарт ИСО 14001.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА НГК, ВНЕДРЕНИЕ СУ ООС И ОТ НА НЕФТЕГАЗОВОМ ПРЕДПРИЯТИИ**Н. А. Родионова, С. С. Тугутова****Научный руководитель, старший преподаватель О. П. Кочеткова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия**

Изучение экономических механизмов, обеспечивающих экологическую безопасность в нефтегазовой отрасли, является актуальной научной задачей для принятия обоснованных научно решений, которые способствуют образованию экологически ориентированной экономики, она характеризуется оказанием минимально негативного влияния на окружающую среду и малой общей ресурсоемкостью.

Предметом исследования служит комплекс методов и экономических инструментов управления обеспечением СУ ООС и ОТ международного стандарта нефтегазовой отрасли с учетом международного опыта.

Международная сертификация систем качества является, в настоящее время стройной классификацией стандартов, отражающей разнообразные требования к производителям и поставщикам, ориентированные на интересы конечного потребителя. Данную матрицу стандартов обозначают аббревиатурой ISO (International Organization for Standardization) или Международная организация стандартизации. У сертификации ISO в России существует действенный аналог – система стандартов ГОСТ Р ИСО, являющаяся сегодня уникальным инструментом, регулирующим рыночные отношения в условиях здоровой конкурентной борьбы.

Наличие сертифицированной системы экологического менеджмента на предприятии стало практически обязательным условием при ведении бизнеса на международном уровне. Данный сертификат предоставляет преимущество во время заключения сделок, участия в конкурсах и тендерах, компания конкурентоспособнее, упрочняется репутация компании.

Внедрение СУ ООС и ОТ на нефтегазовых предприятиях необходимо для:

Во-первых, для достижения и демонстрации осуществления более эффективной охраны труда и техники безопасности и экологической результативности.

Во-вторых, наличие сертификатов соответствия международным стандартам ISO 14001 и OHSAS 18001 дает НГК неоспоримые преимущества.

Международный стандарт требует от организации определить подходящую для организации экологическую политику.

Данная политика отражает обязательство высшего руководства по соблюдению законодательных и других применимых требований, предотвращению загрязнения и последовательному улучшению.

Выявляются (идентифицируются) экологические аспекты, опасности и риски предприятия. Проводится их анализ.

Экологический аспект – деятельность организации, ее продукция или услуги, может взаимодействовать с окружающей средой.

Опасность – источник, ситуация или действие, способные потенциально нанести ущерб человеку или стать причиной ухудшения здоровья.

Изменение окружающей среды, неблагоприятное или положительное, которое частично или полностью вытекает из экологических аспектов, называется воздействием на окружающую среду. Взаимосвязь между экологическим аспектом и воздействием заключается в том, что аспект является причиной воздействия.

В связи с тем, что организация имеет множество экологических аспектов и опасностей специалистами ООС и ОТ проводится оценка рисков, чтобы оценить достаточность существующих мер управления применительно к данному риску.

Виды существенных рисков в НГК: потеря ресурсов, причинение вреда здоровью, прямое огневое и термическое воздействие.

При идентификации законодательные и другие требования подразделяются на две группы, при этом каждая группа подразделяется на рубрики.

Первая группа (законодательные и другие требования в области охраны окружающей среды) содержит следующие рубрики: охрана атмосферного воздуха; охрана водных ресурсов; охрана почв; охрана лесов; охрана недр; экологическая экспертиза; предупреждение рисков аварийных ситуаций с экологическими последствиями; другие воздействия.

Вторая группа (законодательные и другие требования в области охраны труда) содержит следующие рубрики: документы, регламентирующие обязанности работодателя по созданию системы охраны труда и обеспечению безопасных условий труда на предприятии; документы, регламентирующие обязанности работодателя по контролю, за функционированием системы охраны труда и обеспечением безопасных условий труда на предприятии; документы, регламентирующие обязанности работодателя по принятию мер по охране труда при воздействии на персонал вредных и опасных производственных факторов; документы, регламентирующие обязанности работников по исполнению требований охраны труда.

В НГК осуществляется управление операциями и видами деятельности, связанными с идентифицированными опасностями и экологическими аспектами, где необходимо применение мер по снижению рисков и управлению рисками в области охраны окружающей среды и охраны труда. Т.е. по тем видам деятельности, которые связаны с выявленными существенными экологическими аспектами и опасностями и могут привести к отклонениям от экологической политики, экологических целей и задач, необходимо

обеспечивать, чтобы эти виды деятельности осуществлялись таким способом, который позволяет контролировать или снижать связанное с ним неблагоприятное воздействие.

Показатели мониторинга связаны со значимыми экологическими аспектами, опасностями, целевыми и плановыми показателями.

К несоответствиям Системы Управления относится любое невыполнение требований:

- международного стандарта ISO 14001:2004;
- международного стандарта OHSAS 18011:2007;
- корпоративных процедур Системы Управления НГК;
- нормативных правовых и иных документов по ООС и ОТ.

Несоответствия выявляются по результатам мониторинга и измерений, производственного контроля в области ООС и ОТ, внутреннего аудита, внешних проверок, оценки соответствия требованиям законодательных и других требований по ООС и ОТ, анализа обращений от внешних заинтересованных сторон, анализа со стороны руководства.

Общий порядок управления несоответствиями включает следующие виды действий:

- регистрация несоответствия;
- сообщение о выявленном несоответствии ответственным должностным лицам;
- выполнение коррекции (оперативного устранения/смягчения последствий несоответствия);
- детальный анализ причин несоответствия;
- разработка корректирующих/предупреждающих действий для устранения причин несоответствия и предупреждения их повторения и оценка возможных материальных и финансовых затрат на их выполнение;
- выполнение корректирующих/предупреждающих действий;
- контроль выполнения и анализ эффективности предпринятых корректирующих/предупреждающих действий.

Результаты работы комиссии по установлению причин чрезвычайной ситуации также оформляются актом. Комиссия, которая проводила установление причин чрезвычайной ситуации, не позднее чем через три дня после окончания расследования, согласно установленному порядку, организует рассылку материалов по установлению ее причин [5].

Результаты работы комиссии устанавливающей причины технологического инцидента оформляют актом расследования причин инцидента по установленному Обществом образцу. Акт расследования подписывается всеми членами комиссии [5].

Аудит – это процесс выявления несоответствий СУ ООС и ОТ требованиям международных стандартов. Систематический, независимый и документально оформленный процесс сбора и объективной оценки свидетельств аудита, с тем, чтобы определить степень выполнения критериев аудита, установленных организацией [6].

В НГК внутренний аудит Системы Управления осуществляется в соответствии с требованиями «Порядка проведения внутреннего аудита Системы управления охраной окружающей среды и охраны труда НГК». Порядок определяет требования и последовательность действий по осуществлению внутреннего аудита Системы Управления в НГК, а также устанавливает формы документов и записей по внутреннему аудиту.

Аудит проводится с целью:

- оценки соответствия Системы Управления требованиям международных стандартов ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007, а также требованиям документов Системы Управления НГК/НГК и взаимосвязанных документов НГК [6],[7];

- оценки результативности Системы Управления с точки зрения реализации Политик и в области охраны окружающей среды и охраны труда, достижения установленных целевых и плановых показателей по охране окружающей среды и охране труда;

- проверки результативности корректирующих и предупреждающих действий, направленных на улучшение Системы Управления.

Внутренний аудит первого уровня – внутренний аудит в Центральном аппарате и НГК, организацию и проведение которого осуществляет аудиторы Центрального аппарата.

Внутренний аудит второго уровня – внутренний аудит в НГК, организацию и проведение которого осуществляет подразделение по охране окружающей среды и охране труда НГК.

Литература

1. Грошилин С. М. Методологические и правовые основы безопасности жизнедеятельности человека/ С.М. Грошилин //Учебное пособие. — М.: ГБОУ ВПО Первый МГМУ им. И.М. Сеченова, 2012. – 195с.
2. Аккредитованный орган по сертификации SERCONS. [Электронный ресурс]. - Режим доступа свободный. - URL: <http://www.sercorsrus.ru>
3. Международная организация по сертификации. [Электронный ресурс]. - Режим доступа свободный. – URL: <http://www.worldico.org>
4. Приказ МЧС РФ от 28 февраля 2003 г. N 105 "Об утверждении Требований по предупреждению чрезвычайных ситуаций на потенциально опасных объектах и объектах жизнеобеспечения"
5. Федеральный закон от 27.07.2010 N 225-ФЗ (ред. от 04.11.2014) "Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте"
6. ISO 14001:2004 Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению.

7. OHSAS 18001:2007 Системы менеджмента профессионального здоровья и безопасности. Требования

ПУТИ СНИЖЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ю. А. Ромашова, Ю. Е. Ахметшина, П. Ю. Компанец

Научный руководитель, доцент О. В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Себестоимость производства и реализации продукции, издержки производства - важнейшие финансовые показатели деятельности предприятия. Прибыль предприятия зависит от величины себестоимости и реализации продукции. Снижение себестоимости приводит к уменьшению цены готовой продукции, а это, в свою очередь, способствует минимизации затрат в тех отраслях, где применяется данная продукция.

Правильная оценка издержек предприятия и верный расчет себестоимости имеет большое значение для стабильного развития предприятия. Затратами на производство называют потребленные в процессе производства материальные, трудовые и финансовые ресурсы предприятия за отчетный период времени. Большая часть затрат связана с производством и реализацией продукции, однако предприятие также осуществляет расходы на воспроизводство материальной базы, на социально-культурные мероприятия и др.

Себестоимость геологоразведочных работ - это затраты разведочных предприятий на выполнение работ, выраженные в денежной форме. Различают следующие виды себестоимости:

- сметную стоимость;
- плановую себестоимость;
- фактическую себестоимость геологоразведочных работ.

Сметная стоимость исчисляется на основе технического проекта, а также при помощи существующих норм и расценок. Плановая себестоимость меньше сметной стоимости на сумму плановых накоплений и величину планового снижения затрат на производство геологоразведочных работ в конкретный период. Фактическая себестоимость представляет собой сумму фактических затрат геологоразведочного предприятия на производство заданного объема работ.

Затраты, включенные в себестоимость нефтегазоразведочных работ:

- заработная плата производственных рабочих и инженерно-технических работников и начисления на нее
- полевое довольствие; стоимость материалов и электроэнергии;
- амортизация основных средств;
- услуги собственных, вспомогательных производств, а также работы, предоставленные сторонними организациями;
- расходы по производственному транспорту;
- затраты по управлению и обслуживанию производства.

Нефтегазовый комплекс (НГК) составляет ключевой сектор в экономике страны, обеспечивающий наибольший вклад в национальный экономический рост.

Источниками прибыли предприятия НГК являются как изменение цены и экономия на текущих затратах, так и обновление технологической базы. Возможности обеспечения конкурентоспособности предприятия за счет изменения цены или снижения издержек кратковременны и носят предельный характер. Достижение долгосрочного конкурентного преимущества затрагивает предприятие в целом и всегда связано с инновациями – внедрением интеллектуальной продукции.

В нефтегазовом бизнесе роль инноваций постоянно усиливается. Инновация представляет собой эффективное средство конкурентной борьбы, так как способствует созданию новых потребностей, снижению себестоимости продукции, притоку инвестиций, повышению имиджа, расширению рыночного пространства, увеличению рыночной доли.

Снижение себестоимости, на предприятиях нефтегазовой отрасли, напрямую связано с инновациями и с внедрением новых видов продукции, в условиях жесткой конкуренции за рубежом и внутри страны. Повышению конкурентоспособности в условиях рынка сбыта путем сокращения постоянных затрат на производстве, с достижением технологической конкурентоспособности, охраны окружающей среды и ресурсосбережением, внедрением технологических разработок, дающих двойной эколого-экономический эффект. Практика доказывает, что для успешной конкуренции, отечественным компаниям необходимо разрабатывать и осваивать собственные технологии, способствующие достижению лидерства по стратегическим направлениям деятельности.

Снижение себестоимости на предприятиях НГК можно осуществлять по различным направлениям, в частности, это:

- Геологоразведочные работы (ГРП) – повышение эффективности ГРП за счет разработки и применения новых методов поиска и разведки нефтегазовых объектов (геологических, геохимических, аналитических, геофизических), обеспечивающих прирост запасов нефти и газа.
- Строительство скважин – увеличение проектных дебитов, сокращение удельных затрат в результате разработки и применения новых технологий, оборудования, различных составов (реагентов) и др., используемых при строительстве скважин.
- Совершенствование разработки нефтяных и газовых месторождений, повышение нефтеотдачи пластов. Ключевыми показателями этого направления являются максимальное увеличение проектных

коэффициентов извлечения нефти (КИН), повышение интенсивности выработки запасов (кратности), увеличение дебитов скважин. Проблема улучшения данных показателей для предприятия важна в связи с тем, что основная часть невыработанных и перспективных запасов категории С1 приходится на долю трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ).

- Технология добычи, транспортировки и подготовки нефти и газа. Инновационная деятельность в этом направлении должна быть направлена на улучшение основных показателей – себестоимости, дополнительной добычи, повышении экологической безопасности промышленных объектов:

- Дополнительная добыча – может быть достигнута за счет разработки и внедрения новых технологий, технических средств, оборудования, направленных на увеличение межремонтного периода (МРП), межотчетного периода скважин; в процессы подготовки нефти и газа и др.

- Повышение экологической безопасности промышленных объектов обеспечивается за счет комплекса мероприятий, направленных на сокращение выбросов в атмосферу, повышения надежности промышленного оборудования, разработку и внедрения новых способов утилизации отходов и др.

Также одним из способов снижения себестоимости является обеспечение максимальной эффективности переработки нефти, газа, газового конденсата, маркетинговой и сбытовой деятельности осуществляется за счет глубины переработки углеводородов, увеличения доли выхода светлых нефтепродуктов, активного перехода на производство продукции нефтехимии, практической реализации исследований в газохимии.

Снижение себестоимости на предприятиях нефтегазовой отрасли невозможно без постоянного совершенствования форм организации и методов управления инновационными процессами, способствующих снижению риска потери конкурентоспособности и собственности предприятия.

Эффективным путем снижения себестоимости является «стратегия интегрального роста». Стратегия интегрального роста предполагает активный рост компании за счет поглощения других участников рынка при условии продолжения традиционной деятельности. Это могут быть также активы или услуги других предприятий. Наиболее частым вариантом применения стратегии этого типа является приобретение производственных мощностей конкурента.

Стратегию интегрального роста в нефтегазовом бизнесе, как правило, выбирают успешные компании, т.к. важнейшим условием его реализуемости является финансовая стабильность.

Подводя итог, отметим, что важны как учет издержек и расчет себестоимости производства и реализации продукции, так и активная деятельность, направленная на снижение данных затрат и, следовательно, удешевление продукции.

Изучение особенностей формирования расходов, методов их учета в современных условиях функционирования нефтегазодобывающей отрасли и их влияния на осуществление финансовых операций дает основания предполагать, что от выбора метода учета, организации учета расходов во многом зависят объем получаемой прибыли, а также эффективность кругооборота денежных средств.

Затраты имеют огромное значение для предприятия. В условиях рыночной экономики управленческий учет издержек производства на предприятии должен отвечать современным требованиям аналитической детализации и обобщения издержек производства для получения необходимой и достоверной учетно-отчетной информации собственниками и руководителями предприятий с целью оперативного управления производством, себестоимостью продукции и продажными ценами.

Литература

1. Экономика, организация и управление предприятием. Учебное пособие: экономика предприятия. Сергеев И.В. 2012 г. 2.
2. Экономика предприятия : учебное пособие / Н.А. Сафронов [и др.]. под ред. проф. Н.А. Сафронова. - М.: Юрист, 2002.

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОКЛАДКИ ГАЗОПРОВОДА С УПРУГО – ПЛАСТИЧНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ В РАЙОНАХ С ВЫСОКОЙ СЕЙСМИЧНОСТЬЮ

В. В. Саввин, М. Н. Павлов

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с расширением границ производства и увеличением газотранспортной сети ООО «Газпромтрансгазтомск» растет опыт эксплуатации магистральных газопроводов предприятия в различных природно-климатических условиях.

С появлением производства в таких климатически сложных регионах, как о. Сахалин и п. о. Камчатка, помимо общих вопросов эксплуатации магистральных газопроводов (далее - МГ), возникает ряд «новых», в том числе эксплуатация МГ в районах с сейсмической активностью выше 8 баллов.

Районы с высокой сейсмичностью относятся к районам «особой сложности», в связи с чем, при эксплуатации МГ, помимо основных требований, необходимо предусматривать ряд дополнительных мер, обеспечивающих надежность работы объекта на всех стадиях производства - от проектирования до строительства и непосредственно эксплуатации линейной части.

Были проанализированы существующие методы строительства и проектирования подземных магистральных трубопроводов, которые прокладывают в сейсмоопасных зонах[1]. Они заключаются в следующем:

- глубина прокладки трубопровода должна быть минимальной, в скальных грунтах не более 0,6 м, а в полускальных 1,0 м;
- толщина подушки из песка не менее 0,2 м;
- уклон траншеи 1:1,5;
- засыпка несвязным, измельчённым грунтом толщиной не менее 0,2 м.

В процессе анализа был сделан вывод, что основным недостатком этого способа прокладки является то, что торф и песок обычно вымываются из траншеи под действием потоков воды от сезонных паводков, дождей. Именно это приводит к ухудшению компенсационных свойств данного метода прокладки газопровода.

Отсюда делаем вывод, что необходим новый метод прокладки, который бы отвечал всем требованиям надежности, противостоял нагрузкам при землетрясении, также был безопасным и экономически эффективным.

В данной работе мы предлагаем использовать новый метод, предназначенный для компенсации поперечных и продольных нагрузок на трубопровод и демпфирования колебаний трубопровода при сейсмическом воздействии на него упруго-пластичными элементами, представляющими собой мешки или ёмкости, заполненные резиноканевыми (полимерными) материалами, в качестве которых предлагаем использовать утилизированные автопокрышки.

Целью данного исследования является анализ экономической эффективности прокладки газопровода с упруго – пластичными элементами в районах с высокой сейсмичностью.

В процессе разработки метода был произведен расчёт напряженно-деформированного состояния трубопроводов с использованием метода конечных элементов. В программном обеспечении Ansys смоделирован фрагмент трубопровода диаметром 1220 мм с упруго-пластичными элементами под ним. При этом проведены расчёты распределения напряжения в трубопроводе под действием сейсмических сил, направленных по нормали к продольной оси трубопровода. С целью определения оптимальной толщины элементов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию трубопровода при землетрясении, упруго-пластичный слой увеличивался по 10 см до тех пор, пока значение максимального напряжения не оказалось ниже расчётного сопротивления металла трубы.

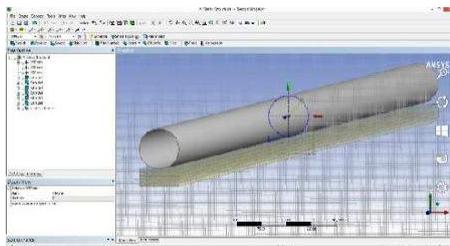


Рис.1. Трубопровод диаметром 1220 мм с пятью слоями упруго-пластичных элементов

В результате распределения продольных и кольцевых напряжений в трубопроводе под действием сейсмических сил, направленных по нормали к продольной оси трубопровода, максимальное напряжение составило 335 МПа. В данном примере максимальное значение напряжения оказалось выше расчетного сопротивления металла трубопровода стали 12Г2СБ, составляющего 271,4 МПа, поэтому для получения значения оптимальной толщины упруго-пластичного элемента был добавлен еще один слой, в результате чего напряжение оказалась ниже предела прочности, и составило 206 МПа.

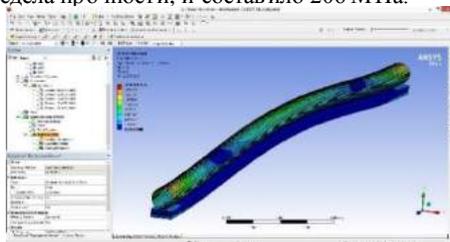


Рис.2. Напряжения в трубопроводе диаметром 1220 мм с пятью слоями упруго-пластичных элементов

В ходе исследования был произведен расчет экономической эффективности прокладки газопровода в районах с высокой сейсмичностью при помощи традиционного метода и метода с упруго – пластичными элементами.

Отметим, что стоимость установки по переработке отработанных покрышек составляет в среднем 1.1 - 16 млн. рублей, а затраты на восстановление газопровода после землетрясения составляют 5,6 млн. рублей и выше [2].

Сравнительный анализ стоимости прокладки газопроводов с помощью традиционного метода и метода с упруго-пластичными элементами

п/п	Наименование	Единица измерения	С упруго – пластичными элементами	Традиционный метод	Эффект
1	Стоимость материалов	тыс.руб.	150,3	141,47	8,83
2	Оплата труда основных рабочих	тыс.руб.	490,43	490,43	–
3	Стоимость работ	тыс.руб.	13453,22	11686,41	1766,81
4	Накладные расходы	тыс.руб.	2302,68	2302,68	–
5	Сметная прибыль	тыс.руб.	1161,53	1161,53	–
6	Итого	тыс.руб.	17558,16	15782,52	1775,64
7	Временные здания и сооружения (3,5 %)	тыс.руб.	614,53	552,39	62,14
8	Непредвиденные расходы	тыс.руб.	236,74	236,74	–
9	Расходы на ремонтно – восстановительные работы	тыс.руб.	–	5600 и более	5600 и более
10	Итого эффект	тыс.руб.	18409,43	22171,65	–3762,22

Если посмотреть на круговую диаграмму (рис.3.), то мы видим, что экономия средств при строительстве газопровода с упруго – пластичными элементами составляет примерно 8% в сравнении с традиционным методом прокладки газопровода.



Рис.3. Экономия средств, при строительстве газопровода с упруго – пластичными элементами

Стоит отметить, что ввиду относительной простоты конструкции, изготовление упруго-пластичного элемента не требует значительных финансовых затрат, кроме того, для внедрения метода не возникает необходимость в разработке специального способа организации монтажных работ.

Использование упруго-пластичных элементов приводит к снижению напряженно-деформированного состояния металла трубопровода в 2 - 4 раза в зависимости от их толщины и упругих свойств. Утилизация отработанных покрышек экономически выгодна и отвечает экологической политике «общества». Усовершенствованная технология прокладки является перспективной, а также экономически целесообразной с точки зрения обеспечения надежности работы трубопроводных конструкций.

Литература

1. Бородавкин П.П., Березин В.И. Сооружение магистральных трубопроводов: Издательство «Недра», 1977;
2. Наваррете Д.Д.Х. Особенности строительства трубопроводов в районах с высокой сейсмичностью: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа, 2013;
3. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы: Москва 1997.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ ЭКОНОМИКИ - ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

Ж. О. Селенчук

Научный руководитель, доцент О. В. Пожарницкая, профессор Э. Г. Матюгина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ориентация хозяйственных систем на использование традиционных энергоносителей на фоне сокращения запасов последних, роста потребностей общества и обострения экологических проблем обуславливает настоятельность выявления новых и трансформации существующих подходов к организации хозяйствования. Инструментом решения данной проблемы является декарбонизация хозяйства, предполагающая становление и развитие «зеленой экономики» к концу XXI века – согласно прогнозам уже к 2050 г. как минимум половина, а возможно и 70% электроэнергии в мире будет производиться, с использованием возобновляемых

источников энергии.[1] Происходящее при этом снижение техногенного давления на среду обитания позволяет аттестовать декарбонизацию как инструмент сглаживания эколого-экономического противоречия, обеспечивающий одновременное решение проблем удовлетворения материальных и экологической потребностей. Динамика выбросов углекислого газа на душу населения постсоветского пространства приведена на рисунке 1.

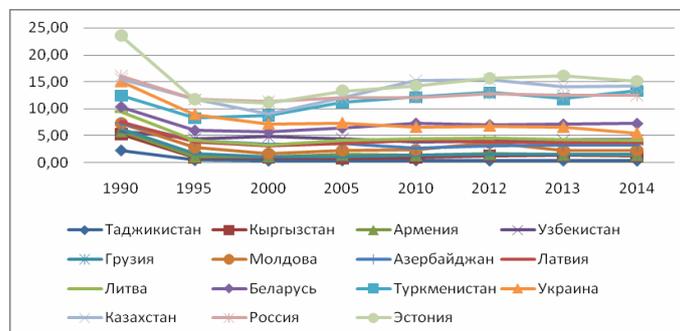


Рис. 1 Динамика выбросов CO₂, т на душу населения

За период 1990-2014 гг. выбросы по всем рассматриваемым странам (исключая Туркменистан – рост на 6%) уменьшились в среднем на 40 %; наиболее интенсивное сокращение показателя характерно для Армении, Грузии, Кыргызстан, Молдова, Таджикистан (в среднем на 75%).

Аналогичная тенденция характеризует и показатель выбросов на 1 тыс долл ВВП (см. рис. 2)

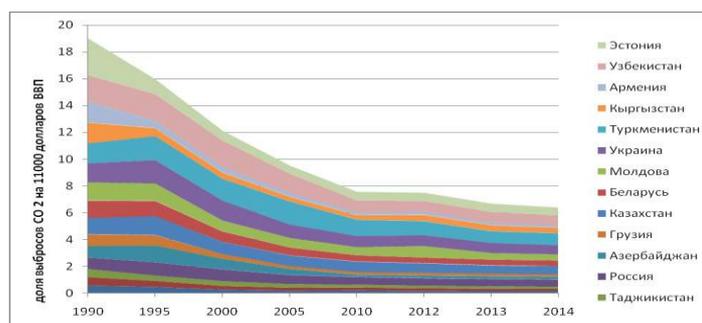


Рис. 2 Динамика выбросов CO₂, т на 1 тыс. долл США

Выбросы CO₂ на 1000 долларов ВВП за исследуемый период снижаются во всех странах, лидеры – страны Балтии (снижение 75%), а так же в Азербайджан, Грузия, Туркменистан и Кыргызстан. Россия так же может быть отнесена к данной группе, демонстрируя эффективность реализации мер по снижению энергоёмкости производства. Позиции названных стран нашли отражение и в индексе экологической эффективности, возглавляемом Эстонией, Латвией и Литвой (Россия занимает 5-ое место). Не смотря на благоприятную тенденцию, доля возобновляемых источников в производстве первичной энергии не высока – от 1% (Казахстан) до 9 % (Россия), наиболее значимы данные показатели дл Грузии (28,3%), Кыргызстана (39, 4%) и Таджикистана (57, 5%). Энергопотребление экономики России в отраслевом разрезе приведено в табл. 1 [2]

Таблица 1

Удельный расход топливно-энергетических ресурсов в разрезе отраслей экономики

Отрасль	Единицы	2012	2013	2014
Использование автотранспорта	кг.у.т./ед	2 127,2	2 065,7	2 022,6
Производство удобрений	кг.у.т./тонну	494,3	487,0	470,1
Целлюлозно -бумажная промышленность	кг.у.т./тонну	1 109,8	1 068,8	1 062,2
Черная металлургия	кг.у.т./тонну	650,6	657,4	647,8
Нефтегазохимия	кг.у.т./тонну	1 027,7	1 000,1	956,1

Приведенные данные, демонстрируя снижение удельного расхода ТЭР, очерчивают и круг отраслей, выступающих значимыми объектами модернизации производств, что подтверждает потенциал снижения энергоёмкости (табл.2). По прогнозам Всемирного банка и ЦЭНЭФ, Россия может сэкономить до 45% первичного энергопотребления, если реализует меры по повышению энергоэффективности; до 2020 г. экономия может составить 250-275 млн. т. у. т. в год. [3]

Таблица 2.

Потенциал снижения энергоемкости в разрезе отраслей российской экономики

Отрасль	Единицы	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Использование автотранспорта	кг.у.т./ед	1 986,3	1 948,2	1 893,8	1 849,7	1 811,0	1 771,7
Производство удобрений	кг.у.т./тонну	457,9	441,7	427,1	408,1	393,5	381,0
Целлюлозно-бумажная промышленность	кг.у.т./тонну	998,6	957,5	946,8	924,5	901,9	875,6
Черная металлургия	кг.у.т./тонну	650,2	640,2	624,9	601,0	579,5	558,1
Нефтегазохимия	кг.у.т./тонну	953,9	951,8	948,1	898,7	873,9	857,6

Меры, связанные с декарбонизацией экономики могут быть разбиты на следующие группы:

1. собственно хозяйственные, затрагивающие трансформационные процессы в экономике, и распадающиеся, на следующие под процессы[4]:

- трансформация существующих производств и разработка новых технологий;
- развитие альтернативной энергетики, доля которой в производстве первичной энергии в России составляет 0,1%;

• поддержка лесного хозяйства с целью увеличения углерод-депонирующей функции лесов;

2. институциональные, связанные с разработкой принципиально новой и коррекцией существующей нормативно-законодательных баз – в частности, разработка стратегии низкоуглеродного развития страны, изменение Энергетической стратегии с четом задач низкоуглеродного развития. Необходимо также внедрение стандартов по углеродоемкости продукции и технологий для российских предприятий;

3. организационные, предполагающие структурные преобразования экономики, связанные с созданием новых производств, построение системы хозяйственных взаимодействий, обучение персонала предприятия и формирование кадрового резерва.

Литература

1. Тарлавский В. Декарбонизация экономики <http://www.eg-online.ru/article/287725/>
2. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности Российской Федерации в 2014 г. // Министерство энергетики России. – М., 2015. - С. 24
4. WB & IFC (2008) World Bank & International Finance Corporation, Energy efficiency in Russia: Untapped Reserves, [http://www.ifc.org/ifcext/rsefp.nsf/AttachmentsByTitle/FINAL_EE_report_Engl.pdf/](http://www.ifc.org/ifcext/rsefp.nsf/AttachmentsByTitle/FINAL_EE_report_Engl.pdf/$FILE/Final_EE_report_engl.pdf) \$FILE/Final_EE_report_engl.pdf
5. Сафонов Г.В. Низкоуглеродное развитие: глобальные вызовы и возможности для России// Материалы международной конференции «Переход к зеленой экономике и устойчивому развитию в Алтайском крае: перспективы, механизмы, ключевые направления. – Барнаул: изд-во Алт ТГУ, 2015. - С.34-44.

**ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННОЙ СИСТЕМЫ МОТИВАЦИИ ТРУДА ПЕРСОНАЛА НА
ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

А. С. Сенчилов

Научный руководитель, доцент О. В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время повсеместно на предприятиях нефтегазового комплекса разрабатываются и внедряются различные программы по мотивации – материальной и нематериальной, проводятся мотивационные тренинги, составляются положения по стимулированию сотрудников, вводится социальный пакет, и т.д. Однако, во многих случаях данные действия скорее отвечают веяниям времени, нежели вызваны внутренним осознанием важности применения тех или иных мер, и не приносят ожидаемых результатов. Зачастую фирмы попросту упускают из вида тот факт, что слепое копирование мер по мотивации персонала, характерных для предприятий других стран, может не только не иметь мотивирующего воздействия, но, наоборот, вызвать демотивацию персонала и снижение его лояльности к компании. Одной из причин такого результата несомненно является пренебрежение российским менталитетом. Согласно теории мотивации Л.С. Выгодского, нельзя при принятии тех или иных мер по мотивации персонала не учитывать важных российских особенностей в данной сфере. Таких, как:[1]

-На предприятиях России долгое время широко использовалась в основном единственная мотивационная модель "кнута и пряника", которая по сей день имеет широкое применение.

-Вторая заключается в том, что трудовой вклад работника, оценивался, формально, что неумолимо приводило к равнодушию и незаинтересованности, как в коллективных, так и индивидуальных результатах труда, снижало социальную и творческую активность [2].

-Третья негативная особенность систем мотивации состоит в том, что модели мотивации нашей страны были и являются на сегодняшний день стандартизированными, любое отклонение от этих стандартов считается нарушением законодательных актов и локальных нормативных документов.

-Четвертая отличительная особенность мотивационных систем России состоит в том, что социальное мотивирование трудовой деятельности работников часто осуществляется без учета результатов труда каждого рабочего, так как социальными благами коллективного труда пользуются и работники, достигшие хороших показателей в работе, и работники, не проявляющие должного интереса к работе. Даже если работник трудился неэффективно, пренебрегал правилами внутреннего распорядка предприятия, но имел проблемы со здоровьем, ему так или иначе в первую очередь предоставлялись социальные блага.[3]

Неэффективность существования принятых систем можно подтвердить результатами ранее проведенного опроса рабочих российских нефтегазовых предприятий. Всего чуть больше половины опрошенных ответили, что их работодатель в какой-то степени интересуется вопросам мотивации сотрудников: 25% согласны с тем, что в их компаниях выстроена эффективная и прозрачная система мотивации, 29% отметили, что иногда участвуют в программах мотивации. Однако, 31% респондентов уверены, что в их компаниях внимание к этому вопросу существует только формально, а 17% ответили, что их работодатель в вообще не уделяет должного внимания данному вопросу.

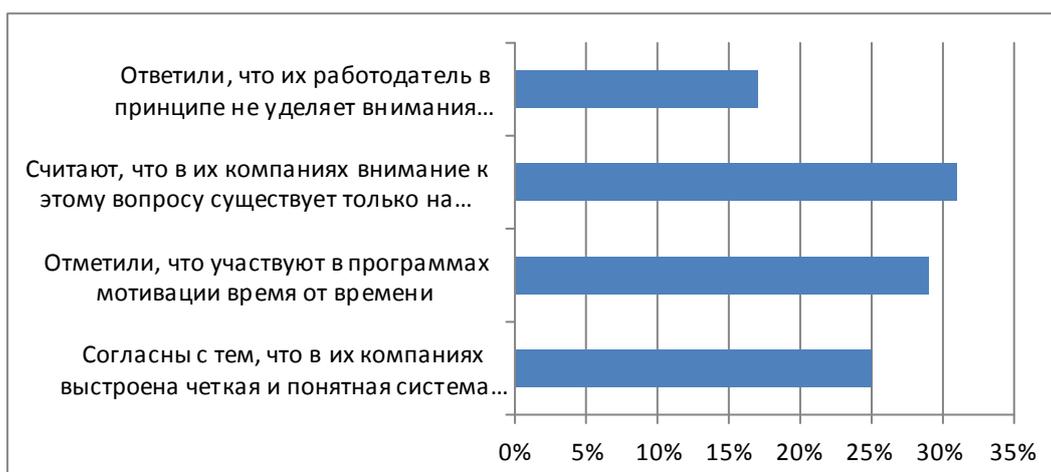


Рис. 1 Результаты опроса о прозрачности и эффективности применяемой на предприятиях системы мотивации

В 2014 году эксперты международного рекрутингового агентства “Kelly Services” провели исследование «Мотивация персонала на российском рынке труда». [4]

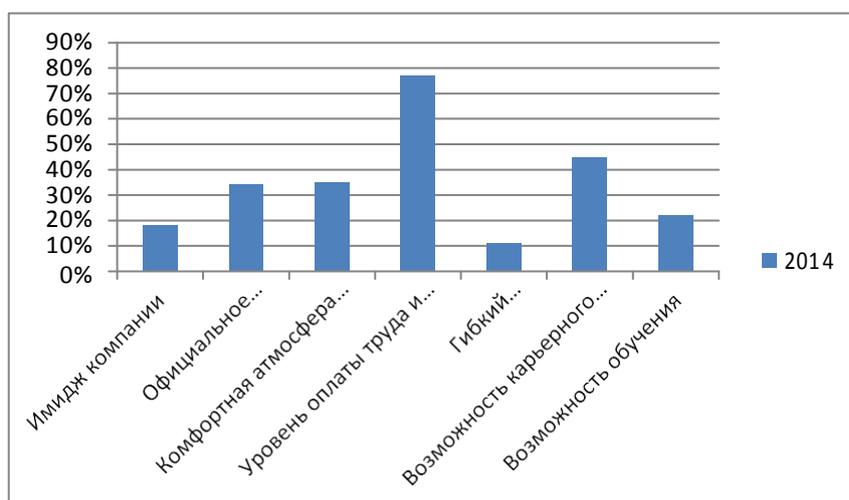


Рис. 2 Факторы мотивирующие сотрудников в России

В соответствии с полученными данными, можно сделать несколько выводов:

-Уровень заработной платы, по-прежнему, остаются самым сильным стимулом для российских работников, и существенно повлиять на это не смог даже кризис.

-Полученные результаты в значительной степени отличаются от результатов аналогичных исследований в других странах. Это является одной из проблем при процессе адаптации на российских предприятиях современных систем мотивации, разработанных в западных странах.

В российских организациях, безусловно, возможно успешное применение опыта зарубежных коллег, в области мотивации персонала. Однако стоит учитывать не только, общераспространённые во всем мире

материальные и не материальные факторы стимулирования, но и важные особенности российского рабочего менталитета. Тогда у персонала будет преобладать чувство удовлетворенности своей работой, которая соответствует их установкам и ожиданиям.

Литература

1. Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – М., 2015. – 627 с.
2. Пожарницкая О. В. , Цибульникова М. Р. Кадровая стратегия как фактор устойчивого развития нефтегазового сектора. Современные проблемы науки и образования. - 2014 - №. 2. - С. 1-7. - Режим доступа: <http://www.science-education.ru/116-12267>
3. Теория мотивации Выгодского. – URL: <http://www.studfiles.ru/preview/3192795/> (дата обращения: 1.02.2016).
4. Проблемы и пути совершенствования системы мотивации персонала в современных условиях. – URL: <http://nauchforum.ru/node/7822> (дата обращения 31.01.16)

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СУПЕРВАЙЗИНГА КАК ИНСТРУМЕНТА ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА РАБОТ

А. В. Сизов

Научный руководитель, профессор Г. Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Супервайзинг доказал свою эффективность в нефтегазовой отрасли, положительный эффект от деятельности сервисных организаций в области входного контроля качества исполнения строительства и ремонта нефтегазовых скважин очевиден. Поэтому одной из основных тенденций его развития является переложение опыта и внедрение как основного инструмента входного контроля качества подрядных работ в иные сферы деятельности, и отрасли промышленности, представленные на рисунке 1.

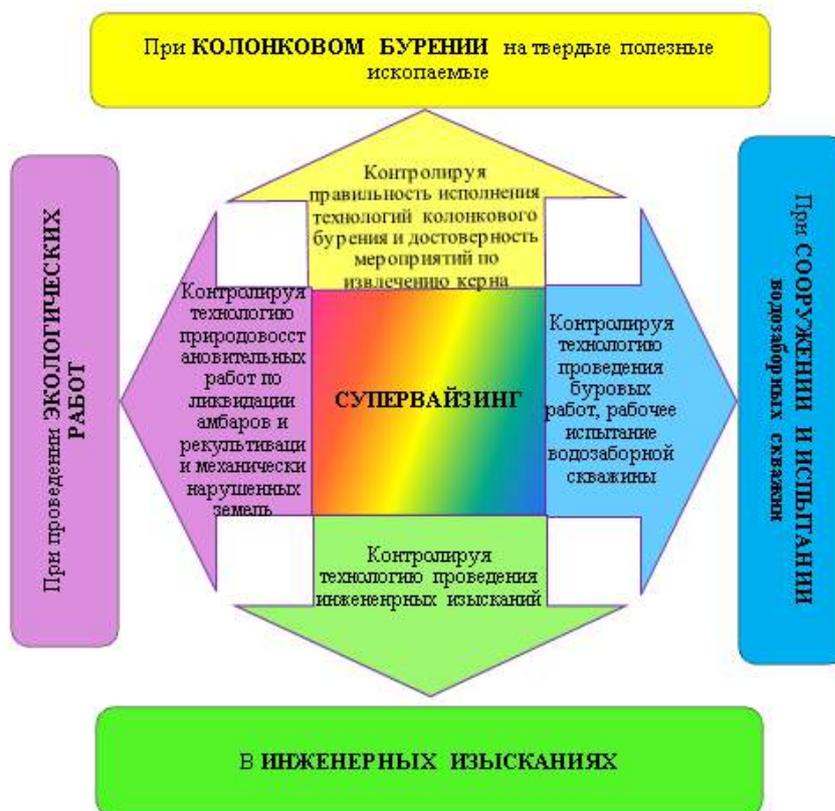


Рисунок 14. Внедрение супервайзинга строительства и ремонта нефтегазовых скважин в иные сферы деятельности

Автором предлагается перенести успешный опыт супервайзинга в следующие сферы деятельности: колонковое бурение в составе геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые, строительство и

сооружение водозаборных скважин, инженерные изыскания, проведение экологических работ. Общность концептуальная схожесть представленных сфер деятельности со строительством и ремонтом нефтегазовых скважин, заключается в том, что производственный процесс может носить неопределенный конечный результат, а значит и технологические процессы, будут иметь волотильный характер, поэтому правильность исполнения технологии производства будет иметь основополагающее значение и является основной объединяющей стезей в вопросах внедрения супервайзинга.

Отметим также, что вопросы внедрения супервайзинга в сферы колонкового бурения в составе геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые, строительство и сооружение водозаборных скважин, инженерных изысканий, обоснованы и изложены в научных трудах [1,2,3], поэтому стоит уделить особое внимание принесению опыта супервайзинга строительства и ремонта нефтегазовых скважин в сферу рекультивации земель.

Воздействие средств производства на окружающую среду имеет глобальный характер, а контроль и надзор за природовосстановлением характеризуется низкой эффективностью. В настоящее время данный вопрос поднимается специалистами в различных кругах, но лишь в рамках документально неподтвержденных диалогов и дискуссий, в связи, с чем в научной среде отсутствует какая либо информация по данной проблематике. В узких кругах специалистов бытует мнение о ненадлежащем качестве работ по ликвидации шламовых амбаров и рекультивации, механически нарушенных земель, но не выносятся на открытое обсуждение научного общества. Что в первую очередь может характеризоваться тем, что экономикой различных отраслей промышленности ориентированы на получение максимального финансово хозяйственного эффекта-прибыли, сдвигая приоритеты экологии на второй план. Актуальность рассматриваемых вопросов перенесения опыта супервайзинга нефтегазовой отрасли при рекультивации земель, также обусловлена потребностью в контроле качества производства экологических работ, что подтверждается закупочными документациями, размещенными на портале закупок в сети интернет. Так в частности предметами закупок юридических лиц выступают:

1) Супервайзинг (оценка эффективности, контроля качества и полноты выполнения) работ по переработке отходов бурения и рекультивации шламовых амбаров;

2) Супервайзинг за проведением работ по рекультивации нефтезагрязненных земель;

Ввиду того, что супервайзинг уже применяется в качестве инструмента контроля качества при проведении экологических работ, следует отметить, что он имеет единичный характер, в связи, с чем стоит обосновать повсеместное его применение.

Рекультивация земель является неотъемлемой составной частью лицензии на право пользования недрами(Закон Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах»), общие для Российской Федерации требования при проведении экологических работ, связанных с нарушением почвенного покрова и рекультивацией земель, являются обязательными для использования всеми юридическими, должностными и физическими лицами, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 23 февраля 1994 г. № 140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы». Согласно данному документу контролю подвергаются, проекты выражающиеся, в проведении экологической экспертизы, и результаты работ, выражающиеся в приемке передаче рекультивированных земель комиссии с пакетом документов, в перечень которых входят материалы проверок выполнения работ по рекультивации, осуществленных контрольно-инспекционными органами или специалистами проектных организаций в порядке авторского надзора, а также информация о принятых мерах по устранению выявленных нарушений. Экспертиза дает определенные результаты, но она недостаточно эффективна, так как процесс достижения конечного результата остаётся в тени. Авторский надзор, также можно считать неэффективным с точки зрения контроля, в случае позднего выявления дефектов в проектной документации, без возможности оперативно внести изменения в проект, проектная организация будет всячески стараться замалчивать и скрывать подобные факт, тем самым теряя объективность своего надзора. Поэтому авторский надзор осуществляется только в рамках соответствия конечного результата проектной документации. Единичный инспекционный контроль, также может быть нерезультативным, ведь речь идет о процессе производства, а не о текущем положении дел в определенный момент времени.

Рекультивация нарушенных земель, сложно составная сфера деятельности, которая характеризуется определенной последовательностью выполнения этапов производства:

1) Подготовительный этап. Характеризуется обследованием объекта и обозначением комплекса мероприятий по проведению работ.

2) Технический этап. Непосредственная механическая рекультивация(ликвидация) шламового амбара, реализация технических решений.

3) Биологический этап. Посев растительности.

Как правило, исполнители отступают от регламентированной технологии проведения работ, что безусловно сказывается на качестве экологической составляющей среды, поэтому вопросы правильности исполнения технологии производства в данной сфере выносятся на первый план. Предотвращение загрязнения земель при организации строительства опасных производственных объектов, а также эксплуатационного бурения реализуется посредством снятия(среза плодородного слоя почвы), доходящего порой до нескольких метров толщиной и его отдаленного складирования, при этом снятие почвенного слоя рекомендуется производить по всей толщине и за один подход.[5] По завершению добычи или ликвидации объекта строительства плодородный слой почвы восстанавливается ранее созданным резервом, В зависимости от вида почв, и степени загрязнения подход к рекультивации может быть дифференцированным (агробиологический, химический, систематические промыски, комбинированный). В основе агробиологического метода лежит глубокая вспашка, на полную

толщину плодородного слоя почвы, посредством которого происходит разрушение, и перемежение частиц засоленных горизонтов, оказывающих положительное воздействие на воспроизводство растительности. Наибольший эффект при этом происходит, при применении минеральных и органических удобрений. Метод рассолевания значительно засоленных почв реализуется периодическими промывками, через коллекторно-дренажную сеть, а также щелчевание и кротование. Нормы и основные вехи производственного процесса фиксируются отбором проб, а также лабораторными исследованиями. При макрокомпонентом загрязнении, возможно применение механического метода, заключающегося в перемешивании загрязненного слоя почвы с незагрязненной. В отдельных случаях могут применяться химические методы, связанные с обогащением солями почв, а также полное удаление загрязненного слоя. По завершению технического этапа рекультивации происходит посев растительности. Из всего многообразия работ по рекультивации, следует отметить обоснованную необходимость контроля качества исполнения технологии производства. Супервайзер постоянно присутствуя на объекте производства, может контролировать выполнение технологически важных производственных операций, технических и организационно-технических действий и мероприятий, осуществляемых подрядчиками при выполнении ими условий договоров подряда, на предмет соответствия объемов, состава, качества и сроков выполняемых работ условиям, указанным в договорах, проектов производства работ, положениям применимых нормативно-технических документов, а также требованиям действующего законодательства РФ, проектной документации и регламентов заказчика. В настоящее время, контроль за качеством исполнения производственных работ по рекультивации, является прерогативой экологов документации, внутренней структуры заказчика. Внутренний контролер не всегда в полной степени автономен от своих коллег, он также зависим от начальства зачастую ориентированного на выполнение плановых показателей, что безусловно, негативно сказывается на качестве проведения работ по рекультивации земель и исполнении договорных обязательств. Супервайзер замотивирован в добросовестном исполнении возложенных на него обязанностей, через систему штрафных санкции предусмотренную договорными отношениями с заказчиком, что делает такой контроль более объективным.

Литература

1. Сизов А.В., Боярко Г.Ю. Супервайзинг при колонковом бурении в составе геолого-разведочных работ//Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2014. № 6. С. 50-53.
2. Сизов А.В., Боярко Г.Ю. Технический надзор при строительстве водозаборных скважин//Разведка и охрана недр. 2015. № 2. С. 35-38.
3. Сизов А.В., Боярко Г.Ю. Супервайзинг как инструмент контроля качества инженерных изысканий//Инженерные изыскания. 2014. № 13-14. С. 24-29.
4. Официальный сайт Российской Федерации в сети Интернет для размещения информации о размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг [Официальный сайт]. URL: <http://www.zakupki.gov.ru> (дата обращения: 07.04.2015);
5. Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома: РД. 39-0147098-015-90. – М.: Вост. НИИТБ. – 56 с.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ НАПРАВЛЕНИЮ РАЗВИТИЯ ТАГУЛЬСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

А. Ю. Смирнова

Научный руководитель, доцент В. А. Базавлук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяные месторождения составляют одно из главных природных богатств России.[1] Но как организовать транзит нефти в «дом потребителя»? Какие варианты направления развития Тагульского месторождения нефти лучше использовать?

Актуальность данного исследования обеспечивается решениями вопросов разработки Тагульского месторождения в Арктическом регионе, входящем в материковую часть севера Красноярского края. Достигнутый высокий уровень промышленно-энергетического потенциала России обеспечивает возможность интенсивного освоения богатейших полезных ископаемых, таких как нефть и природный газ, разведанных в районах распространения вечной мерзлоты.[2]

Целью данной работы стала разработка предложений по вариантам освоения и развития Тагульского месторождения нефти в Арктическом регионе материковой части Красноярского края.

В соответствии с поставленной целью, были определены следующие задачи:

- 1) Оценить стратегическое местоположение проектируемого месторождения по отношению к существующим ранее хозяйственно освоенным территориям и транспортным путям региона.
- 2) Рассмотреть варианты транспортировки нефтяной продукции и проанализировать их.
- 3) Проанализировать правовые вопросы, связанные с использованием земель, на которых располагается Тагульское месторождение.

Объектом данного исследования является проектируемое Тагульское нефтяное месторождение, которое разведано на севере Красноярского края, в Туруханском районе на расстоянии около 1,7 тыс. км от города Красноярск. Запасы месторождения составляют около 10,6 миллионов баррелей нефти (1464500 тонн).

Комплексная разработка данного месторождения запланирована компанией ОАО «Роснефть» на 2018 год. Запасы данного месторождения составляют 0,3 % обще годовой доли добычи нефти для страны. [3]

Площадь месторождения составляет около 1500 кв. км, в том числе объекты инженерной инфраструктуры занимают приблизительно 1100 га: кусты эксплуатационных скважин, трубопроводы, промышленные предприятия и технические объекты (мастерские, склады и т.д.), разветвленная сеть автомобильных дорог. [3]

Для развития Тагульского месторождения предложены варианты транспортного обеспечения по доставке продукции месторождения к потребителям, приведенные на рисунке.



Рис. Схема направлений стратегического развития Тагульского месторождения нефти: 1,2,3 - варианты стратегических направлений

Таких вариантов три, со следующим обоснованием:

1) Создать на базе данного месторождения *градостроительный объект* (город или поселение), включая нефтеперерабатывающий завод. Вывоз готовой продукции обеспечить по железной дороге до речного порта Игарка, доступного для морских судов к выходу по реке Енисей к Северному морскому пути. Основными продуктами переработки нефти являются: «легкие» продукты переработки, такие как бензин и керосин, «тяжелые» – дизельное топливо, а так же битум (получают для дорожного строительства). Прогнозные объемы переработки составляют 10,6 млн. баррелей = 1464500 тонн нефти. Из данного объема сырья можно получить: бензина – 1,2 млн. тонн, керосина – 1,4 млн. тонн, дизельного топлива – 1,4 млн. тонн и битума – 2,1 млн. тонн. При этом, для транспортировки нефтепродуктов при грузоподъемности цистерн 60 тонн, потребуется: для бензина 19944, для керосина – 22894, для дизельного топлива – 23456 и для битума 34411 цистерн.

2) Использовать проектный вариант прокладки трубопровода параллельно проектируемой железной дороге к порту Игарка, а далее судами вывозить сырую нефть на юг страны. Длина трубопровода составит ориентировочно 132 км.

3) Прокладка по левосторонней пойме реки Енисей нефтепровода для перекачки сырой нефти к существующему нефтеперерабатывающему заводу в городе Ачинск, на расстоянии около 1282 км от Тагульского месторождения.

Результаты показателей по вариантам приведены в таблице.

По нашему мнению, для промышленного, хозяйственного и социального развития Арктического региона в пределах материковой части Красноярского края предпочтительнее становится первый вариант (см. таблицу).

Данная территория должна быть отмежевана и передана в аренду на определенный срок организации ОАО «Роснефть» с обеспечением всех требований по охране природной среды этой территории. Тагульское месторождение располагается на землях лесного фонда. Согласно Лесному кодексу, земли лесного фонда находятся в федеральной собственности. Поэтому возникает необходимость перевода данных земель в нелесную категорию для использования в целях, не связанных с ведением лесного хозяйства, а также для проведения геологоразведочных работ.

Таблица

Варианты стратегического направления развития Тагульского месторождения

Наименование показателя	Варианты направлений стратегического развития Тагульского месторождения		
	1	2	3
1. Наименование полезного ископаемого	Нефть		
2. Градообразующая значимость	+	–	–
3. Социальная значимость для региона	+	–	–
4. Объем добычи	10,6 миллионов баррелей нефти (1464500 тонн)		
5. Продукция	Нефтепродукты	Сырая нефть	Сырая нефть
6. Дополнительная инфраструктура	Нефтеперерабатывающий завод и градостроительный объект	Труба, автомобильная дорога, ЛЭП	Труба, автомобильная дорога, ЛЭП
7. Вид транспорта	Железнодорожный транспорт	Трубопровод	Трубопровод
8. Дальность возки, км	322	132	1282
9. Металлоемкость, тонн	257600	105600	1025600

Таким образом, были разработаны и рассмотрены варианты предложений по развитию Тагульского месторождения нефти в арктической зоне Красноярского края. Эти предложения должны быть дополнительно уточнены детальными технико-экономическими проработками, в первую очередь, для решения вопросов хозяйственного освоения данного месторождения с учетом разработки транспортной схемы данного региона.

Литература

1. Базавлук В.А. Основы природопользования / В.А. Базавлук, С.П. Кулижский. – Томск: 2010. – 199с..
2. Машковцев Г.А. Крупные месторождения стратегических металлов Арктического региона России / Г.А. Машковцев // Материалы всероссийской конференции, посвященной 85-летию ИГЕМ РАН Москва, ИГЕМ, 25.11.2015. – С. 17 – 18.
3. Официальный сайт «Роснефти». Электронный курс. URL: <http://www.rosneft.ru/>
4. Публичная кадастровая карта. Электронный курс. URL: <http://maps.rosreestr.ru/PortalOnline/>
5. Спутниковые карты Google. Электронный курс. URL: <https://www.google.ru/maps/>

**ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА
В ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА КУЗНЕЦК»**

М. В. Соколова, А. П. Молева, А. Н. Масловский

Научный руководитель, доцент М. Р. Цибульникова

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

ООО «Газпром добыча Кузнецк» (далее – Общество) — первое и единственное в Российской Федерации предприятие, реализующее совместный Инновационный проект Администрации Кемеровской области и ПАО «Газпром» по добыче метана из угольных пластов (далее – Проект) на первоочередных площадях в Кузбассе. Общество владеет лицензией на добычу метана и других углеводородов, площадь лицензионного отвода составляет 6 тыс. кв. км до глубины 2 км, оценка ресурсов метана угольных пластов — 5,7 трлн. куб. м. Основными направлениями деятельности ООО «Газпром добыча Кузнецк» являются — поиск, разведка и добыча метана из угольных пластов и других углеводородов. [1].

При этом Проект преследует двойную цель — добыча важного энергетического сырья для самообеспечения Кемеровской области газом и, впоследствии создание безопасных условий шахтерского труда путем заблаговременной дегазации угольных пластов. Также, в рамках Проекта рассмотрен вопрос использования природного газа в качестве моторного топлива и генерации энергии.

Охрана окружающей среды изначально являлась немаловажной составляющей проекта освоения метанугольных месторождений в Кузбассе. Широко известно, что естественное выделение метана с поверхности Земли — один из главных негативных факторов воздействия на ее озоновый слой. Поэтому сама производственная деятельность предприятия напрямую благотворно влияет на экологию региона. Однако, в своей работе ООО «Газпром добыча Кузнецк» руководствуется не только производственными показателями, но и самым пристальным вниманием к экологическим вопросам. Полностью осознавая свою ответственность за последствия производственной деятельности, в 2014 году руководством Общества принято решение о внедрении системы экологического менеджмента (далее - СЭМ) в соответствии с требованиями международных стандартов ISO 14001:2004 для определения и контроля воздействия на окружающую среду.

Стоит отметить, что ООО «Газпром добыча Кузнецк» входит в вертикально интегрированную систему управления охраной окружающей среды группы ПАО «Газпром», поэтому на Общество распространяется сертификация Газпрома и оно ежегодно самодекларируется [2].

При разработке СЭМ, в обществе проведена предварительная оценка, рассмотрен ряд вопросов в области улучшения экологических показателей деятельности: мнения заинтересованных сторон, внутренние и внешние взаимосвязи, планы обучения персонала, структура и объемы потребления ресурсов, уменьшение и переработка образующихся отходов, использование и захоронение опасных отходов, оценка риска, вероятность возникновения аварийных ситуаций, план действий в аварийных ситуациях, воздействие продукции и услуг на окружающую среду.

В 2014 году в ООО «Газпром добыча Кузнецк» утверждена и принята в действие Экологическая политика, позволяющая выстраивать свою деятельность так, чтобы соответствовать законодательным природоохранным требованиям, применяемым к экологическим аспектам Общества, совершенствовать систему экологического менеджмента с целью снижения значимости экологических аспектов и повышения экологической результативности; модернизировать производственные процессы с целью ресурсосбережения и поэтапного снижения негативного воздействия на окружающую среду; сохранять места обитания объектов биоразнообразия, занесенных в Красную книгу Российской Федерации и Кемеровской области; постоянно информировать все заинтересованные стороны об экологически значимых мероприятиях Общества; повышать образовательный уровень персонала в области экологической безопасности. Соответственно и экологические цели на 2014- 2016гг направлены на снижение сброса загрязненных и недостаточно очищенных сточных вод в поверхностные водные объекты; снижение платы за сверхнормативное воздействие, как интегрального показателя негативного воздействия на окружающую среду; снижение доли отходов, направляемых на захоронение; снижение воздействия на земельные ресурсы.

Касаясь основных разделов системы экологического менеджмента можно отметить следующее.

В Обществе разработаны и утверждены документы СЭМ ООО «Газпром добыча Кузнецк», четко определяющие распределение обязанностей в сфере экологического менеджмента, пути взаимодействия и обмена информацией и требования к внедрению экологического менеджмента, в которых также отражено использование имеющихся ресурсов; необходимые мероприятия, направленные на соответствие нормативным требованиям; выявление проблем; поиск и осуществление решений; контроль их выполнения и изменение действий вплоть до окончательного решения проблемы: Положение «О представителе руководства по системе экологического менеджмента»; Положение «Об уполномоченных по Системе экологического менеджмента»;

Положение «О рабочей группе по Системе экологического менеджмента», ГДК РСЭМ 4.4.4.-03 Руководство по СЭМ; ГДК-ДП-4.5.5.-11 Внутренний аудит, ГДК-ДП-4.5.3.-10 Управление несоответствиями, корректирующие и предупреждающие действия, анализ СЭМ со стороны руководства от 30.12.2014. Вся документация доведена до сведения сотрудникам Общества и размещена на корпоративном сайте (локальном ресурсе) в свободном доступе.

В Обществе проводятся регулярные аудиты, предпринимаются корректирующие действия, имеется политика в области обучения и подготовки, которая устанавливает процедуру анализа потребности в обучении, содержит программу информирования персонала. Также существует система составления, ведения и проверки регистра по видам воздействия на окружающую среду, в частности непрерывное улучшение системы экологического менеджмента на предприятии обеспечивается посредством управления значимыми экологическими аспектами, которые добровольно идентифицированы в каждом структурном подразделении.

В руководстве СЭМ описана структура документа, политики, цели, задачи, программы; разграничена ответственность, взаимодействие элементов системы и описание структуры СЭМ, ссылки на соответствующие документы, процедуры для штатных и нештатных производственных ситуаций. Существует система контроля документации, которая гарантирует идентификацию документов, соответствующую процедуру пересмотра и утверждения документов перед утверждением, а также наличие текущих версий в соответствующих подразделениях и изъятие устаревших документов.

На рассматриваемом предприятии действует система документирования, которая выполняет ряд важных функций при принятии экологических задач и целей. Общество подвергается ежегодной оценке системы экологического менеджмента со стороны руководства на предмет соответствия требованиям ISO 14001. Оценка включает анализ рекомендаций, сделанных в отчетах по экологическому менеджменту (отчетах аудитов), анализ адекватности экологической политики, экологических целей и задач.

В целом, функционирование СЭМ обеспечено достаточным количеством ресурсов и распределением ответственности между всеми сотрудниками Общества, которые постоянно повышают свою компетентность в процессе обучения и непосредственного участия в ее улучшении. Улучшение системы экологического менеджмента достигается применением определенных для этого процедур внутреннего аудита, анализа со стороны руководства, а также выполнения корректирующих и предупреждающих действий.

Деятельность ООО «Газпром добыча Кузнецк» в области охраны окружающей среды ведется по направлениям охраны атмосферного воздуха, водных, земельных ресурсов, а также охраны объектов биоразнообразия.

Для снижения значимости экологических аспектов разработана и реализуется программа природоохранных мероприятий на среднесрочную перспективу, что позволяет снижать негативное воздействие на окружающую среду. Управление экологическими аспектами успешно сочетается с производственным экологическим контролем, а также оценкой качества почв, воздушного и водного бассейнов, что обеспечивает соответствие деятельности Общества требованиям законодательства. В связи с тем, что Общество не имеет

собственной аналитической лаборатории, аттестованной в российской системе аккредитации. Услуги выполняют привлеченные аккредитованные организации.

Общество прилагает усилия по уменьшению количества используемых территорий, с целью минимизации негативного воздействия своей деятельности на землю и почвы. Например, применение инновационного подхода к бурению кустовых скважин с протяженными стволами по простиранию угольных пластов неизменно ведет к сокращению строительства площадок под буровые скважины и вырубки лесов; этому же способствует и применение локальных электростанций, обеспечивающих электроэнергией скважины, в результате чего не требуется вести к ним ЛЭП и вырубать под них лесопросеки; поиски вариантов замены жидкостей гидроразрыва пластов более «щадящими», с использованием местных материалов (песков и прочих ингредиентов).

В 2014 году проведена оценка существующей практики управления отходами и возможностей их переработки и повторного использования. Так на сегодняшний день разработаны, зарегистрированы и введены в действие технические условия (ТУ) на шлам буровой под номером 5712-001-26624330-2014 от 09.06.14 г. и используются в разработке проекта на строительство разведочных скважин. Дальнейшее применение бурового шлама в качестве материала при строительстве насыпей технологических дорог и промышленных площадок позволит избежать значительных расходов на транспортировку и размещение бурового шлама.

На территории газовых промыслов ООО «Газпром добыча Кузнецк» ведутся исследования (с привлечением Русского географического Общества) влияния метаноугольных скважин на жизнедеятельность эндемиков (в частности, червь кольчатый – эйзения Салаирская). Разработаны мероприятия по сохранению животных и растений, занесенных в Красную книгу РФ и Красную книгу Кемеровской области, в зоне развития промысла Нарыкско-Осташкинской площади Прокопьевского района и получены результаты выполненных работ по организации и ведению эколого-биологического мониторинга за состоянием популяции эйзении салаирской (Eisenia salairica Perel, 1968) в южной части Нарыкско-Осташкинской площади Прокопьевского района. Проектирование новых площадок промысла и обустройства территорий производится с учетом полученных результатов, вплоть до того, что ранее выбранные месторасположения скважин могут быть отнесены на определённые расстояния.

В Обществе планомерно проводятся работы, направленные на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, благодаря чему, происходит снижения выбросов по метану, ведется работа по учету энергопотребления, а также энергосбережению в направлении максимального использования собственного энергоносителя. Реализация таких мероприятий как применение автономного электроснабжения площадок скважин РН-24, РН-26, РН-28; применение энергосберегающих светильников: замена ламп Р-90Вт на лампы Р-25 Вт в количестве 30 штук, замена светильников Р-1000 Вт на светильники Р-400 Вт, в количестве 10 штук, которые направлены на энергосбережение и повышение энергетической эффективности в 2014 году позволила обеспечить энергосбережение в размере 123 095 кВт*ч и уменьшить количество выбросов газа метана в атмосферу на 147,5 тыс.м³.

Стоит отметить тот факт, что при осуществлении сброса дренажных вод в водные объекты, проектом на стадии пробной эксплуатации не предусматриваются очистные сооружения, но, несмотря на это, Общество достаточно продуктивно работает в этом направлении. Применение опытного образца очистных сооружений в 2015 году по сравнению с предыдущим годом позволило снизить показатели с 0,5 мг/дм³ до 0,2 мг/дм³ по железу, с 0,04 мг/дм³ до 0,015 мг/дм³ по марганцу, а также с 32 мг/дм³ до 18 мг/дм³ по взвешенным веществам. Кроме того, летом этого же года, на одной из площадок скважин Талдинского месторождения в накопительных амбарах, была внедрена система аэрации, в результате работы которой происходит окисление железа и марганца, что приводит к сокращению показателей по этим компонентам, а далее и взвешенным веществам на выпусках в водные объекты (в теплый период времени года) с 0,8 мг/дм³ до 0,6 мг/дм³ по железу, с 0,05 мг/дм³ до 0,025 мг/дм³ по марганцу, а также с 25 мг/дм³ до 13 мг/дм³ взвешенным веществам.

В рамках возмещения ущерба окружающей среде, в результате строительства переправ через реки на Нарыкско-Осташкинском месторождении, в 2015 году был произведен единоразовый выпуск нескольких тысяч мальков щуки в реку Томь в районе деревни Сухово Кемеровской области.

Можно отметить тот факт, что финансовые вложения Общества в охрану окружающей среды по-прежнему остаются на высоком уровне. В 2015 году увеличилась сумма текущих затрат с 6,5 млн. руб. (за 2014 год) до 9,2 млн. руб. Текущие затраты на проведение мониторинга в 2015 году составили 3,8 млн. руб., в сравнение 2014 года текущие затраты составляли 1,75 млн. руб.

Таким образом, после проведенной оценки системы экологического менеджмента в ООО «Газпром добыча Кузнецк» можно сделать вывод о том, что рассматриваемая система позволяет наладить эффективное управление значимыми экологическими аспектами деятельности данной организации, что в будущем, безусловно, приведет к улучшению экологических, эстетических (имидж организации, «образованность» персонала, «чистота» производства) и экономических показателей предприятия.

Литература

1. Официальный сайт ООО «Газпром добыча Кузнецк» <http://kuznetsk-dobycha.gazprom.ru/about/today/>
2. Экологические цели и программы ОАО «Газпром» [Электронный ресурс] // Экологический отчет ОАО «Газпром» [сайт] URL: <http://www.gazprom.ru/nature/environmental-reports/>

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ОСВОЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ СКВАЖИН

М. В. Соколова

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Освоение и эксплуатация метанугольных скважин, ввиду специфических особенностей, требуют принудительного откачивания попутной пластовой жидкости. Только при условии полного осушения, одновременно разрабатываемой группы продуктивных угольных пластов, достигаются максимальные дебиты скважин.

Как правило, при завершении строительства скважин продуктивные пласты (до 8 эксплуатационных объектов в одной скважине) подвергаются доп. стимуляции, посредством гидравлического разрыва пласта (ГРП). В связи с этим, освоение метанугольных скважин вынуждены проводить в два этапа.

Первый этап освоения позволяет косвенно определить потенциальные дебиты пластовой жидкости и газа, подобрать наиболее подходящий типоразмер насосного оборудования и минимизировать риски отказов погружного оборудования, вследствие засорения рабочих органов продуктами ГРП и угольным шламом. Исходя из опыта эксплуатации скважин, установлена наиболее оптимальная глубина спуска компоновки глубинно-насосного оборудования (ГНО) на первом этапе освоения - 50 м выше интервала вскрытого перфорацией верхнего эксплуатационного объекта, а на втором этапе компоновку спускают на проектную глубину ниже последнего интервала вскрытого перфорацией [1, с. 15].

При снижении динамического уровня пластовой жидкости необходимо контролировать момент начала десорбции газа (повышения давления в затрубном пространстве), а также физические свойства откачиваемой пластовой жидкости, и по возможности исключить работу ГНО в периодическом режиме.

В настоящее время в ООО «Газпром добыча Кузнецк» на скважинах Талдинского и Нарыкско-Осташкинского месторождений эксплуатируются 23 погружные установки: штанговые винтовые (УШВН) и электроцентробежные насосные установки (УЭЦН) различных типоразмеров, штанговые глубинные насосные установки (УШГН).

В условиях метанугольных месторождений наиболее универсальными показали себя установки штанговых винтовых насосов (УШВН).

Анализ эксплуатации УШВН за 2009-2015 гг. (рисунок 1) показал, что наработка за скользящий 2015 год по фонду составляет 640 суток, а максимальная наработка достигала 1150 суток.

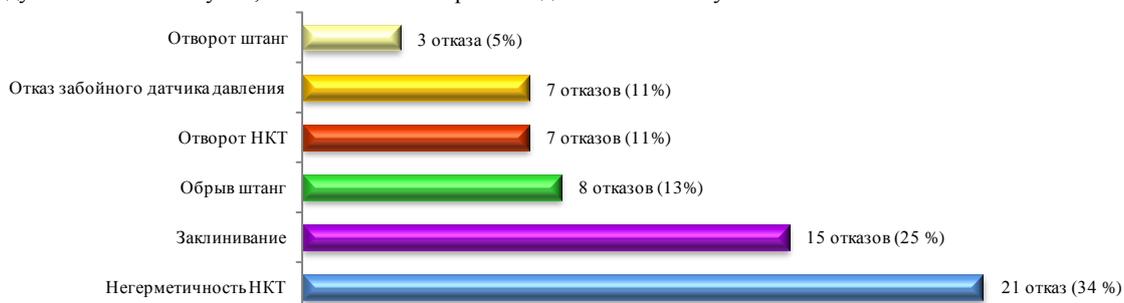


Рисунок 1 – Распределение отказов основных узлов УШВН (по состоянию на 01.01.2016 года)

Как видно из диаграммы основными причинами отказов установок являются: негерметичность НКТ (обусловлена, конструктивными особенностями, которые впоследствии были устранены увеличением количества центраторов на колонне штанг) и высокое содержание мехпримесей (пропанта, угольного шлама, глинистого раствора) в откачиваемой жидкости.

Наряду с УШВН достаточно хорошо зарекомендовали себя УЭЦН, имеющие высокий межремонтный период на метанугольных скважинах при установившемся режиме работы.

Анализ эксплуатации УЭЦН за 2009-2015 гг. (рисунок 2) показал, что наработка за скользящий 2015 год по фонду составляет 1090 суток, а максимальная наработка достигала 1704 суток (на текущий момент УЭЦН работает без отказа).

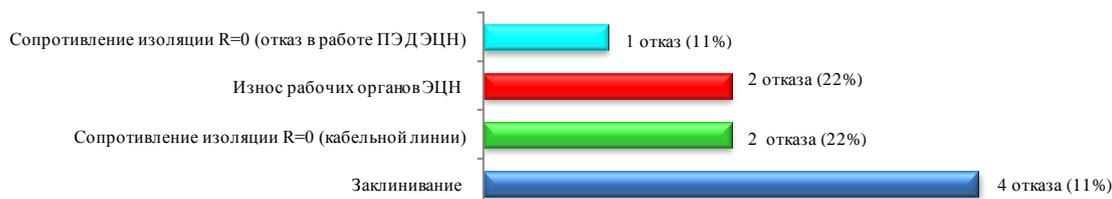


Рисунок 2 – Распределение отказов основных узлов УЭЦН (по состоянию на 01.01.2016 года)

Основная доля (85%) причин отказов связана с выносом мехпримесей (пропанга, угольного шлама, глинистого раствора) в откачиваемой жидкости.

Помимо вышеперечисленных двух типов погружного оборудования на метаноугольных скважинах нашли применение установки штанговых глубинных насосов (УШГН).

Анализ эксплуатации УШГН за 2013-2015 гг. (рисунок 3) показал, что наработка за скользящий 2015 год по фонду составляет 317 суток, а максимальная наработка достигала 751 суток. За весь период работы произошло 2 отказа по причине заклинивания плунжера насоса.

Таким образом, для оценки эффективности применения основных трех типов скважинного оборудования, рассмотренных в данной статье, проведем сравнительный анализ затрат на приобретение, оказание сервисного обслуживания и ремонта оборудования.

Результаты представлены на диаграмме (рисунок 3).

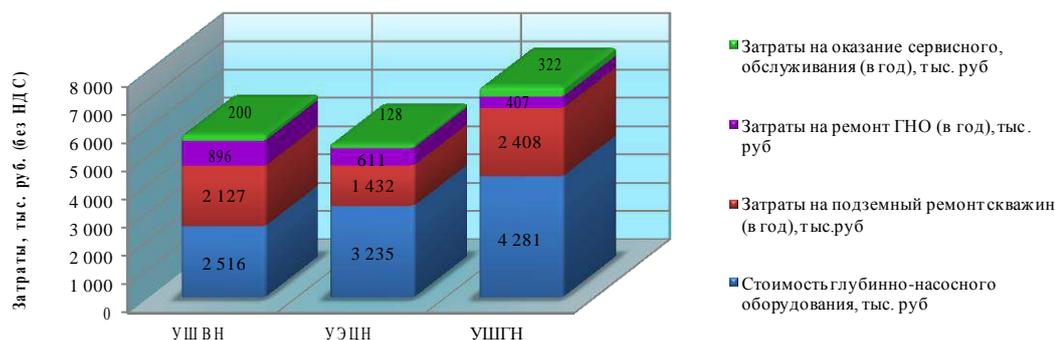


Рисунок 3 – Сопоставление стоимости глубинно-насосного оборудования и затрат на оказание сервисного обслуживания и ремонта

В целом исходя из проведенного анализа эффективности применения глубинно-насосного оборудования при освоении и эксплуатации метаноугольных скважин, и на основании полученных результатов сравнительного анализа затрат, можно заключить следующее.

1. Основной причиной отказов всех типов ГНО, опробованных на скважинах, является засорение рабочих органов мехпримесями (81%) при откачивании пластовой жидкости, ввиду того, что разрабатываемые метаноугольные пласты подвергаются дополнительной стимуляции методом ГРП. На первом этапе освоения отмечен интенсивный вынос пропанга, угольного шлама, вследствие чего возникает необходимость нормализации забоя при каждом текущем ремонте скважин.

2. При эксплуатации УШГН основные затраты (58 %) приходятся на приобретение оборудования и на сервисное обслуживание и ремонт ГНО (42 %) (ввиду сложности монтажных работ, сервисного обслуживания, необходимости создания сервисного звена по обслуживанию установок);

3. При эксплуатации УШВН затраты на приобретение оборудования будут минимальными (44%) по сравнению с ЭЦН (60%) и ШГН (58%), а основными (55 %) – затраты на ремонт погружного оборудования и сервисное обслуживание.

4. При эксплуатации УЭЦН затраты на сервисное обслуживание и ремонт ГНО (41%) оказываются минимальными по сравнению с ШВН (56%) и ШГН (42%) (ввиду высокого межремонтного периода).

5. Для эксплуатации на метаноугольных скважинах наиболее оптимальными типами погружного оборудования являются штанговые винтовые и электроцентробежные насосные установки.

Несмотря на то, что затраты по УЭЦН и УШВН колеблются практически на одном уровне, с целью эффективной эксплуатации насосных установок:

- на первом этапе освоения, рекомендуется использовать штанговые винтовые насосные установки, в силу универсальности и устойчивости к повышенному содержанию мехпримесей в откачиваемой пластовой жидкости;
- на втором этапе освоения и работе на установившемся режиме при равных условиях эксплуатации (если позволяют водопритоки) рационально применение электроцентробежных насосных установок.

Литература

1. Регламент по освоению и вводу в режим пробной эксплуатации скважин для добычи метана из угольных пластов. – М., 2012
2. Официальный сайт ООО «Газпром добыча Кузнецк» <http://kuznetsk-dobycha.gazprom.ru/about/today/>

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ШИНГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ М. Е. Сундетов

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. На фоне снижения экспортной стоимости нефти наиболее остро встает вопрос о снижении стоимости добычи продукции. В рамках оптимизации затрат на механизированную добычу по способу эксплуатации хорошо себя показал метод кратковременной эксплуатации установки центробежного насоса, получившем массовое внедрение на Шингинском месторождении «Газпромнефть-Восток».

Периодическая эксплуатация скважин (далее – ПЭС) — способ эксплуатации малодебитных скважин, основанный на чередовании периодов извлечения и накопления нефти на забое. При периодической эксплуатации скважин период простоя может колебаться в широких пределах — от 30 мин до 2 ч и дольше и зависит от коэффициента продуктивности скважины. Применяется на поздней стадии разработки месторождений, когда поступление нефти из пласта происходит крайне медленно. КЭС - наиболее эффективный, с экономической точки зрения, способ механизированной добычи нефти из мало и средне дебитных скважин. Снижение себестоимости добычи нефти - главное конкурентное преимущество КЭС. Оно достигается одновременным положительным воздействием на все основные составляющие себестоимости добычи нефти: увеличение объёмов добычи, увеличение МРП, снижение энергопотребления. С технологической точки зрения, КЭС обладает рядом уникальных достоинств. Основными из них являются способность эффективно противодействовать практически всем осложняющим эксплуатацию скважин факторам, а также способность противостоять нескольким осложняющим факторам при их одновременном проявлении на одной отдельной скважине

Цель проведенного исследования – анализ применения метода кратковременной эксплуатации скважин (КЭС). Для её достижения формулируются следующие задачи:

- *анализ малодебитного фонда скважин;*
- *рассмотрение КЭС и изучение его особенностей;*
- *определение энергоэффективности примененного метода.*

1 Предпосылки внедрения ПЭС. В период 2010-2012 годов, наряду с интенсивным ростом действующего фонда Шингинского месторождения, наблюдается массовый рост малодебитного фонда. В этот период для подъема жидкости в основном используется УЭЦН с номинальной производительностью 35 м³. Причина роста малодебитного фонда – резкое снижение дебита жидкости по новым скважинам. В данный период наметилась тенденция к вводу в эксплуатацию малодебитных скважин уже на стадии освоения. В 2011 году доля типоразмера ЭЦН-35-2000 достигла уже четверти фонда скважин. Этому способствовало усиление темпа падения дебита жидкости, как на старых скважинах, так и на вводимых после ГРП.

Спуск УЭЦН-35-2000 на новые скважины после ГРП в соответствии с ожидаемыми параметрами дебита 30-40 м³/сут имел свои негативные последствия, это рост отказов погружного оборудования по причине солей, засорения механическими примесями и как следствие снижение МРП скважин месторождения. Применение методики вывода на режим с пониженной частоты, установка шламоуловителя, организация защиты погружного оборудования установками дозирующими ингибитор, периодические промывки и кислотные обработки особо ситуацию не исправляли.

Для выхода из сложившейся ситуации рассматривались следующие варианты:

1. Применение УШГН очень ограничено по глубине спуска насоса. Необходимость создания глубоких депрессий, вынуждает спускать погружное оборудование на глубину ниже 2500 м, что делало невозможным применение отечественных установок УШГН

2. Применение винтовых насосов так же как и УШГН очень ограничено. Как по глубине спуска, так и за отсутствия надежных отечественных эластомеров.

3. Закупка и переход на аналоги малопроизводительных УЭЦН других производителей не дала бы желаемого результат из-за схожести конструкций УЭЦН подобного вида всех производителей, а значит и схожести проблем при эксплуатации малодебитного фонда.

Ни один из перечисленных способов по разным причинам не мог решить проблему подъема жидкости дебитом менее 25 м³/сут. с глубины более 2500 м.

2 Выбор концепции эксплуатации малодебитного фонда скважин. К концу 2011 года на месторождении уже практиковалась методика периодической эксплуатации скважин. Она применялась на тех скважинах, где приточные характеристики не обеспечивали надежную работу погружного оборудования (в рабочей зоне).

Данный режим позволял производить откачку жидкости из скважины в оптимальном рабочем диапазоне УЭЦН, снижая риск отказа погружного оборудования. При этом последующие продолжительные периоды накопления вызывали дополнительно снижение продуктивности. В целях повышения эффективности и поддержания максимальной депрессии на пласт для увеличения продуктивности, а так же для снижения риска замерзания выкидной линии до АГЗУ некоторые скважины стали переводить в режим с периодом накопления, близким по периоду работы.

Увеличение количества пусков не вызывало преград со стороны технической возможности погружного оборудования. В итоге февраль 2011 года можно считать началом постепенного перехода к кратковременной эксплуатации скважин.

Стереотипы, касающиеся снижения ресурса надежности и увеличения количества пульсаций забойного давления, пришлось преодолеть, для этого потребовалось провести целую серию экспериментов по апробированию предложенного способа эксплуатации УЭЦН.

3 Методология подбора скважин и расчет оптимального режима КЭС. Режим КЭС является видом периодической эксплуатации скважин, характеризующейся кратковременной интенсивной откачкой жидкости УЭЦН больших типоразмеров. Эксплуатация низко дебитных скважин в режиме КЭС проводится из-за комплекса осложнений при работе УЭЦН малых типоразмеров в постоянном режиме:

- повышенный износ рабочих органов и низкий КПД установки ЭЦН во время работы в левой зоне напорно-расходной характеристики;
- засорение рабочих органов ЭЦН механическими примесями из-за небольшого размера проходных каналов;
- интенсивное отложение солей на рабочих органах ЭЦН из-за недостаточного охлаждения низким притоком пластовой жидкости.

В режиме КЭС скважина оборудуется УЭЦН больших типоразмеров ($Q \geq 80$ м³/сут), имеющих наилучшие технические и эксплуатационные характеристики, в кратковременном режиме, когда объем откачиваемой жидкости соответствует номинальной подаче. Суть метода заключается в подборе длительности периода работы УЭЦН (5-20 минут), в течение которого рабочая точка насоса находится в зоне максимального КПД насоса, и продолжительности бездействия скважины достаточного для накопления жидкости в скважине для следующей откачки (40-120 минут). Типоразмер оборудования и режим откачки и накопления подбирается на основе расчета температурного режима УЭЦН (при наличии соответствующего программного обеспечения), влияния разгазирования нефти на стабильность работы ЭЦН и максимальной депрессии напласт.

При эксплуатации скважин в режиме КЭС необходимо:

- использование программируемых ЧРП или СУ с плавным пуском. При КЭС как правило не происходит снижения МРП оборудования за счет «мягкого» пуска, ЧРП позволяет устранить ударные пусковые перегрузки;
- применение высоко герметичных обратных клапанов или использование двух обратных клапанов;
- предпочтительно наличие ТМС для контроля температуры ПЭД и давления на приеме ЭЦН.

Возможно программирование СУ не только по времени откачки и накопления, но так же и по значениям давления на приеме.

4 Особенности расчета режима КЭС. Для расчета режима КЭС необходимо точно знать продуктивность скважины, в зависимости от которой определяется время работы. При условии соблюдения зависимости отношения номинальной производительности ЭЦН к продуктивности скважины (в 3-5 раз для достижения энергоэффективности), время цикла (Тп) варьируется от 40 до 80 минут (обычно равно 60 минутам).

Время цикла выбрано с учетом следующих требований:

- обеспечение максимальной добычи. Максимальное приближение усредненного давления на приеме к целевому (расчетному) давлению на приеме (целевому забойному).
- снижение рисков преждевременных отказов. Количество пусков установки имеет экспоненциальную зависимость от времени цикла. Увеличение частоты пусков, в т.ч. плавных, согласно теории надежности по экспоненциальной зависимости увеличивает риски преждевременных отказов;
- исключение вероятности замерзания обратных клапанов в зимний период на устьевой арматуре и замерной установке.

Следует отметить, что максимальный дебит при работе в периодическом режиме достигается при минимальном росте динамического уровня после прекращения его откачки, т.е. при минимальном времени накопления. При этом число запусков-остановок ЭЦН значительно возрастет.

При выборе количества циклов КЭС необходимо руководствоваться показателями надежности оборудования с учетом максимального допустимого количества запусков двигателя УЭЦН. При работе в периодическом режиме так же необходимо учитывать температурный режим работы двигателя. Интенсивность охлаждения двигателя напрямую зависит от динамического уровня и времени его накопления, а именно – чем меньше время накопления, тем лучше охлаждается двигатель.

5 Преимущество и недостатки режима КЭС. В ходе практического внедрения режима КЭС был выявлен ряд преимуществ:

- увеличались объемы добычи нефти на малодебитном фонде скважин;
- сократилось потребление электроэнергии (работа с более высоким КПД установки, чем при постоянной эксплуатации ЭЦН вне рабочей зоны);
- увеличился межремонтный период (МРП);
- появилась возможность эксплуатации скважин, осложненных высокими значениями пластовой температуры, КВЧ и газового фактора;
- снизилась вероятность отложения солей;
- откачка жидкости с высокой скоростью при КЭС осуществляется преимущественно из межтрубного пространства над приемом насоса. Поэтому снижается количество механических примесей попадающих в УЭЦН.

К недостаткам метода можно отнести:

- низкая надежность клапанов на скважинах с высоким КВЧ;
- для определения обводненности, необходим метод "дробного" отбора проб, при этом методе пробы отбираются через равные промежутки времени 5-10 раз в течение цикла откачки, что является трудоемкой задачей.

В ходе внедрения режима кратковременной эксплуатации скважин были решены проблемы надежности и эффективности.

6 Внедрение режима КЭС на Шингинском месторождении. Начиная с февраля 2011 года на Шингинском месторождении, началась фаза активного внедрения методики кратковременной эксплуатации скважин в соответствии с утвержденной методикой. Проведенные мероприятия в первом квартале 2011 года, показали работоспособность метода и, в последующем сформировалось три направления по применению методики КЭС.

1. Перевод без остановки скважины в ремонт на существующем оборудовании. Производится без остановки по фонду с предварительным КВУ для уточнения притока скважины. Основная задача – сохранение объема добычи на уровне до перевода.

2. Перевод в КЭС при проведении ТИКРС. По факту отказа погружного оборудования подбирается оптимальное погружное оборудование, обеспечивающее добычу заявленного суточного объема.

3. Ввод новых скважин с потенциалом менее 30 м³/сут изначально в режиме КЭС. Применение УЭЦН номиналом 80 – 120 м³/сут позволяет на начальном этапе вывода на режим производить плавный отбор жидкости на низкой частоте с постепенным выходом на базовую.

Шингинское месторождение на данный момент является передовым в плане применения методики КЭС в ООО «Газпромнефть-Восток». Наличие специфических условий инфраструктуры, свойства добываемого флюида, применяемое оборудование создали условия для последующих исследований режима кратковременной эксплуатации скважин и совершенствовании методики.

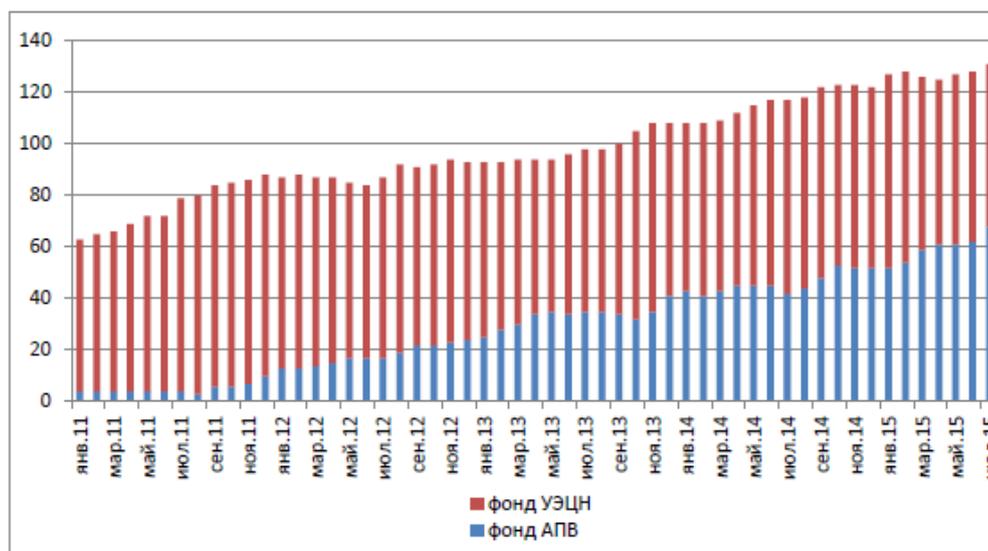


Рис.1 – Динамика фонда скважин Шингинского месторождения 2011-2015г.

7 Определение эффективности режима КЭС с экономической точки зрения. На рисунке 1 представлена динамика фонда скважин, на котором видно, что темп роста доли фонда КЭС более сильней, чем прирост скважин из бурения. В результате развития данной концепции, доля фонда скважин, эксплуатируемых в режиме КЭС Шингинского месторождения постепенно, достигла половины всего механизированного фонда.

Рассмотрим экономическую эффективность метода кратковременной эксплуатации с позиции сокращения затрат на энергопотребление. Для того чтобы информация была наиболее актуальной для анализа возьмем последний по временному отрезку период, при котором известно количество скважин, находящихся в эксплуатационном фонде.

Далее рассмотрим два случая. В первом будет рассматриваться эксплуатация всего фонда скважин механизированным способом без использования метода КЭС. Во втором случае скважины с номинальным дебитом $Q \geq 80$ м³/сут будут рассматриваться с внедрением метода КЭС, остальные два типоразмера (35 и 50 м³/сут) будут иметь традиционную технологию добычи. Используя информацию о технических характеристиках каждого типоразмера ЭЦН и проведя расчеты, получаем сводную таблицу.

Номинал, м3/сут	35	50	80	100	124	
Диапазон подач, м3/сут	20-60	35-70	60-110	70-140	95-160	
КПД, %	39	50	55	60	61	
Мощность, кВт	20,35	22,63	33,02	38,29	46,88	
Кол-во скв для 1 случая	25	40	30	25	12	
ΣКПД для 1 случая	0,37	0,48	0,23	0,21	0,10	
W, кВт*ч/сут	488,4	543,1	792,5	919,0	1125,1	
Wпол, кВт*ч/сут	181,0	258,0	185,4	195,5	116,8	
ΣWпол	4523,8	10319,3	5562,1	4886,3	1401,3	
q, м3/сут	35,0	50,0	80,0	100,0	124,0	
qфакт, м3/сут	35,0	50,0	18,7	21,3	12,9	
Q, м3/сут	875,0	2000,0	561,5	531,7	154,4	4122,65
W/Q, кВт*ч/м3	5,2	5,2	9,9	9,2	9,1	
Кол-во скв для 2 случая	25	40	26	23	18	
ΣКПД для 2 случая	0,37	0,48	0,52	0,57	0,58	
W, кВт*ч/сут	488,4	543,1	169,7	196,8	241,0	
Wпол, кВт*ч/сут	181,0	258,0	88,7	112,2	139,6	
ΣWпол	4523,8	10319,3	2305,7	2580,2	2513,5	
q, м3/сут	35,0	50,0	17,1	21,4	26,6	
qфакт, м3/сут	35,0	50,0	17,1	21,4	26,6	
Q, м3/сут	875,0	2000,0	445,5	492,6	478,0	4291,07
W/Q, кВт*ч/м3	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	
delta W/Q, %/м3	0	0	0,4775	0,43	0,4205	
delta W/Q, руб/м3	0	0	13,85924	11,57798	11,1792	
Σdelta W/Q, %/т	0	0	0,04957	0,049361	0,046843	0,145774
Σdelta W/Q, руб/т	0	0	1798,452	1661,333	1556,687	5016,473

Из приведенной таблицы можно сделать вывод, что в случае перехода части скважин на периодическую эксплуатацию энергозатраты уменьшатся на 14,5% на добываемую тонну нефти, что в денежном эквиваленте представляет собой примерно 5000руб. Данный результат был получен при условии, что значительная часть скважин (65 из 132) осталась работать на прежнем режиме. В случае перевода скважин с номиналом 50 м3/сут также на КЭС, уменьшение затрат на электроэнергию увеличится минимум в 3 раза.

8 Результаты и выводы: На сегодняшний день половина механизированного фонда скважин Шингинского месторождения эксплуатируется в режиме КЭС. Подтверждение эффективности применения метода позволило тиражировать методику на другие месторождения «Газпромнефть-Восток».

Сокращение удельного расхода электроэнергии и повышение надежности системы позволило не только повысить эффективности за счет выполнения мероприятий по переводу в периодический режим, но и сохранять эффект продолжительное время.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов [Текст] / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП «Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
2. Апыткаев Г.А., Сулейманов А. Г. Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН, методом кратковременной периодической работы: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», апрель, 2011. – с. 65-69.
3. Ивановский В.Н. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти [Текст] / В.Н. Ивановский, С.С. Пекин, А.А. Сабиров. – М.: ГУП «Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 256 с.
4. Лапшин А.А. Эксплуатация малодобитных скважин с УЭЦН в периодическом режиме. ОПИ оборудования с широкой рабочей характеристикой: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – с. 14-20.
5. Цынаев Е.В. «Кратковременно-периодический режим работы скважин на ЮЛТ приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хангос», как способ эксплуатации малодобитного ЧРФ». Инженерная практика, № 1, 2012 г., стр. 76-82.
6. Артемьев В.Н., Ибрагимов Г.З., Иванов А.И. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. – Т. 1: Скважина – промысловый сбор – ППД. – М.: Нефтегазотехнология АЛ, 2004.-416с
7. Кузьмичев Н.П., Гуреев В.М. «Кратковременная эксплуатация скважин – новая энергосберегающая технология добычи нефти». Ресурсоэффективность в Республике Татарстан, № 10, 2006 г., стр. 23-25.

**ОСНОВАНИЯ ВКЛЮЧЕНИЯ АНТИКОРРУПЦИОННЫХ ОГОВОРК В ДОГОВОР
БУРОВОГО СУПЕРВАЙЗИНГА****К. Н. Третьяков, Е. Н. Зубаха**

Научный руководитель, ассистент К. Н. Третьяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе развития общества в России, не последнее место занимает противодействие коррупции в государственном и муниципальном управлении, в различных отраслях экономики. Действующее антикоррупционное законодательство своим основным вектором развития имеет противодействие коррупции в сфере государственного и муниципального управления и предпринимательской деятельности. Реализация антикоррупционных мер в сфере государственного и муниципального управления в первую очередь осуществляется через различные законы, в основном уголовного и административного законодательства. В сфере предпринимательской деятельности к мерам уголовного и административного характера, направленным на противодействие коррупции, добавляются меры противодействия коррупции гражданско-правового характера, которые закреплены в договорах в виде антикоррупционных оговорок. В данной статье будут рассмотрены антикоррупционные оговорки на примере договора бурового супервайзинга.

Буровой супервайзинг - это вид производственных отношений, складывающийся при производстве буровых работ, основан на наблюдении специалистом, привлекаемым по договору за деятельностью подрядчика и своевременного извещения заказчика. Как экономико-производственное отношение, отношение бурового супервайзинга оформляется гражданско-правовым договором – договором бурового супервайзинга. Договор бурового супервайзинга не является типичным гражданско-правовым договором, т.е. действующее гражданское законодательство не содержит в себе специальных норм законов и подзаконных актов, которые регулируют подобные отношения. Это касается и обязанности включения антикоррупционных оговорок в текст договора. Однако, стороны договора, руководствуясь принципами свободы договора, самостоятельно включают в договор антикоррупционные оговорки. Чаще всего подобные оговорки встречаются в договорной практике крупных организаций, например, в организациях нефтегазового комплекса, организаций естественных монополий и прочих организаций. Это объясняется тем, что крупные российские организации при работе с иностранными компаниями вынуждены включать подобные оговорки по их просьбе. По этой причине, содержание антикоррупционных оговорок представляют переводы отдельных положений специальных нормативных правовых актов иностранных государств, различных проформ договоров, которые направлены на противодействие коррупции в сфере предпринимательской деятельности.

В российской практике включение антикоррупционных оговорок в договор, в соответствии с принципами гражданского права - свободы договора не противоречат законодательству, но последствия их применения в России и зарубежной европейской практике разные. Например, за нарушение подобной обязанности законодательство некоторых стран, в частности *англосаксонской правовой системы, позволяет требовать компенсации за потерю репутации с виновной стороны, а лицо, нарушившее антикоррупционные обязательства увольняют [1]. По российскому законодательству, лиц виновных в коррупционных преступлениях, привлекают к уголовной ответственности. В случаях предусмотренных законом увольняют.*

Включение в договор антикоррупционных оговорок имеет важное, принципиальное значение. Через включенные в договор антикоррупционные оговорки происходит связь отдельных личностей, наделенных соответствующими полномочиями - директора, представителя наделенного соответствующими полномочиями на совершение сделок с деятельностью самого юридического лица, его деловой репутацией юридического лица.

Действующее антикоррупционное законодательство предусматривает механизмы, которые направлены на ограничение подобного рода преступлений. Важное значение, для противодействия коррупции в сфере предпринимательской деятельности имеют пункты 3 и 5 части 2 ст. 13.3. ФЗ «О противодействии коррупции» о разработке и внедрении в практику стандартов и процедур, направленных на обеспечение добросовестной работы организации; и предотвращении и урегулировании конфликта интересов. В договоре на оказание услуг бурового супервайзинга в том, или ином виде реализуются эти положения ст. 13.3 ФЗ «О противодействии коррупции».

Пункт 3 части 2 статьи 13.3 «О противодействии коррупции» - разработка и внедрение в практику стандартов и процедур, направленных на обеспечение добросовестной работы организации. В крупных нефтегазодобывающих организациях есть свои, специальные локальные акты, которые закрепляют стандартные процедуры, направленные на обеспечение добросовестной работы организации с третьими лицами. Эти акты чаще всего основываются на соответствующих федеральных законах: от 05.04.2013 N 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд», от 18.07.2011 N 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

Реализация пункта 5 ст. 13.3 ФЗ «О противодействии коррупции» предотвращение и урегулирование конфликта интересов. Понятие конфликта интересов определяется статьей 10 ФЗ «О противодействии коррупции» как личная заинтересованность (прямая или косвенная) лица, замещающего должность, замещение которой предусматривает обязанность принимать меры по предотвращению и урегулированию конфликта интересов, влияет или может повлиять на надлежащее, объективное и беспристрастное исполнение им должностных (служебных) обязанностей (осуществление полномочий). Меры преодоления конфликта интересов закреплены в ст. 11 ФЗ «О противодействии коррупции» которая предусматривает порядок предотвращения и

урегулирования конфликта интересов.

Российская практика договорными последствиями нарушения исполнения обязательств антикоррупционных оговорок закрепляет: приостановление исполнения обязательств по договору; расторжение договора с возмещением всех реальных убытков; признание сделки недействительной, включение в соответствующие реестры недобросовестных контрагентов и тому подобное. Данные последствия могут выступать как самостоятельные последствия, так и применяться в совокупности. Если приостановление действия договора как последствие нарушения антикоррупционных оговорок договора закрепляется в договоре, то включение в соответствующие реестры недобросовестных контрагентов и признание сделки недействительной основаны на законах. Например, основанием признания сделок недействительными при нарушении антикоррупционных оговорок будет выступать часть 2 ст. 168 ГК РФ - недействительность сделки, нарушающей требования закона или иного правового акта. С одной стороны нарушением будут являться требования закона о контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд, или закона о закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц. С другой стороны, нарушение локальных правовых актов о закупках товаров, работ и услуг принятых на основании законов.

Таким образом, антикоррупционные оговорки имеют нормативные основы для включения в договоры бурового супервайзинга. Они влекут за собой определенные правовые последствия для лиц вступивших в подобные отношения.

Литература

1. Интервью с членом координационного совета организации "Комитет по борьбе с коррупцией" Ириной Рукиной // официальный сайт Вести ФМ [Электронный ресурс] URL http://radiovesti.ru/article/show/article_id/14849

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ВЬЕТНАМА

Фам Ву Ань

Научный руководитель, доцент М. Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовая промышленность - это важная технико-экономическая отрасль в стратегии развития страны. Добыча нефти это не только источник иностранной валюты для страны, но и самый важный источник энергии для текущего экономического развития. Спустя, более чем 30 лет строительства и развития нефтегазовая промышленность Вьетнама достигла значительного прогресса. В соответствии с законом об иностранных инвестициях во Вьетнаме десятки нефтяных компаний привлечены в добычу нефти и газа с капиталом до 7 млрд. долл. США. Открыто много новых нефтяных и газовых месторождений, добыча нефти и газа быстро выросла, что способствовало выводу страны из экономического кризиса с конца 80-х годов 20-го века, и вывело Вьетнам в список стран-экспортеров нефти. И обеспечило национальную энергетическую безопасность.

Геологические изыскания нефти и газа во Вьетнаме начаты с 1959 г, по просьбе правительства Вьетнама Советское правительство направило экспертов, чтобы помочь нефтяной геологии Вьетнама. С 1959 по 1961г.г. советские и вьетнамские специалисты завершил сводный отчет «Геология и нефтегазовые перспективы в Демократической Республике Вьетнам».

В нефтяной и газовой промышленности Вьетнама доминирует национальная нефтегазовая корпорация «Петровьетнам», действующая под руководством Министерства промышленности и торговли и управляющая этой отраслью. Нефтяная промышленность Вьетнама включает три сегмента: Верхний (Разведка и добыча) - Средний (Транспортировка) и Нижний (Переработка и распределение).

Нефтегазовая промышленность Вьетнама в настоящее время относительно молодая отрасль и не может удовлетворить спрос в стране. Развитию отрасли препятствует недостаточное количество квалифицированных специалистов. Страна в основном экспортирует сырую нефть и импортирует нефтепродукты для местного спроса. Имеющиеся заводы (НПЗ «ЗунгКуат» и «НгиСон») удовлетворяют только около 35% внутреннего спроса. В то же время, спрос на нефтепродукты растет, причем не только в краткосрочной перспективе, но в долгосрочной перспективе из-за демографического взрыва, продолжения развития промышленности, особенно ускорения транспортного сектора. По данным ОПЕК спрос на нефтяное топливо быстро растет, особенно в развивающихся странах, а к 2025 году поставки не будут удовлетворять спрос[1].



Рис. 1. Динамика производства и спроса на нефть и газ во Вьетнаме

В настоящее время годовая добыча нефти и газа в среднем составляет около 24 млн. тонн у.т. В то же время, Вьетнам занимает 4-е место по запасам нефти и 7-е место по запасам газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе (по данным ВР, 2010), одновременно занимает 25-е и 30-е место в мире. Вьетнам имеет отношение запасов к производству (R / P) 32,6 по нефти и 66 по газу. Это указывает на значительный потенциал развития отрасли в будущем.

Нефтегазовый сектор в стране постепенно растет. НПЗ «ЗунгКуат» приступит к реконструкции с планированием увеличения мощности до 9,5 млн. тонн/год, что позволит удовлетворить 50% внутреннего спроса.

Запасы углеводородного сырья в осадочных бассейнах во Вьетнаме значительны (около 4600 миллионов тонн нефти, газа составляет около 50%), в основном распространены в континентальном шельфе. Уникальность вьетнамского шельфа – открытие крупных месторождений в гранитах. Запасы нефти и газа составляют около 1200 миллионов тонн нефти, которая добывается в 11 нефтяных и газовых месторождениях. Потенциал неразведанных запасов нефти и газа в оставшейся области достаточно велик. Это является ценным активом и является основой для разработки развития нефтегазовой промышленности в будущем.

По данным ВР (ВР - британская нефтегазовая компания) в 2013 году запасы нефти Вьетнама составили 0,3% от общего объема во всем мире, среднегодовой прирост 8,5% в период с 2000 по 2012 год[2].

Нефтегазовый потенциал Вьетнама находится в основном в 7 бассейнах: Кыулунг, Кон-Сон, Хонгха, Малайский Тхо Чу, Фу Хань, Парасельские острова и Чьонг Са. Пять из них разрабатываются, а два находятся в разведочной стадии (Парасельские острова и Чьонг Са бассейн). Нефтегазовые бассейны Вьетнама в основном расположены в южном Вьетнаме, являются сложными для освоения. В частности, два бассейна: «Парасельские острова и Чьонг Са» находятся на Южно-Китайском море, расположенные на большой глубине, что требует значительных инвестиций. Бассейн «Кыулунг» является первым во Вьетнаме, где начата эксплуатация, и считается крупнейшим по запасам нефти. Однако, этот бассейн разрабатывался в течение 23 лет, и теперь демонстрирует признаки снижения производства. «Малайский Тхо Чу» также имел значительный нефтегазовый потенциал, но в настоящее время запасы в бассейне «Хонгха» сократились.

Дальнейшее развитие Вьетнам продолжает связывать со стратегическими партнерами, крупными нефтяными компаниями за рубежом. При этом построение системы нефтегазовых портов является одним из важных направлений. Нефтяные порты во Вьетнаме находятся в г. Хайфон, г. Куанг Нинь, г. Нге Ан, г. Дананг, г. Бинь Динь, г. Хо Ши Мин, г. Донг Най и г. Вунгтау. Нефтяные порты во Вьетнаме могут принимать суда водоизмещением 60 - 120 тыс. тонн. Эти порты позволяют импортерам топлива найти источники более дешевых нефти и газа, чем существующие источники в этой области, снизить затраты на разгрузку и потери при погрузке и разгрузке.

Для рассмотрения перспектив развития отрасли нами был проведен свот-анализ развития нефтегазодобывающей отрасли Вьетнама:

Сильные стороны: доля рынка отечественной нефти и газа составляет 35% благодаря плану развития и рационального расширения производства; деятельность в нефтяной промышленности была синхронизирована от разведки и эксплуатации, распределения, до услуг, связанных с добычей нефти и газа.

Слабые стороны: полная зависимость от мировых цен на нефть; низкая степень гибкости из-за государственного управления; качество человеческих ресурсов, а также технологии не могут в полной мере удовлетворить потребности отрасли.

Возможности: государственное участие дает право на многие привилегии; существует значительный потенциал добычи нефти в течение приблизительно 60 лет; нет альтернативных источников энергии потому что альтернативные источники энергии требуют больших инвестиций но их эффективность не высока, отвергается использование ядерных источников энергии из-за токсического воздействия радиоактивных отходов.

Угрозы: запасы нефти снижаются из-за того, что скорость добычи выше, чем скорость разведки; расширение разведки и разработки глубоководных районов будет дорогим, рискованным; план реструктуризации государственной компании «Петровьетнам» влияет на состояние всей отрасли.

Согласно приведенному анализу стратегия развития нефтегазового комплекса Вьетнама должна предусматривать следующие направления.

- Увеличение объемов поисков и разведки нефтяных и газовых ресурсов; поддержку исследований новых объектов, разработку месторождений, развитие отечественной инфраструктуры нефти и

газа. Государственное управление должно осуществляться таким образом, чтобы обеспечить увеличение внутренних поставок и удовлетворение потребностей развития страны, снижение зависимости от поставок из-за рубежа.

- Увеличение инвестиций для проведения научных исследований в отрасли нефти и газа, подготовки высококачественных кадров для того, чтобы найти новые источники энергии (альтернативная энергетика, зеленая энергия), новые технологии развития, снижение затрат в нефтяной отрасли.

- Закон, налоговые режимы и политика государственного финансирования, должны быть изменены таким образом, чтобы способствовать увеличению доходов нефтяных компаний, созданию достаточного финансового потенциала, поощряя их к разработке новых источников энергии, и повышению конкурентоспособности на свободном рынке.

- Необходима государственная экологическая политика, соответствующая международным требованиям безопасности и удовлетворения потребностей в энергетических ресурсах.

- Увеличение стратегического нефтяного резерва для предотвращения перебоев с поставками. Таким образом, Вьетнам имеет широкие возможности для развития современных морских технологий в освоении шельфа Южно-Китайского моря, что позволит увеличить объем добычи углеводородного сырья и обеспечит экономический рост в республике.

Литература

1. OPEC Annual Statistical Bulletin. [Электронный ресурс] URL: https://www.google.ru/url?sa=t&rc=1&q=&esrc=s&source=web&cd=5&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEv ihwuyQ8p_LAh_VDEpoKHUCpAlkQFgg5MAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.opec.org%2Fopec_web%2Fstatic_files_project%2Fmedia%2Fdownloads%2Fpublications%2FASB2014.pdf&usq=AFQjCNEtHkXVPvA7JCoZoVtZRP2OGD1CbQ&sig2=dtqGq_oJ2g8Dueiw ucpg-vw. (Дата обращения: 20.01.2016)
2. Нефтегазовые бассейны на континентальном шельфе Вьетнама . URL: <http://nguoidongbang.blogspot.ru/2014/08/ban-o-tham-do-khai-thac-dau-khi-tren.html> (дата обращения: 30.05.2015);

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ В ЖИЛЫХ РАЙОНАХ

А. И. Холодюков, Л. П. Антух

Научный руководитель, доцент О. В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газоснабжение является необходимым атрибутом современной цивилизации, основным техническим элементом которых являются трубопроводные сети газораспределения и газопотребления. По этим сетям население обеспечивается бытовым газом.

Газификация городов и населенных пунктов России началась в 50-х годах и в 2015 году протяженность трубопроводов, отработавших, более 40 лет стала более 22 тыс. км. Надежная работа газопроводов зависит от частоты отказов, которая в свою очередь зависит от сроков эксплуатации системы в целом.

В соответствии с Приказом Ростехнадзора от 15.11.2013 г. №542 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности», действующие до этого «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» (ПБ 12-529-03) отменены и введены новые, действие которых распространяется на сеть газораспределения, а также, на связанные с ней, процессы эксплуатации, консервации и ликвидации. Требования распространяются на все организации, которые занимаются эксплуатацией, техническим перевооружением, ремонтом, консервацией и ликвидацией сетей. Действует также Технический регламент Таможенного союза «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденный постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. за номером 870. Сфера его действия также охватывает сети газораспределения, и связанные с ними процессы жизненного цикла. Фактически, требования рассмотренного выше Технического регламента и «Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления» не распространяются на сети газопотребления жилых зданий.

Системы газораспределения функционируют в квазистатическом режиме изменения рабочих параметров. В связи с этим такие объекты не рассматривают с точки зрения накопления повреждений в материале газопровода и срок безопасной эксплуатации не регламентируется. Однако, проведенные в последнее время исследования показывают, что в процессе эксплуатации оборудования в материале происходят сложные процессы на микро и макроуровнях, обуславливающие накопление повреждений, которые в локальных зонах могут достигать предельного состояния, и при возникновении внештатной ситуации создают опасность хрупкого разрушения [1].

В данной работе рассматриваются сварные соединения труб газораспределительных систем. Любые сварные соединения обладают определенной неоднородностью свойств [2]. Экспериментально обнаруживаются зоны с повышенной или пониженной твердостью, которые идентифицируются как «твердые» и «мягкие» прослойки. Силовое деформирование таких участков, приводит к неравномерному распределению деформаций и напряжений. При этом реализуется работа внешних сил и выделяется энергия. Часть этой энергии расходуется на накопление повреждений.

Наличие участков сварных соединений с различающимися механическими характеристиками может сопровождаться изменением физических свойств, например, коэффициента термического расширения.

В целях исследования неоднородности свойств газопроводов на распределение напряжений в сварных соединениях в качестве исследуемого материала была выбрана углеродистая сталь 20. Данные по химическому составу и механическим свойствам стали приведены в таблицах 1 и 2 [3].

Таблица 1

Химический состав стали 20

Источник ГОСТ 1050-88	Массовая доля элементов								
	С не более	Si	Mn	Cr не более	Ni не более	Cu не более	P не более	S не более	As не более
	0,17-0,24	0,17-0,37	0,35-0,65	0,25	0,25	0,25	0,035	0,04	0,08

Таблица 2

Механические свойства стали 20

Механические свойства	σв, МПа	σт, МПа	Ψ, %	δ, %
ГОСТ 1050-88	430	280	67	34

При изменениях температуры на границе участков с различными значениями коэффициента линейного расширения, реализуются напряжения. Способы исследования теплового расширения можно разделить на два класса: макроскопические и микроскопические. В макроскопических или dilatометрических методах исследуется изменение объема или длины образца при изменении температуры. С помощью микроскопических (рентгеновских) методов изучают температурную зависимость периодов решетки.

Dilatометрический метод целесообразно использовать для объектов порядка сотен микрон и выше, что наиболее подходит для изучения образцов металла сварного соединения. Для расчетов применяются как истинные, так и средние значения температурного коэффициента линейного теплового расширения. Для установления температурной зависимости коэффициента линейного теплового расширения твердых материалов методом dilatометра величина изменения линейного размера образца передается из зоны нагрева на регистрирующий индикатор посредством стержня из плавленого кварца, собственный коэффициент линейного теплового расширения которого исключительно мал и постоянен до температуры порядка 1300 °К.

Как указывалось выше Технический регламент и «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» не распространяются на сети газопотребления жилых зданий. Для того чтобы сети газораспределения и газопотребления не оказались безнадзорными, постановлением Правительства РФ был введен в действие приказ № 613 от 17 декабря 2013 года «Правила проведения технического диагностирования внутридомового (ВДО) и внутриквартирного газового оборудования (ВКТО)». Эти правила распространяются на все организации независимо от их организационно-правовых форм, осуществляющие техническое обслуживание и ремонт внутридомового и внутриквартирного газового оборудования [7]. Как правило, эти организации не оснащены приборами, которые позволяют оценить уровень накопленных повреждений, и не обладают алгоритмом поиска наиболее опасных, с точки зрения накопления повреждений, участков газопровода. Такое положение с каждым годом эксплуатации увеличивает опасность возникновения локальных трещин и выхода газа в жилые помещения. В последнее время исследователи показали возможность неразрушающего контроля уровня накопленных повреждений в оборудовании, подверженном квазистатическому и циклическому нагружению [6].

Поскольку количество газопроводов, отработавших, более 50 лет увеличивается, может реализоваться ситуация, когда возникновение нештатных ситуаций будет нарастать лавинообразно. Для профилактики такой возможности необходимо провести комплекс мероприятий, который должен включать: увеличение ответственности собственников газовых сетей, диагностических организаций и надзорных органов, разработка научно-обоснованного метода регистрации уровня накопленных повреждений и алгоритма поиска потенциально опасных элементов газораспределительных систем, создание паспортов газопроводов с указанием технического состояния объекта на момент технического освидетельствования.

Литература

1. Влияние квазистатических режимов нагружения на прочность сосудов, работающих под давлением/ Ю.С. Ковшова, И.Р. Кузеев, Е.А. Наумкин, Н.А. Махутов, М.М. Гаденин //Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2014. Т. 80. №8. С.50-55.
2. Марочник сталей и сплавов /Под ред. А.С. Зубченко. М.: Машиностроение, 2001. 313 с.
3. Биргер И.А., Мавлютов Р.Р. Сопротивление материалов: учеб. пособие. М.: Наука, 1986. 560 с.
4. Взаимосвязь деформационного рельефа поверхности и степени поврежденности стали при малоцикловом нагружении /А.А. Демченко, М.В. Демченко, А.В. Сисанбаев, Е.А. Наумкин, И.Р. Кузеев //Химическая физика и мезоскопия. 2012. Т.14. №3. С. 426-429.
5. Исследования фрактальной деформационной поверхности стали лазерным сканирующим методом/А.А. Демченко, М.В. Демченко, А.В. Сисанбаев, И.Р. Кузеев // Химическая физика и мезоскопия. 2012. Т.14. №4. С. 569-573.
6. Исследование взаимосвязи деформационного рельефа и степени поврежденности стали/ А.А. Демченко, М.В. Демченко, А.В. Сисанбаев, Е.А. Наумкин И.Р. Кузеев // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2013. Т.79. №2. С. 42-44.

7. Пожарницкая О.В. Конкурентоспособность компаний как основа экономического роста в сфере нефтегазодобычи. *Проблемы геологии и освоения недр* Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. Томск, 2012. С. 731-733.

ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА НА ПРЕДПРИЯТИИ НА ПРИМЕРЕ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ИНТЕГРА».

Т. А. Худаяров

Научный руководитель, доцент М. Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основанная, в марте 2004 г. с целью формирования высокотехнологичной нефтесервисной группы, «Интегра» в настоящее время, занимает одну из ведущих позиций в России в сфере услуг нефтесервиса. Группа компаний «Интегра» предоставляет комплекс продуктов, услуг и решений для всех этапов жизненного цикла месторождения - от подготовки и утверждения проекта разработки месторождения до проектирования, строительства и заканчивания скважин, повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) и ликвидации скважин [1].

Одним из основных принципов деятельности Группы компаний «Интегра» является устойчивое развитие, предусматривающее рациональное использование и сохранение природных ресурсов. В связи с этим руководство компании произвело предварительную экологическую оценку для внедрения экологического менеджмента, в результате чего производственные процессы в компании были организованы с учётом международных требований к системе управления воздействием на окружающую среду [1].

С этой целью в компании разработана и утверждена «Экологическая политика», которая определяет обязательства в области экологической безопасности, а именно:

- планирование деятельности Обществ ГК «Интегра» с учётом действующего природоохранного законодательства, а так же минимизации негативных воздействий на окружающую среду;
- внедрение производственных процессов и оборудования с использованием передовых экологически безопасных наилучших доступных технологий;
- снижение рисков возникновения аварийных ситуаций с экологическими последствиями на основе своевременного обследования и полномасштабной диагностики объектов и оборудования, а так же эффективного управления Обществами ГК «Интегра»;
- совершенствование природоохранной деятельности ГК «Интегра»;
- совершенствование системы подготовки кадров, образовательного и профессионального уровня персонала Обществ ГК «Интегра», предусматривающей обеспечение экологической безопасности, рационального использования природных ресурсов и охраны окружающей среды;
- формирование экологической культуры в области охраны окружающей среды и рационального природопользования каждого работника ГК «Интегра»;
- систематического осуществления внутренних экологических аудитов;
- учёта отдаленных экологических последствий при осуществлении деятельности Обществ ГК «Интегра»;
- реализации природоохранных мероприятий позволяющих минимизировать негативное воздействие на окружающую среду;
- открытости экологически значимой информации о деятельности Обществ ГК «Интегра» для Заказчиков, граждан и общественных организаций.

Экологическая политика, выражающая позицию всех Обществ ГК «Интегра» по отношению к окружающей природной среде и реализации принципов устойчивого развития в современных условиях, является основой для определения экологической стратегии ГК «Интегра», целевого планирования её деятельности в сфере экологии на краткосрочный и среднесрочный период [1].

В ГК «Интегра» действует непрерывное повышение качества услуг и процессов. **повышение качества оказываемых услуг** осуществляется через инвестиции в модернизацию парка оборудования, развитие и мотивацию персонала, эффективное планирование и управление производственными процессами.

ГК «Интегра» считает качество работ, охрану труда сотрудников, соблюдение требований промышленной безопасности и охрану окружающей среды (К, ОТ, ПБ и ООС) основными ценностями в своей деятельности и выявляет следующие обязательства в области обеспечения безопасности:

- устанавливать цели, планировать работу и интегрировать вопросы Безопасности в систему принятия управленческих решений на всех уровнях управления;
- создавать благоприятные условия для целенаправленного выявления и снижения рисков для жизни, здоровья и окружающей среды;
- устанавливать, измерять и оценивать показатели по Безопасности, а также проводить самооценку соответствия установленным внешним и внутренним требованиям.

Принимая данную Политику, компания ставит задачу постоянно развивать и совершенствовать систему менеджмента Безопасности как инструмент реализации Принципов и Обязательств настоящей Политики, а также содействовать созданию такой атмосферы, в которой все сотрудники Группы компаний «Интегра» будут разделять приверженность по обеспечению Безопасности на рабочих местах [1].

Система менеджмента качества ГК «Интегра» соответствует требованиям стандартов ISO 9001:2008, ГОСТ ISO 9001–2011. Компанией внедрены и сертифицированы система экологического менеджмента (ISO 14001:2004) и система менеджмента охраны труда и промышленной безопасности (OHSAS 18001:2007).

Литература

1. Официальный сайт ГК «Интегра» <http://integra.ru/>

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ КОМПЕТЕНЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

Д. В. Худяков

Научный руководитель, профессор Е. В. Нехода

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Научные исследования в области системного подхода проводятся в России не первое десятилетие. Систематическое изложение и анализ теоретических основ наиболее значимых научных школ менеджмента: «классической» теории управления, школы «человеческих отношений», современных организационных теорий, «индустриальной социологии» представлено в трудах Д. М. Гвишиани, Ю. С. Попкова, В. Н. Садовского, А. А [1].

Системный подход предлагает процедуру планирования, проектирования, оценки и др. Рассматривая систему управления организацией, в которую входит и оценка профессиональных компетенций специалиста, мы рассматриваем и саму оценку во-первых, как самостоятельный элемент системы и, во – вторых собственно подсистему со своими взаимосвязями, элементами, принципами.

Ведущий ученый в области оценки как философской категории, Дамадаран А.А в своих исследования выделяет три правила, которые важны для любой оценки[2].

Так как систему оценки разрабатывают специалисты, имеющие определенный уровень подготовки и опыта, при современном уровне доступа к огромному массиву разного рода информации, едва ли удастся избежать определенной степени предвзятости в полученных оценках. Уменьшить влияние предубеждений при проведении оценки можно двумя способами:

- до совершения оценки не следует прислушиваться к радикальному общественному мнению по поводу ценности объекта исследования, что приводит к его недооценке или переоценке;
- прежде чем приступить к оценке, следует свести к минимуму влияние своих собственных убеждений по поводу того, насколько переоценён или недооценён объект.

Реализовать на практике принципы оценки и уменьшить влияние предубеждений при её проведении возможно при системном подходе к оценке.

Системный подход, характеризует способ организации действий, которые могут включать любой род деятельности, выявляя закономерности и взаимосвязи с целью их более эффективного использования. Во-первых системный подход является методом решения задач, во-вторых - методом постановки задач. Это качественно более высокий, нежели просто предметный, способ познания.

Сегодня системный подход применяется довольно широко в экономических исследованиях. Например, школой академика К.А. Багриновского разработана методология использования системного подхода в стратегическом планировании развития предприятия [3]. Системными являются совершенно специфические исследования, которые выполняются там, где применение общей теории систем связано с целями работы и характером изучаемого объекта.

Для оптимизации системы оценки, количество тестовых заданий по каждой компетенции было увязано с матрицей компетенции, а именно зависело:

- количества вопросов i -го уровня сложности вопросов по j -ой компетенции.
- доля j -ой компетенции по i -ым уровням сложности.

Максимальное число тестовых заданий в системе оценки отводилось тем компетенциям, которые занимали наибольший удельный вес при тестировании специалистов. Например, по таким компетенциям: «бурение скважин», «технология бурения нефтяных и газовых скважин», «монтаж и эксплуатация нефтяных и газовых скважин», тестировались практически все специалисты подразделений и служб организации. Следовательно, количество тестовых заданий по данным компетенциям было наибольшим в системе оценки. Другими словами система оценки оптимизирована по принципу значимости компетенции в ходе тестирования специалистов.

Удельный вес компетенций зависел от количество j -х компетенций i -го уровня сложности, согласно спецификаций и кодификаторов разработанных в системе оценки и общего количества тестовых заданий, которые составили систему оценки.

Количество вопросов по каждой компетенции определялось по следующей формуле:

$$m_{ij} = \left(d_{ij} \cdot \sum_{i=1}^n m_{ij} \right) / 100, \quad (1)$$

где m_{ij} – количество вопросов i -го уровня сложности по j -й компетенции;

d_{ij} – доля j -й компетенции по i -м уровням сложности.

Удельный вес компетенций определялся как:

$$d_{ij} = \left(k_{ij} / \sum_{i=1}^n k_{ij} \right) \cdot 100, \quad (2)$$

где k_{ij} – количество j -х компетенций i -го уровня сложностей в таблице 1 представлена система оценки специалистов по бурению в нефтегазовой отрасли.

Таблица 1

Тематическая спецификация тестовых вопросов по профилям компетенций специалистов
нефтегазовых компаний (специализация – бурение нефтяных и газовых скважин)

Элементы модели	Уровень компетентности				k_{ij}	d_{ij}	m_{ij}
	Начинающий	Рабочий	Опытный	Эксперт			
<i>Знания в сфере основ менеджмента</i>							
Основы экономической деятельности предприятий НГК	25	25	20	5	75	3,7	37
Основы менеджмента	20	15	10	5	50	2,5	25
Основы нефтегазового дела	30	25	20	5	80	4,0	40
Основы правоведения	15	10	10	5	40	2,0	20
<i>Знание организации бизнеса</i>							
Уставные документы, политика и процедуры	25	15	5	5	50	2,5	25
Организационная среда	40	25	15	5	85	4,2	42
Направления бизнеса	15	15	10	5	45	2,2	22
<i>Знание процессов «Бурение нефтяных и газовых скважин»</i>							
Геология	25	15	15	0	55	2,7	27
Разработка месторождений	50	25	25	10	110	5,5	55
Бурение скважин	50	40	30	5	125	6,2	62
Добыча нефти и газа	60	50	15	6	131	6,5	65
Метрологическое обеспечение производства	20	15	10	5	50	2,5	25
Система сбора и подготовки скважинной продукции	20	15	15	5	55	2,7	27
Ведение ремонтных работ на скважине	50	25	15	10	100	5,0	50
Нефтепромысловая химия	25	15	10	5	55	2,7	27
Физика пласта	25	10	10	5	50	2,5	25
Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ	35	15	10	5	65	3,2	32
Механика сплошной породы	20	15	10	5	50	2,5	25
Технология бурения нефтяных и газовых скважин	35	30	15	5	85	4,2	42
Монтаж и эксплуатация бурового оборудования	50	30	15	5	100	5,0	50
Геофизические исследования скважин	25	10	10	5	50	2,5	25
Направленное бурение нефтяных и газовых скважин	45	25	15	5	90	4,5	45
<i>Навыки в сфере IT-технологий</i>							
*SAP Логистика	15	10	5	5	35	1,7	17
*SAP Ремонт основных средств	15	10	5	5	35	1,7	17
Автоматизация производственных процессов в бурении	22	15	5	5	47	2,3	23
Lotus Notes	14	38	7	5	64	3,2	32
СЭА	20	21	5	5	51	2,5	25
MS Office (Word, Excel, Power Point)	25	52	17	5	99	4,9	49
Internet/Intranet	12	53	10	5	80	4,0	40
Всего компетенций k_{ij}	346	564	147	5	2007	*	*
Доля вопросов по компетенциям d_{ij} , %	32,6	53,11	13,84	0,47	100	100	*
Кол-во вопросов m_{ij} , всего	313	510	133	5	-	-	1000

Литература

1. Д. М. Гвишиани Избранные труды по философии, социологии и системному анализу / Под редакцией Ю. С. Попкова, В. Н. Садовского, А. А. Сеитова. М.: «Канон +» РООИ «Реабилитация», 2007. – 672с.
2. Дамадаран А.А. Инвестиционная оценка/ Пер. сангл. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2004. – 1342
3. Багриновский К.А., Матюшок В.М. Экономико-математические методы и модели (микрoэкономика):учеб.посobie - М.: Изд-во РУДН ISBN 5209009521 1999 183

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ НЕМАТЕРИАЛЬНЫХ АКТИВОВ В СТРОИТЕЛЬНОЙ ОБЛАСТИ**М. Н. Чуприкова***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В деятельности любого предприятия нематериальные активы оказывают существенное влияние на экономические и финансовые показатели работы. Поэтому качественная оценка НМА и объектов интеллектуальной собственности так необходима для успешного функционирования предприятия. Оценка нематериальных активов существенно повышает стоимость компании, положительно влияет на ее имидж и привлекательность в глазах инвесторов и партнеров.

Нематериальные активы – объекты промышленной и интеллектуальной собственности и иных имущественных прав, минимальный срок использования которых превышает 12 месяцев и которые приносят доход и не имеют материально-вещественной формы [1].

НМА представляют собой ресурс, используемый в управленческих, экономических, производственных отношениях организации, являются источником дополнительной стоимости, сами имеют стоимость и выступают в качестве объекта в отношениях «купли-продажи» ресурсов, обеспечивающих дееспособность организации, а также в субъектно-объектных отношениях организаций [2].

К нематериальным активам отнесены [3]:

- исключительные права патентообладателя на изобретения, промышленные образцы, полезные модели и селекционные достижения;
- исключительные авторские права владельца на товарный знак и знак обслуживания, наименование места происхождения товара;
- имущественное право автора или иного правообладателя на топологии интегральных микросхем;
- деловая репутация организации, а также организационные расходы, которые в соответствии с учредительными документами признаны вкладом в уставный капитал организации.

В российской экономике значимость нематериальных активов существенно занижена. Одна из причин такого состояния лежит, во-первых, в плоскости недооценки в целом большинством бизнесменов тех перспектив, которые открываются при надлежащем их использовании, а, во-вторых, недостаточностью внимания к вопросам моделирования эволюции экономики с учетом НМА.

Данное упущение обусловлено тем, что предприятия, как правило, стремятся или не показывают своих активов, или делают это по минимуму. Причиной этому служит, прежде всего, несовершенное законодательство, и в частности, его налоговая составляющая, которая вынуждает каждое предприятие выбирать путь развития, далекий от инновационного, а в совокупности это пагубно сказывается на перспективах всей страны.

В соответствии с федеральным стандартом [4], оценщик должен рассмотреть все три подхода: доходный, сравнительный и затратный.

Доходный подход базируется на применении следующих методов:

- избыточных прибылей;
- дисконтирования денежных потоков;
- освобождения от роялти;
- преимущества в прибылях.

Под методом избыточных прибылей подразумевается, что не отраженные на балансе нематериальные активы приносят предприятию избыточную прибыль, что обеспечивает доходность на активы и собственный капитал выше среднотраслевого уровня. Данный метод в основном используется для оценки деловой репутации организации.

Метод дисконтирования денежных потоков основан на прогнозировании денежных потоков организации в перспективе и их приведении к настоящему (или будущему) моменту времени. Важным принципом использования этого метода является разграничение задач.

Метод освобождения от роялти используют при оценке патентов и лицензий. Роялти выражают в процентах от общего объема выручки от реализации, произведенных с применением патентованного средства. Стоимость интеллектуальной собственности представляет собой величину будущих платежей по роялти в течение срока службы патента или лицензии. Размер роялти устанавливают на основании анализа рынка. Данный метод имеет признаки как доходного, так и рыночного подходов [5].

Методом преимущества в прибылях оценивается стоимость изобретений. Под преимуществом в прибыли понимается дополнительная прибыль, обусловленная оцениваемым нематериальным активом. Она равна разности между прибылью, полученной при использовании изобретений, и той прибылью, которую производитель получает от реализации продукции без использования изобретения [6].

Сравнительный подход основан на том, что объекты оценки участвуют в сделках купли-продажи. Данные по идентичным сделкам сравнивают с оцениваемыми объектами.

При применении данного метода необходимо осуществить сравнительный анализ передаваемых имущественных прав по каждому объекту интеллектуальной собственности и общего объема притязаний, вытекающих из формулы изобретения. Так как статистический анализ в сравнительных технологиях не совсем корректен и достаточен, следует использовать методы экспертных оценок, основанные на привлечении нескольких экспертов, мнения которых можно использовать при принятии решений о заключении сделки.

Данный метод применяется для определения стоимости франшиз и лицензий на определенные виды деятельности.

Затратный подход предполагает использование следующих методов:

- стоимости создания;
- выигрыша в себестоимости.

Метод стоимости создания обычно применяется тогда, когда нет возможности применить другие методы оценки результатов интеллектуальной деятельности.

Метод заключается в поэлементной оценке рыночной стоимости активов и обязательств организации и обусловлен различием результатов балансовой и рыночной оценки составляющих активов и пассивов организации. При оценке действующей компании используется метод чистых активов, при решении ликвидации или покупки компании используется метод ликвидационной стоимости.

Метод выигрыша в себестоимости включает в себя элементы затратного и сравнительного подходов. Согласно данному методу стоимость нематериальных активов рассчитывается через определение экономии на произведенных расходах в результате применения ноу-хау.

Специфика строительной отрасли непосредственно накладывает отпечаток на выбор методов оценки НМА предприятий соответствующей отрасли. Ниже приведем признаки, характерные для строительных организаций:

1. Нематериальные активы вносят значительный вклад в суммарную стоимость предприятия. Типичной является ситуация, когда два предприятия-аналога, обладающих сопоставимыми материальными имущественными комплексами, имеют существенно различный потенциал кредитования и инвестиционную привлекательность, что, в свою очередь, обуславливает различную величину их рыночной стоимости. Причиной такого расхождения является наличие разнообразных нематериальных активов.

Полноценный анализ всех бизнес-цепочек предприятия строительной отрасли и его связей с контрагентами является одним из важнейших этапов оценки его стоимости, некорректная реализация которого способна привести к существенному искажению итоговой величины стоимости предприятия или пакета его акций (доли участия).

2. Особенности налогообложения, такие как: массовое возмещение НДС, практика закрытия актов выполненных работ к концу календарного года, несовпадение дат подписания актов выполненных работ и дат движения денежных средств. Данные особенности оказывают наибольшее влияние на расчеты, проводимые в рамках доходного подхода к оценке.

3. Использование разнообразных источников финансирования/моделей реализации продукции, например, таких как: приобретение жилья за безналичный расчет; приобретение по смешанной схеме налично/безналичного расчета; рассрочка платежей, предлагаемая застройщиком; вексельная схема финансирования; «классическое» и ипотечное кредитование. Указанные схемы оказывают прямое влияние на корректность прогноза денежных потоков и на точность определения величины ставки дисконтирования, учитывая специфику структуры рисков данной отрасли.

4. Значительная доля запасов/товаров в производстве в составе актива баланса. Данные статьи активов относятся к классу оборотных средств, не изъятых из оборота. По факту в составе данных статей могут числиться объекты незавершенного строительства, «замороженные» объекты. Следовательно, данные активы больше соответствуют внеоборотным, так как на некоторый продолжительный период времени объекты изъяты из оборота предприятия. Некорректный учет описанной специфики может привести к ошибочным трактовкам полученных результатов при проведении оценки.

Таким образом, при оценке нематериальных активов предприятий, связанных со строительством, необходимо в обязательном порядке учитывать специфику данной отрасли, а также присущие ей риски. Ошибки при толковании результатов произведенных расчетов в такой капиталоемкой отрасли, как строительство, могут привести к неблагоприятным последствиям для предприятия. С ростом инновационной деятельности и постановления все большего числа нематериальных активов на баланс предприятий Россия постепенно выйдет на новый уровень. На данный момент проводится разработка федерального стандарта оценки (ФСО) «Оценка стоимости НМА и ИС».

Литература

- 1 Положение по бухгалтерскому учету «Учетная политика организации» (ПБУ 1/2008) (от 06.10.2008 N 106н). Положение по бухгалтерскому учету «Изменения оценочных значений» (ПБУ 21/2008) (от 06.10.2008 N 106н): [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_142566/, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 20.04.2015).
- 2 Ольховский, В. В. Управление нематериальными активами как инновационным ресурсом развития современных организаций / В. В. Ольховский; Российская академия государственной службы при Президенте РФ (РАГС). – Москва: РАГС, 2009. – 304 с.
- 3 Положение по бухгалтерскому учету «Учет материальных активов» (ПБУ 14/2007) (от 27.12.2007 г. N 153н): [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=111054;div=LAW;dst=100004,-1;rnd=0.26323780487291515>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 20.04.2015).
- 4 ФСО №1 «Общие понятия оценки, подходы к оценке и требования к проведению оценки» (от 20.07.2007 г. N 256): [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.labrate.ru/laws/20070720_prikaz_mert_256_fso-1_appraisal-approaches.htm, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 20.04.2015).

- 5 Чеботарев, Н. Ф. Оценка стоимости предприятия (бизнеса) : учебник / Н. Ф. Чеботарев. – Москва: Дашков и К, 2009. – 253 с.
- 6 Есипов, В. Е. Оценка бизнеса : учебное пособие / В. Е. Есипов, Г. А. Маховикова, В. В. Терехова. – 2-е изд. – СПб.: Питер, 2008. – 464 с.
- 7 Иванус А. О факторах неопределенности инновационной экономики / А. Иванус // Практический маркетинг. – 2012. - № 10. – С. 4-9.
- 8 Елохова И. В. Оценка интеллектуальной собственности как фактор повышения стоимости инновационного предприятия / И. В. Елохова, Л. А. Назарова // Вестник Пермского университета. Экономика. – 2012. – Вып. 1(12). – С. 93-101.
- 9 Козырев А. Н. Оценка стоимости нематериальных активов и интеллектуальной собственности / А. Н. Козырев, В. Л. Макаров. – Москва: Интерреклама, 2003. 352 с.

ОЦЕНКА ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА В ГРУППЕ КОМПАНИЙ «ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ» (ИНК).

А. В. Шарапов

Научный руководитель, доцент М. Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) является одним из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России. Иркутская нефтяная компания и аффилированные с ней юридические лица (группа компаний ИНК) занимаются геологическим изучением, разведкой и добычей углеводородного сырья на месторождениях и лицензионных участках недр в Восточной Сибири – в Иркутской области и Республики Саха (Якутия).

В группе компаний ИНК вопрос развития интегрированных систем менеджмента становится все более актуальным, поскольку компания сталкивается с серьезной конкуренцией со стороны западных и некоторых отечественных компаний, подтвердивших сертификатами свои достижения в области управления качеством, экологией и профессиональной безопасностью. Не вызывает сомнений, что внедрение группы стандартов как интегрированной системы более экономично и эффективно по сравнению с независимым внедрением нескольких стандартов системы менеджмента.

Интегрированная система менеджмента - это часть общей системы менеджмента, объединяющая систему экологического менеджмента и систему менеджмента охраны труда и здоровья персонала.

Система экологического менеджмента – это часть общей системы менеджмента компании, используемая для разработки и внедрения её экологической политики и управления ее экологическими аспектами.

Систему менеджмента охраны труда и здоровья персонала - это часть общей системы менеджмента компании, используемая для разработки и внедрения политики в области охраны труда и управления рисками в области охраны труда.

Основными принципами интегрированной системы менеджмента в группе компаний ИНК являются:

–Предотвращение загрязнения окружающей среды, травматизма и заболеваемости персонала и населения;

–Минимизация негативного воздействия производственной и иной деятельности на окружающую среду;

–Снижение производственных рисков;

–Рациональное использование природных ресурсов, внедрение современных технологий по обращению с отходами;

–Совершенствование интегрированной системы менеджмента, разработанной с учетом требований международных стандартов ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007;

–Контроль соответствия деятельности подрядных организаций требованиям политики ИНК в области охраны окружающей среды, безопасности труда и здоровья персонала;

–Повышение квалификации, знаний и ответственности сотрудников ИНК по вопросам охраны окружающей среды, безопасности труда и здоровья персонала;

–Прямой диалог с заинтересованными сторонами путем проведения общественных обсуждений оценки воздействия планируемой деятельности на окружающую среду, размещения материалов в СМИ и на сайте компании;

–Социальная поддержка местного населения, коренных малочисленных народов Севера в местах осуществления производственной деятельности группы компаний ИНК.

Внедрение интегрированной системы менеджмента позволяет решить следующие проблемы, возникающие при параллельном или последовательном независимом внедрении нескольких стандартов:

–дублирование процессов, документов, должностей и функций подразделений;

–запутанность взаимосвязей между системами управления качеством, экологией, профессиональной безопасностью и здоровьем при независимом внедрении;

–сложность целостного восприятия системы менеджмента руководством компании, и, соответственно, низкая эффективность планирования, контроля и управления в целом;

–длительный срок внедрения группы стандартов на предприятии;

–большая трудоемкость и потребность в ресурсах при независимом внедрении группы стандартов.

Осенью 2013 года интегрированная система менеджмента компаний группы компаний ИНК успешно прошла сертификационный аудит. Его провел мировой лидер по сертификации промышленных предприятий — DQS Holding GmbH. Группа компаний ИНК получила сертификаты соответствия Системы экологического менеджмента и Системы менеджмента охраны труда и техники безопасности международным стандартам. Международная сертификация является подтверждением высокого качества её управления и ориентиром для партнеров ИНК.

Тесно взаимодействуя с независимым экологическим консультантом и Европейским Банком Реконструкции и Развития (ЕБРР), группа компаний ИНК реализует комплексную программу природоохранных мероприятий и мониторинга своей деятельности, включающую:

- Бережное отношение к территориям проживания коренных малочисленных народов;
- Совершенствование системы утилизации отходов;
- Тщательный мониторинг выбросов в атмосферу, качества почвы, подземных и поверхностных вод на территории производственной деятельности компании;
- Прочие мероприятия, направленные на охрану окружающей среды.

Помимо этого, в ряде районов осуществляется изучение и охрана мест обитания животных, птиц и растений, находящихся под угрозой исчезновения.

Приоритетной задачей группы компаний ИНК в области экологической безопасности является сокращение загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках. В рамках ее выполнения холдинг ведет работу по повышению уровня утилизации попутного нефтяного газа до 95%.

С 2012 года ИНК утилизирует попутный нефтяной газ посредством его закачки в пласт на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении. Для этого была построена и введена в эксплуатацию установка комплексной подготовки газа. Группа компаний ИНК ежегодно вводит в эксплуатацию новые компрессорные установки, таким образом увеличивая объемы закачки попутного нефтяного газа в пласт. Процесс закачки газа в пласт не только способствует сокращению выбросов парниковых газов в атмосферу, но и является примером рационального природопользования, позволяющим сохранять метан в недрах для его дальнейшего использования.

На месторождениях и лицензионных участках группы компаний ИНК большое внимание уделяется вопросам охраны водных ресурсов поверхностных и подземных вод. Компании, входящие в группу, стремятся минимизировать воздействие на водные ресурсы на всех этапах разведки и добычи углеводородного сырья. В эту работу входит строительство сетей водоотведения на месторождениях, а также установка современных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод. Кроме того, ИНК ведет регулярный мониторинг химического состава сточных вод, почв и грунтовых вод в местах исторического загрязнения территорий.

Таблица 1

Годовой отчет по выполнению компаний требований корпоративного плана экологических и социальных мероприятий за 2014 г.

Аспект плана мероприятий по охране окружающей среды и социальным вопросам	% выполнения
Основные вопросы корпоративного управления	83
Планирование действий в чрезвычайных ситуациях	70
Диалог с внутренними и внешними заинтересованными сторонами	93
Общие вопросы, касающиеся использования земель	80
Водопотребление и источники водоснабжения	80
Очистка и сброс сточных вод	72
Охрана атмосферного воздуха	85
Опасные материалы	60
Управление отходами и обращение с особо опасными веществами	80
Почвы и грунтовые воды	73
Деятельности в области охраны труда и обеспечения безопасности	70
Рациональное использование природных ресурсов	60
Ключевые экологические требования настоящего периода	100

В результате производственной деятельности группы компаний ИНК образуются различные виды промышленных и бытовых отходов. Компании, входящие в группу, прикладывает максимальные усилия для их утилизации. На месторождениях устанавливаются комплексы термического обезвреживания нефтешламных и бытовых отходов. Более того, группа компаний ИНК построила и эксплуатирует полигон твердых бытовых отходов, на котором бесплатно утилизируются и бытовые отходы поселка Верхнемарково.

В рамках исполнения требований интегрированной системы менеджмента, в группе компаний ИНК на территории ведения производственной деятельности введены запреты на:

- охоту любыми способами и средствами;
- рыбную ловлю;

–хранение и ношение оружия;
 –сбор дикоросов;
 –привоз кошек и собак на месторождения, за исключением собак осуществляющих охранную деятельность в охранном предприятии.

Международный экологический консультант компания ЭНВАЙРОН совместно с представителями экологического департамента ЕБРР в 2014 году проверяли выполнение природоохранных и социальных мероприятий на объектах компании ИНК в ходе мониторингового визита. По результатам поездки представителями ЕБРР было отмечено высокое качество проводимых работ. Средневзвешенная оценка выполнения всех мероприятий плана за отчетный период составила более 76%, что несколько выше результатов предыдущего года и в целом хорошо оценивает деятельность компании в части соблюдения применимых требований.

Группа компаний ИНК ведет открытый диалог со всеми заинтересованными сторонами по вопросам природоохранной деятельности и экологической безопасности. Все проекты проходят процедуру общественных слушаний, для СМИ регулярно организуются пресс-конференции и поездки на месторождения.

Литература

1. Официальный сайт ИНК «Иркутская нефтяная компания». [Электронный ресурс] Режим доступа открытый: [http:// www.irkutskoil.ru](http://www.irkutskoil.ru)
3. Отчет о выполнении природоохранных и социальных мероприятий ООО «ИНК» за 2014 год. [Электронный ресурс] Режим доступа открытый: <http://www.irkutskoil.ru/society-and-ecology>
4. Международный стандарт ISO 14001:2004: Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению;
5. Международный стандарт OHSAS 18001:2007: Системы менеджмента безопасности труда – Требования.

ЛОГИСТИЧЕСКАЯ ИНФРАСТРУКТУРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И РАЗВИТИЕ НОВОСИБИРСКОГО ДОРОЖНОГО ЦЕНТРА.

В. П. Шафиков, Л. П. Антух

Научный руководитель, доцент О. В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

Новосибирская область нуждается, в развитии логистической системы эта потребность возникла в результате экономического роста региона, и близ лежащих областей, таких как Томская, Кемеровская и красноярский край. Модернизация транспортной инфраструктуры способствовала увеличению объемов перевозимых грузов, появлению новых направлений перевозок, созданию крупных центров хранения и распределения грузов.



Рисунок 1. Основные транспортные коридоры, проходящие через Новосибирскую область

Географическое расположение Новосибирской области является определяющим фактором для развития транспортного центра узла хранения, распределения и транзита грузов всей Сибири. Новосибирск стоит на пересечении транспортных артерий России - это Транссибирская железнодорожная магистраль с веткой в Казахстан и страны Азии, федеральные автомобильные трассы М51 на западном направлении, "Чуйский тракт" М52 ведущий в Китай и Монголию и М53 в направлении Томска, Кемерово и Красноярска. В летний период использование таких рек как Обь, Томь и Енисей обеспечило развитие инфраструктуры Северного морского пути, приблизило к освоению богатых месторождений углеводородов русской Арктики.

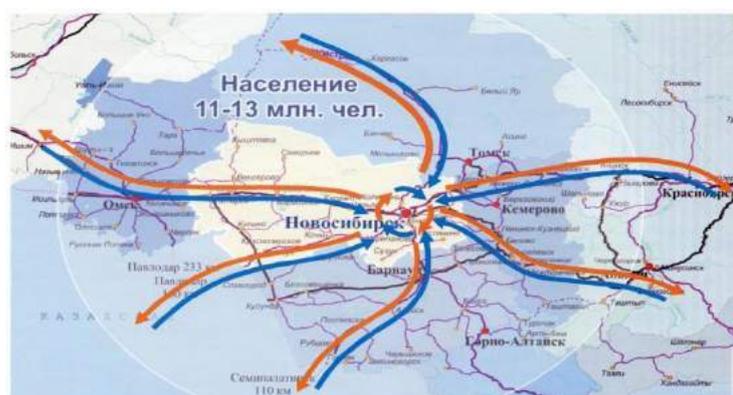


Рисунок 2. Направления груза - транспортных потоков Новосибирской области

По данным Росстата за период 2014 года доля транспорта в ВВП России составляет 8,2%, а доля транспорта в ВВП новосибирской области 12,5%, с динамикой прироста грузооборота 5 - 9% за пятилетний период. На основе этих данных можно сделать вывод, что Новосибирская область имеет большой потенциал развития в данной отрасли. Динамика грузооборота показана в таблице №1.

Таблица 1

Грузооборот по видам транспорта Новосибирской области (млрд. тонн - км.)

	2009	2010	2011	2012	2013
Весь транспорт	4446	4752	4915	5056	5084
железнодорожный	1865	2011	2128	2222	2196
автомобильный	180	199	223	249	250
трубопроводный	2246	2382	2422	2453	2513
водный (внутренний)	53	54	59	81	80
водный (морской)	98	100	78	45	40
воздушный	3,6	4,7	5	5,1	5

Исходя, из данных приведенных в таблице №1 можно сделать вывод, что основные виды транспорта Новосибирской области это железнодорожный и трубопроводный. В процентном соотношении прирост железнодорожного грузопотока за период с 2009 по 2013 составляет 17%, а трубопроводный грузопоток на 11,8%. Максимальный рост показывает автомобильный транспорт, с приростом в 38% за период 2009 - 2013 год.

Речной транспорт показывает рост объемов перевозок 3 - 4% в год. Речные перевозки особо актуальны в Томской и Тюменской области по водным артериям в основном перевозят сыпучие строительные материалы и негабаритные грузы.

Основной плюс речной перевозки грузов это дешевизна, но отсутствие достаточного количества стыковок с железнодорожным транспортом тормозит динамичное развитие. Есть риски использования рек связанные с засухой и обмелением примером может служить 2011 - 2012 год.

На сегодняшний день регион имеет: железнодорожных путей 1510 км, водные пути 647 км, автомобильные дороги 13508 км. Логистическая система располагает центрами распределения, накопления, и обработки грузо-пассажирских потоков, в состав которых входят складские, таможенные терминалы, вокзалы, аэропорты и распределительные узлы.

Новосибирская область и ее столица город Новосибирск находятся в центре нехарактерного для восточной части страны по плотности заселения региона, где на территории радиусом 600-700 км проживает 11-13 млн. человек. Активный рост транспортно-логистического узла Новосибирской области ведет к росту трудовой миграции и численности населения в районах прилегающих к точкам развития, за счет появления привлекательных вакансий.

Для более сбалансированного перераспределения грузопотоков требуется создание зон экономического развития, которые включают в себя новые логистические, транспортные и промышленные объекты. Стратегия перераспределения, в первую очередь, направлена на развитие железнодорожного транспорта, между Транссибирской железнодорожной магистралью и Средносибирской магистралью, идет проектировка обходов Республики Казахстан и Омска, в том числе предусматривается электрификация и строительство вторых путей от Карасука до Татарска, участка обхода Республики Казахстан от Шипицино до границы с Омской областью, участка глубокого обхода Омска от Татарска севернее Транссиба до границы с Омской областью.

Все эти преобразования сконцентрируют перевозку внутрироссийских грузов, особенно угля, по Среднесибирской железной дороге, а Транссибирскую железнодорожную магистраль специализировать под скоростные транзитные перевозки контейнера и пассажирские перевозки. Это активизирует и ускорит создание терминала для крупнотоннажных контейнеров и складских комплексов.

Заключение. Транспортный комплекс Новосибирской области является одним из важнейших элементов инвестиционно привлекательности региона. Он выступает сегодня катализатором многих социально

- экономических процессов, в области, в том числе в значительной степени развивая ряд производств региона. Поскольку автодороги играют ключевую, интегрирующую роль в успешном функционировании Новосибирского транспортного комплекса, то уровень развития сети автомобильных дорог, а течение ближайших лет будет одним из важнейших факторов, определяющих развитие экономики Новосибирской области и всей Западной Сибири.

Литература.

1. Matveev D. M. Current state of production and finance development of scientific and technological progress in agriculture / European Researcher. — 2014. — Vol.(81), № 8–2. — P.1532–1545.
2. Колбина Е. С. Роль логистики распределения в успешном продвижении продукции на рынке круп / Д. М. Матвеев, Е. С. Колбина // Экономика и бизнес: теория и практика. — 2015. — № 1 — С. 46–54.
3. Матвеев Д. М. Эволюция научно-технического прогресса в сельском хозяйстве / Экономика и бизнес: теория и практика. — 2015. — № 2 — С. 33–38.
4. Овсиенко Д. В. Современное состояние и перспективы развития транспортно-логистической инфраструктуры Новосибирской области [Текст] / Д. В. Овсиенко // Молодой ученый. — 2015. — №13. — С. 438–442.
6. Пожарницкая О.В., Демьяненко Ю.В. Развитие ключевых компетенций на основе автоматизации SAPHR . Вестник Томского государственного педагогического университета. 2012. № 12 (127). С. 113-115.
7. Рисунок №1 Основные транспортные коридоры, проходящие через Новосибирскую область <http://www.mintrans.nso.ru/page/613>
9. Рисунок №2 Направления груза - транспортных потоков Новосибирской области <http://www.mintrans.nso.ru/page/613>

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КАДРОВОЙ ПОЛИТИКИ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

А. О. Шестопалов

Научный руководитель, доцент М. Р. Цибулькинова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

От того насколько эффективно будет сформирована кадровая политика зависит производительность труда работников, что является наиболее важным фактором успешности функционирования любого предприятия, а нефтегазового в большей степени.

Основными задачами кадровой политики предприятий являются (рисунок 1).



Рисунок 1 – Задачи формирования кадровой политики

Коханов Е. Ф. определяет кадровую политику, как корпоративное направление, позволяющее получить ответы на вопросы, связанные с отношением руководства к персоналу компании и возможности работников развития карьерного роста [3, с. 96].

Разработка кадровой политики представляет собой очень сложный процесс, который требует от управляющих максимального использования не только профессиональных знаний, но и консультационных навыков [4, с. 99].

Система подготовки и повышения квалификации персонала включает в себя специализированную подготовку работников в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов, обучение вторым и смежным профессиям, предэкзаменационную подготовку руководителей и специалистов для проведения проверки знаний нормативных документов по технической эксплуатации, охране труда, промышленной и пожарной безопасности, прохождение работниками целевых курсов повышения квалификации. В результате реализации данных программ обучения работники достигают такого уровня квалификации, который необходим для обеспечения эффективного функционирования Общества. Следующим элементом кадровой политики является проведение оценки и аттестации персонала.

Рассмотрим, оценку персонала на примере должности менеджера по продажам:

1) Ответственен по отношению к работе. 2) понимает нужды предприятия; 3) знает особенности услуг; 4) имеет высокую квалификацию; 5) коммуникабелен с заказчиками; 6) не прогуливает и не опаздывает.

Таблица 3

Набор деловых качеств администратора

Деловые качества	Варианты рабочего поведения
Ответственен по отношению к работе	4,6
Работа с оборудованием	1,2; 3,5
Трудовая дисциплина	7

Таблица 4

Образцы рабочего поведения по деловым качествам

Образец поведения	Оценка уровня эффективности
1	2
Работа с людьми	
проявляет интерес к работе. Подробно отвечает на все его вопросы. Всегда выясняет трудности, возникающие при работе с оборудованием.	6 — очень хорошо
пытается проявлять интерес к новым клиентам. Отвечает на все их вопросы руководства	5 — хорошо
Относится к новым клиентам нейтрально. С трудом и нежеланием вникает в нужды руководство.	3 - ниже среднего
Знает все особенности процесса оформления документов	7 — отлично
Разбирается в нефтегазовой отрасли посредственно	5 — хорошо
Частично разбирается в продукции предприятия	4 — средне
Плохо разбирается в нефтегазовой отрасли. Практически ничего не знает о конкурентах.	3 - ниже среднего
Трудовая дисциплина	
Не отсутствует на работе без уважительных причин. Никогда не опаздывает. Добровольно остается на работе в сверхурочное время по мере необходимости	7 — отлично
Всегда приходит на работу, за исключением редких случаев (объясняемых вескими уважительными причинами). Никогда не опаздывает. Добровольно остается на работе в сверхурочное время по мере необходимости	6 - очень хорошо
В основном никогда не опаздывает. Всегда приходит на работу, за исключением редких случаев	5 - хорошо
Всегда приходит на работу, за исключением редких случаев. Иногда опаздывает, но не более чем на 5 минут	4 - средне
Иногда опаздывает на работу на 5 - 10 минут, отсутствует на рабочем месте без уважительных причин	3 — ниже среднего
Часто отсутствует на рабочем месте. Постоянно опаздывает и нередко уходит с работы раньше времени	2 — очень плохо
Периодически не выходит на работу и не может объяснить причины прогула. Постоянно опаздывает	1 — неприемлемо

Весовые коэффициенты могут быть определены следующим образом:

Для показателя «Компетентность в услугах» - 5. Максимальная оценка будет равна 35 (5 x 7).

Для показателя «Трудовая дисциплина» — 2. Максимальная оценка будет равна 14 (2 x 7).

Для показателя «Знание особенностей работы» — 3. Максимальная оценка будет равна 21 (3 x 7).

Интегральная максимальная оценка будет равна 70 (35 + 14 + 21).

Последняя аттестация работников проводилась в декабре 2014 года, работало 2 аттестационных комиссии, согласно утвержденным графикам.

Общие результаты аттестации согласно критериям оценки представлены в таблице 5.

Таблица 5

Результаты аттестации по критериям

	150 баллов и выше	100-149 баллов	75-99 баллов	Ниже 75 баллов
Менеджеры по продажам	1	5	2	-
Системный администратор	2	2	2	-
Инженер-программист	1	3	1	-

По результатам критериальной оценки работников, представленной в таблице 20 можно сделать вывод о том, что 35 % сотрудников соответствуют занимаемой должности и аттестационная комиссия может рекомендовать в отношении этих работников зачислить их в кадровый резерв (резерв на выдвижение), перевести на другую, более ответственную должность с соответствующим повышением ранга, поручить такому работнику наставничество молодежи, обучение вновь принятого персонала, увеличить размер оплаты труда.

Исследование показало, что в настоящее время на предприятии ОАО «Сургутнефтегаз» разработана сильная кадровая политика, имеющая социальную направленность, которая в целом удовлетворяет персонал и управление компании. Однако имеются недостатки, выраженные в следующих аспектах:

Недостаточное внимание к личностным характеристикам сотрудников на улучшение условий труда, низкая степень удовлетворения потребностей физического и духовного развития членов коллектива.

- отсутствие психологических методов направленных на регулирование межличностных отношений для создания в коллективе оптимального психологического климата. Неэффективность деятельности по созданию внешнего резерва, так как с момента включения соискателя в резерв и приемом его на работу проходит достаточно длительный период времени и нужный соискатель уже трудоустроен в другую организацию.

- Не используется возможность качественного (личностного) роста работников, который предполагает создание возможностей для проявления инициативы и развития способностей каждого отдельного сотрудника, зачисленного во внутренний резерв. Т.е., отсутствуют разработки программ карьерного роста сотрудников

Исследование кадровой политики ОАО «Сургутнефтегаз» позволило выделить следующие приоритеты ее развития:

- провести оценку условий труда, и выявить подразделения, требующие потребности в их улучшении;

- провести ряд психологических наблюдений за поведением работников и определить направления регулирования межличностных отношений для создания в коллективе оптимального психологического климата.

- внедрить методику ключевых факторов оценки новых сотрудников и формировать кадровый резерв учетом их показателей.

- пересмотреть параметры оценки качественного (личностного) вклада работников в деятельность компании, на предмет наличия возможностей поощрения инициативы каждого из сотрудников, зачисленного во внутренний резерв.

- разработать программы карьерного роста персонала, стимулирующие их развитие в плане образования получения практических навыков.

Литература

1. Беркутова, Т.А. Оценка персонала как управленческая задача: эффективность, компетенции, деловые коммуникации / Т.А. Беркутова, Н.В. Крониковская, И.А. Мартыанов, А.М. Пономарев. – Екатеринбург-Ижевск: Издво института экономики УРАО РАН, 2013. – 370с.
2. Егоршин, А.П. Основы управления персоналом: учебное пособие /А.П. Егоршин. - М.: НИМБ, 2013. - 447 с.
3. Коханов, Е.Ф. Набор персонала / Е.Ф. Коханов. – М.: Инфра-М, 2011 г. – 184с.
4. Шапиро, С.А. Основы управления персоналом в современных организациях / С.А. Шапиро. - М., 2011. – 256

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ В ЧАСТИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

С. Е. Шороховецкий

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время Энергетическая стратегия России провозглашает главным приоритетом коренное повышение энергетической эффективности экономики, исходя из того факта, что от нее зависит не только развитие как таковое, а выживание страны.

Дело в том, что по состоянию на 2010 год Россия находится в последней десятке стран мира по энергоёмкости ВВП: ее величина почти в 2 раза выше среднемировой и в 2,6 раза больше, чем в Европейском

союзе [1,2]. Высокий показатель энергоёмкости ВВП России объясняется использованием устаревшего и неэффективного оборудования и несовершенными технологическими процессами. Согласно энергетической стратегии России [3], энергоёмкость отечественного ВВП к 2030 году должна сократиться на 40%. Аналитики считают, что даже если эта задача будет решена, энергоёмкость ВВП России в 2030 году достигнет лишь сегодняшнего среднемирового уровня [4].

Среди наиболее привлекательных с экономической точки зрения мер по повышению энергоэффективности России можно выделить следующие: здания и строительство; топливно-энергетический комплекс; промышленность и транспорт (рисунок 1).

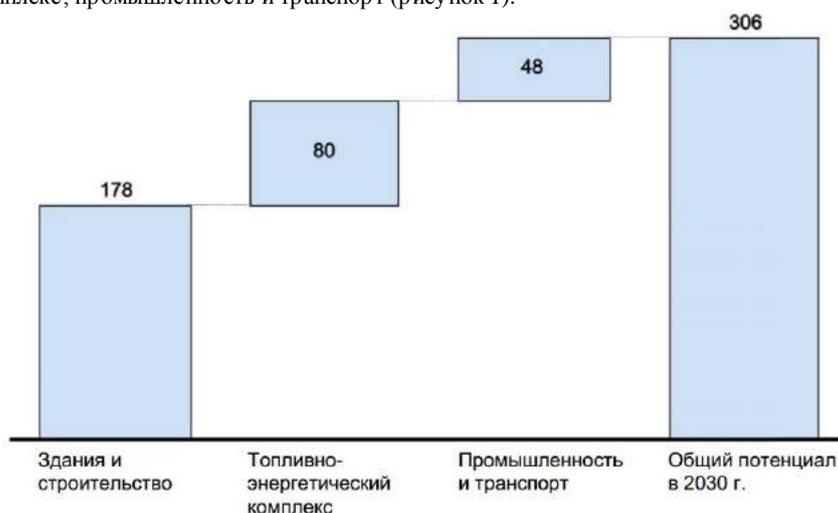


Рисунок 1 – Потенциал сокращения потребления энергии за счет энергоэффективных мер в 2030г. по секторам, млн. тонн у.т.

В топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) потенциал годовой экономии в 2030г. составляет 80 млн. тонн у.т. (рисунок 1). Стоит подчеркнуть, что топливно-энергетический комплекс России имеет огромное значение для страны, как с точки зрения внешнеэкономической деятельности, так и с точки зрения внутренних энергетических потребностей страны.

В последнее время большое внимание уделяется инновационному развитию нефтегазового сектора как части топливно-энергетического комплекса. Это связано, прежде всего, с проблемой оценки экономической эффективности вложений в инновационные проекты и их финансовой отдачей.

С 2011 года внимание России к НИОКР внутри самого нефтегазового сектора усилилось – крупнейшие госкомпании пересмотрели свои программы инновационного развития, и удельные расходы на инновационную деятельность были оперативно повышены до уровня ведущих зарубежных корпораций (таблица 1).

Таблица 1

Инновационная активность нефтегазовых компаний

Компания	2011 год			2012 год		
	Расходы на НИОКР, млн.долл	Выручка, млн.долл	Отношение расходов на НИОКР к выручке, %	Расходы на НИОКР, млн.долл	Выручка, млн.долл	Отношение расходов на НИОКР к выручке, %
ОАО «Газпром»	254	149 151	0,17	248	153 246	0,16
ОАО «НК «Роснефть»	275	87 414	0,31	295	99 003	0,3
ExxonMobil	1 044	467 029	0,22	1 042	453 123	0,23
Shell	1 125	470 171	0,24	1 314	467 153	0,28
BP	363	375 517	0,1	674	375 580	0,18
PetroChina	2 099	318 025	0,66	2 300	349 291	0,66

Из таблицы 1 и рисунка 2 видно, что отечественные компании на порядок уступают зарубежным компаниям по количеству зарегистрированных патентов, не смотря на то, что российские компании сравнились (и даже опережают) с зарубежными по доле затрат на НИОКР в выручке. Согласно программе инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 года, общество планирует получать в России около 170 патентов в год и порядка двух-пяти международных заявок в год, подаваемых в патентные ведомства ЕС, США и Канады [5].

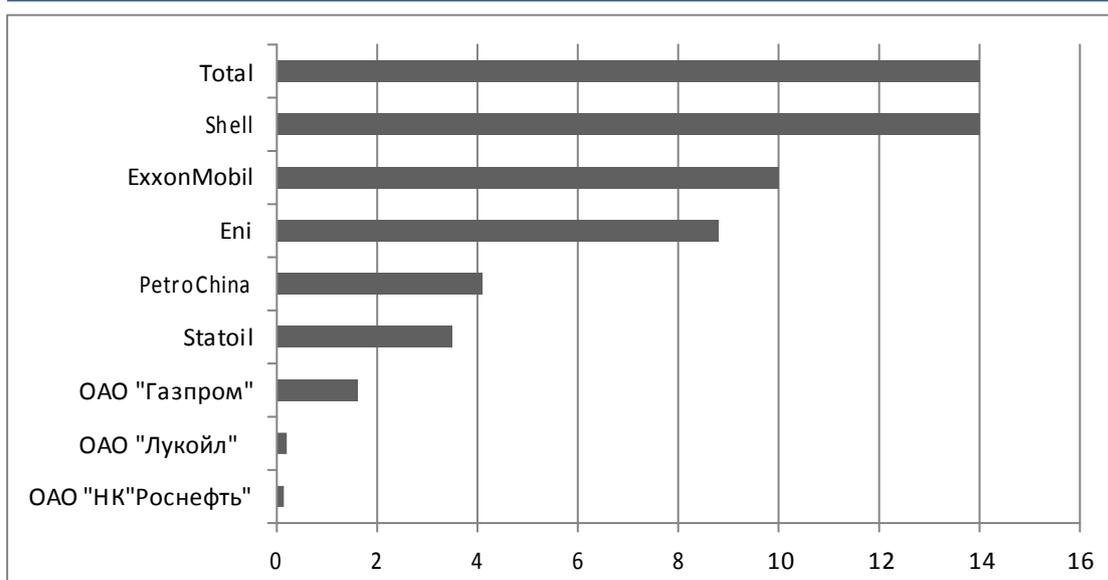


Рисунок 2 – Общее число патентов у ведущих нефтегазовых компаний по состоянию на 2012 год (тыс.шт)

Согласно результатам исследования Россия обладает значительным человеческим потенциалом для инноваций (рисунок 3). РФ является лидером среди стран по количеству университетских степеней в области естественных наук и инженерии, 4,1 на 1000 человек. Количество сотрудников НИОКР составляет 3,305 на миллион человек. В связи с этим можно отметить, что в России в настоящий момент достаточно велико число исследователей по сравнению с развитыми странами при низкой результативности их труда.



Рисунок 3 – Человеческий потенциал для инноваций в РФ [6]

Современные исследования показывают, что уровень благосостояния страны тесно связан со способностью фирм к инновациям (инновационным потенциалом), которая определяется через уровень внедрения результатов собственных НИОКР в производственные процессы частным бизнесом (рисунок 4).

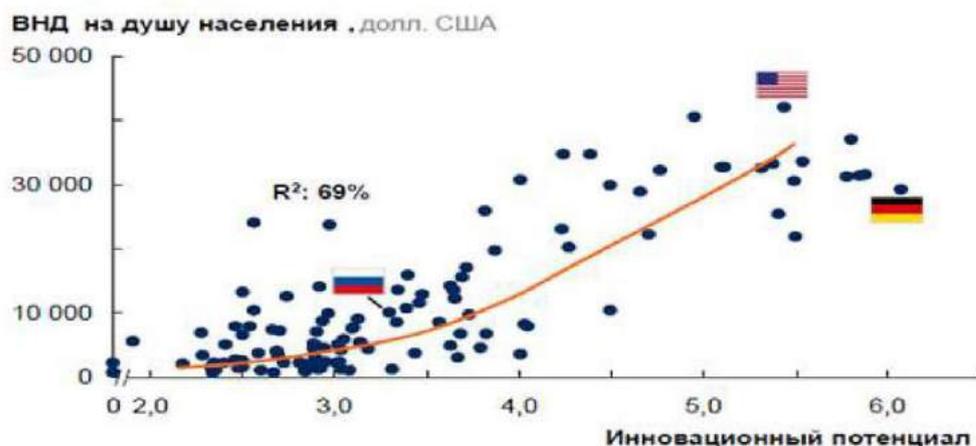


Рисунок 4 – Зависимость между инновационным потенциалом и благосостоянием страны [7].

Анализ, проведенный консалтинговой компанией McKinsey & Company, свидетельствует о том, что тенденции развития стран мира в среднем таковы, что между расходами на НИОКР и уровнем жизни в стране существует положительная зависимость. Также была выявлена закономерность, что страны с большим уровнем ВВП на душу населения тратят большую долю ВВП на НИОКР (рисунок 5). Однако о причинно-следственной связи сказать что-либо сложно. С одной стороны, можно утверждать, что с ростом уровня жизни общество начинает расходовать больше на проведение НИОКР. С другой стороны, для того, чтобы стимулировать рост уровня жизни населения обществ увеличивает расходы на НИОКР. На рисунке 5 точка, которая характеризует экономику России, находится ниже линии тренда. Это означает, что при существующем уровне жизни в стране расходы на НИОКР должны составлять около 1,7% ВВП, что отвечало бы среднемировым тенденциям гармоничного развития науки и экономики в обществе. Расходы на НИОКР на уровне 1% ВВП свидетельствуют о недофинансировании сектора научных исследований и разработок в стране, что может негативно сказаться на долгосрочных темпах роста экономики и уровня жизни населения [8].

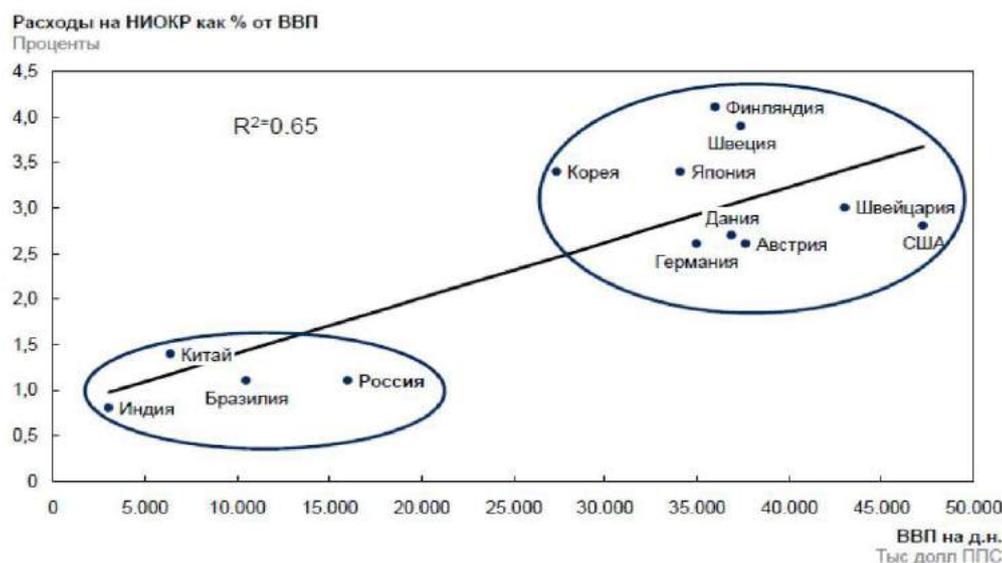


Рисунок 5 – Уровень затрат на НИОКР в % от ВВП на душу населения в сравнении по странам.

Таким образом, вышеприведенные данные подтверждают что, несмотря на высокий потенциал российской экономики в области НИОКР, результаты инновационной деятельности не соответствуют ожидаемому уровню.

Литература

1. EES EAEC: [Электронный ресурс].- Режим доступа. <http://www.eeseaec.org/>, свободный
2. Organisation for economic co-operation and development: [Электронный ресурс].- Режим доступа. <http://stats.oecd.org>, свободный

3. Распоряжение Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р об утверждении Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030).
4. Публикация: Энергоэффективная Россия. Степан Солженицын, Карстен Шнайкер, 2009 г. 13-15с
5. Силкин В. Сорванный стоп-кран : /В. Силкин // Эксперт -Урал, 2013. т.№ 35.-С.37
6. Unesco Institute For Statistics:[Электронный ресурс]- Режим доступа. <http://www.uis.unesco.org>, свободный
7. McKinsey & Company: [Электронный ресурс]- Режим доступа. <http://www.mckinsey.com/>, свободный
8. Построение индекса инновационного развития регионов России / А. В. Сорокина ; Ин-т экон. политики им. Е.Т. Гайдара. - М. : Дело, 2013. - 227 с

ВЛИЯНИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ НА КУРС РУБЛЯ

Д. И. Шульгин

Научный руководитель, доцент А. А. Вазим

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Снижение цен на нефть за последние 1,5–2 года и, одновременное, повышение курса доллара к рублю определило круг вопросов об определении взаимосвязи между двумя этими процессами. Рынок нефти является наиболее значительным сырьевым рынком, влияющим на все страны, и как и финансовый рынок, имеет определяющее в экономике любой страны.

Экспорт Российской Федерации представлен в основном нефтегазовым сырьем, поэтому ситуация в нефтяной отрасли значительно влияет на состояние экономики РФ в целом. Конечно, на курс рубля также влияют и другие факторы, например, политика Центрального Банка, объемы роста производства, цены на ресурсы и множество других политико-экономических факторов.

Рассмотрим детально, как проявляется взаимосвязь цены на нефть и курса российской валюты.

Российские экспортные компании, например, «Газпром» и «Роснефть» получают выручку за экспорт сырья в долларах.

Казалось бы, деятельность огромного количества граждан никак не связана нефтяным рынком и зарплату они получают в независимости от цены на нефть. Но в экономике все взаимосвязано. В случае уменьшения выручки крупнейших российских компаний происходит сокращение индекса работников бюджетной сферы, контрагенты остаются без работы, огромное количество людей начинает одновременно экономить, идет повсеместное падение спроса, прибылей, далее сокращаются рабочие места, что приводит к еще большему падению спроса. Это так называемый «эффект спирали».

Для того, чтобы предупредить и остановить все эти процессы, в ситуации, когда доходы страны зависят от экспорта и падают, необходимо девальвировать рубль. То есть реальные доходы населения страны падают, инфляция растет, но номинально все остается по-прежнему.

Такая картина наблюдается в России за последние 1,5 года. За это время произошли значительные колебания и в стоимости нефти, и в курсах валют (доллар/рубль).

На мировые цены нефти влияют многие факторы, в том числе [1]:

- объемы и запасы нефти;
- сезон и объемы потребления нефти, темпы роста промышленности;
- стратегии основных игроков на рынке (введение квот на добычу и продажу нефти, эмбарго, создание коалиций, доступность квалифицированного персонала, действия ОПЕК и т.д.), политические причины;
- спрос и предложение на фондовом рынке, спекуляции;
- затраты, связанные с добычей и разведкой нефти;
- мировые экономико-финансовые кризисы, теракты, военные действия и перевороты.

Например, в период кризисов цена на нефть значительно снижалась до 30,67\$/баррель (кризис перепроизводства, 1986 год), до 18,17\$/баррель (азиатский финансовый кризис, 1998 год), а также до 43,5\$/баррель (финансовый кризис ОПЕК в 2008 году). Военные действия в странах экспортеров нефти также значительно влияли на изменения цен нефти: 101,43\$/баррель (революция в Иране, 1979 год), 42,29\$/баррель (вторжение Ирака в Кувейт, 1990 год), 115,2\$/баррель (война в Ливии, 2011 год). [2]

Цена на нефть также зависит от покупательной способности одной из ключевых мировых валют – американского доллара. Важным фактором является то, что цену нефти рассчитывают именно в долларах. В ситуации, когда спрос и предложение на рынке нефти являются стабильными, цена на нее должна находиться на одном уровне. Но следует помнить, что курс самого доллара относительно других валют постоянно меняется.

Российские компании продают экспортную нефть за доллары, которые в дальнейшем переводят обратно в российский рубль.

Таким образом, выявляя зависимость цены на нефть и курса рубля нужно учитывать как минимум три группы факторов:

- 1) факторы, которые влияют на мировые цены нефти;
- 2) факторы, которые влияют на покупательную способность доллара;
- 3) факторы, которые влияют на покупательную способность рубля.

Итак, обоснуем взаимосвязь между ценами на нефть и курсом валют. Известен факт, что цена нефти по-разному влияет на разные валюты. Одной из причин являются объемы добычи и экспорта нефти в разных странах. Если в стране эти показатели являются значимыми по отношению к объемам промышленного

производства и к общим объемам экспортно-импортных операций, то этот фактор нельзя исключить из рассмотрения при анализе курса национальной валюты. [3]

Рассмотрим аналогичную ситуацию изменение курса рубля, сложившуюся в России в 2008 году при существенных падениях мировых цен на нефть. Итак, в 2008 году цена на нефть за полугодовой период понизилась с 135\$/баррель (июнь 2008 года) до 43,5\$/баррель (декабрь 2008 года), то есть почти на 68%, а стоимость доллара в России возросла с 23,3\$ до 35,8\$ рублей, то есть на 53,6%.

Подобные изменения имели место и в 2014-2015 годах. Весь 2015 год все население страны напряженно отслеживало курс рубля к иностранным валютам, интересуясь колебаниями стоимости российского рубля ежедневно.

Рассмотрим данную ситуацию подробнее. В таблице № 1 отражены показатели цен на баррель сырой нефти (используются данные по марке Brent) с соответствующими курсами рубля.

Таблица 1. Цены на нефть и средний курс рубля в период 2014-2016 гг.

Период	Цена нефти, \$ (на начало месяца)	Курс рубля (на начало месяца)	Цена нефти, рубль
Июнь 2014	112	34	3808
Июль 2014	106	34	3604
Август 2014	103	35	3605
Сентябрь 2014	95	37	3515
Октябрь 2014	86	39	3354
Ноябрь 2014	70	42	2940
Декабрь 2014	57	52	2964
Январь 2015	53	56	2968
Февраль 2015	63	69	4347
Март 2015	55	62	3410
Апрель 2015	66	57	3762
Май 2015	65	51	3315
Июнь 2015	63	53	3339
Июль 2015	52	56	2912
Август 2015	54	61	3294
Сентябрь 2015	48	66	3168
Октябрь 2015	49	66	3234
Ноябрь 2015	45	64	2880
Декабрь 2015	37	67	2479
Январь 2016	36	73	2628
Среднее значение			3276

По итоговым показателям таблицы видно, что средняя цена барреля нефти находится на уровне 3276 рублей, при этом максимальное отклонение в меньшую сторону — 25 %, в большую сторону — 32%. То есть можно смело говорить о математическом ожидании среднемесячной цены барреля нефти на уровне примерно 3300 рублей с возможным отклонением результатов до 15-20%.

В действительности, стоимости нефти в рублях должна оставаться стабильной, так как по показателям экспортной выручки заранее формируется государственный бюджет. Относительно постоянная величина цены за баррель сырой нефти держится, потому что заранее уже посчитаны объемы планируемых доходов и расходов в рублях. Курс рубля зависит от расходов государственного бюджета, и такая привязка является очень жесткой.

Итак, получаем такое уравнение: ожидаемый в будущем курс рубля равен 3300 р. делим на среднемесячную цену барреля нефти в долларах, при этом возможные отклонения составляют 15-20%.

Как видно, из таблицы №1 за 2014-2015 года потери от падения стоимости нефти со 112 до 37 \$/баррель (более чем на 66%), были компенсированы ростом курса доллара (снижением курса рубля) в 2 раза (с 34 до 69 руб/\$). В итоге, стоимость нефти в рублях снизилась с 3808 до 2479 руб., т.е. ценовые потери предприятий экспортеров за этот период составили почти 35 %.

Итак, возможно делать прогнозы негативного и позитивного сценариев для экономики России на ближайшее время. Если стоимость нефти установится в пределах 50 долларов (и при этом будет наблюдаться негативная тенденция, то есть рынком будет ожидать дальнейшее снижение цен в среднесрочной перспективе), то курс рубля относительно доллара окажется около отметки 65 рублей, если понизится до 40 долларов, то можно ожидать 70 рублей за доллар. Если же цена на нефть начнет подниматься, то и рубль укрепится. При 60 долларах за баррель возможен курс менее 55 рублей за доллар, а при 70 — менее 50. Таким методом можно предугадать, что будет с курсом рубля в ближайшие месяцы.

Конечно, подобные расчеты и прогнозы не могут быть стопроцентно точными, так как нельзя предугадать и измерить количественно другие факторы (политические, например). На точность расчетов влияют также и качественные факторы, которые практически невозможно учесть в полном объеме (уровень адаптации экономики к различным воздействиям, например).

Однако, в общем, мы подтвердили, что курс рубля очень зависим от цены на нефть. И чем выше будет цена на нефть, тем ниже будет курс российского рубля.

Стоит заметить, что в долгосрочной перспективе дополнительное давление на нефтяные котировки могут также оказать и возобновляемые источники энергии, эффективность которых в последнее время существенно возросла.

Центральным Банком России не исключается вероятность того, что цены на нефть в мире в период 2016-2017 гг. окажутся ниже ранее планируемых цен (\$50 за баррель). «Плавающий курс будет частично компенсировать негативное влияние на экономику низких цен на энергоносители». «Однако потребуются дальнейшая адаптация платежного баланса и экономики к понизившемуся уровню мировых цен на основные товары российского экспорта». [5]

В то же время, если цена на нефть будет оставаться на низком уровне долгое время, это поспособствует еще большему увеличению инфляционных рисков и рисков для финансовой стабильности, что приведет к необходимости большего приспособления экономики к новым условиям.

Центральный Банк России считает возможным достижение уровня инфляции в 2016 году в пределах 6,5-7 %. Однако экспертами не исключен пересмотр данного прогноза. Они отмечают: «Уже сейчас понятно, что снижение цен на нефть и ослабление курса рубля не будет быстро отыграно». [6]

Для снижения рисков необходимо проведение сбалансированной бюджетной политики в среднесрочной перспективе. Правительству стоит уменьшить государственные расходы на текущий год или использовать Резервный фонд, и тогда девальвация рубля может уменьшиться.

Ослабление рубля определенно выгодно для всех экспортеров. Ведь для них ситуация с высокой ценой на нефть является выгодной, так как они получают доходы в долларах США, а налоги платят в российских рублях. Поэтому, снижение курса российского рубля означает рост доходов в этом секторе, поскольку многие налоги и пошлины выражаются не в процентах, а выплачиваются с каждой тонны.

Таким образом, мы выяснили, что валютный и товарный рынки очень зависимы друг от друга, колебания на одном обязательным образом приводят к росту или снижению котировок на другом. На динамику курса валют существенно влияет стоимость нефти, однако, при этом не все валюты находятся в зависимости от них в одинаковой степени.

Цена на нефть зависит от многих факторов, таких как, уровень ее добычи, потребления, запасов, сезона, показателей промышленного производства. Когда уровень добычи уменьшается, запасы падают, а производство растёт, и цена на нефть начинает стремиться вверх. И, наоборот, снижению спроса на нефть способствуют падение промышленного производства, тёплый зимний сезон, увеличение ее добычи.

На курс российского рубля влияют как внутренние, так и внешние факторы. К внутренним факторам относят инфляцию, платежный баланс, политическую ситуацию, а к внешним - цену на нефть, ставку рефинансирования в США, цену на золото и др.

Для уменьшения зависимости курса российского рубля от цены на нефть и для предупреждения девальвации национальной валюты предлагаются следующие методы решения:

- 1) сокращение расходов Государственного бюджета на текущий период;
- 2) использование Резервного фонда в среднесрочной перспективе;
- 3) диверсификация экономики и усиление ее ориентированности на внутренний рынок страны.

Подводя итоги данной статьи, заметим, что при увеличении цены на нефть вероятность финансового кризиса возрастает у нефтепотребляющих стран, при понижении – у нефтедобывающих. Потому как Россия является нефтедобывающей страной, а вероятность резкого снижения цены на нефть при данном развитии событий достаточно велика, то целесообразно уменьшать зависимость экономики от колебаний цен на сырьё с помощью предложенных методов.

Литература

1. Корнилов Д.А. Зависимость между ценами на нефть и курсом валют (доллар/рубль) // Иннов: электронный научный журнал, 2015. №4 (25). URL: <http://www.innov.ru/science/economy/kornilov-d-a-zavisimost-mezhdu-tsenami-na-neft-i-kursom-valyut/>

2. Газизов З.Р. Влияние изменения цен на нефть на Российскую экономику // Экономика и управление: научно-практический журнал. 2015. № 4 (126). С. 115-118.
3. Попова Л.В., Расулинежад Э. Влияние резких колебаний цен на нефть на экономику стран-экспортеров нефти // Экономика и предпринимательство. 2015. № 4-2 (57-2). С. 162-166.
4. Источники: Динамика официального курса заданной валюты.
URL: http://www.cbr.ru/currency_base/dynamics.aspx; Динамика цен на нефть марки Urals и курса российского рубля к доллару URL: <http://e-compas.net/dinamika-cen-na-neft-marki-urals-i-kursa-rossijskogo-rublya-k-dollaru/>
5. ЦБ РФ: Цены на нефть в ближайшие 2 года будут ниже \$50 за баррель// Информационное агентство "Росбалт" — федеральное информационно-аналитическое агентство. - 29 января 2016. URL: <http://www.rosbalt.ru/>
6. Юлия Кривошапка. Цена слабости: Курс рубля "подогревает" инфляцию

**ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО
(ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕЦЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)**

**E-LEARNING IN MODERN ENGINEERING HIGHER EDUCATION:
A FOCUS ON RESOURCE EFFICIENCY**

L.M. Bolsunovskaya

Head of the department of Foreign Languages, associate professor
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Integration and interdependence of national economics known as intensive globalization and evident through the processes of economic, political, and cultural interchange across the world leads to inevitable internationalization of particular sphere, but also develop the potential for living and working in the international and global environment.

Besides being a traditional instrument for acquiring knowledge and skills, higher education tends to become an essential element of global competitiveness among the higher education institutions worldwide, as well as among the countries.

Higher education institutions with accredited engineering programmes become today international educational centers since foreign students make up significant proportion of the total number of university students. To ensure a high standard of education teaching students of different nationalities, it is necessary for the educational process to be diverse and individual-oriented. E-learning allows developing an individual learning path, as well as contributes to the efficient use of human and technical resources, which strengthens the university competitiveness.

In the last decade, the issue of resources conservation refers to problems requiring immediate solution. Today, the question of energy conservation and its rational use are intensively discussed in all areas of human life. This situation is due to the imperfection of the technological processes and management systems, deterioration of the material and technical base and lack of traditional resource-rooted notions of "inexhaustible" resources. Therefore, it is higher education that can ensure the dissemination of culture, knowledge and technology resources. It is important to build an educational path that involves students in the development and implementation of resource-efficient technologies.

In 2009, Tomsk Polytechnic University received the status of scientific research university and became National Research University of Resource Technologies 'TPU'. The main objective of TPU is to develop technologies for resource-efficient economy. The priority areas being intensively developed in the university include managing and deep processing of natural resources, traditional and nuclear energy, alternative energy technologies, nanotechnology and beam-plasma technology of materials with desired properties. Currently, the component "Resource Efficiency" is not included in the curriculum in its real form; however, students study topics relating to economical resource use in the form of lecture courses [1].

Under the current economic situation, resource efficiency, in its broadest sense, is half the battle. Tomsk Polytechnic University's (TPU) plan for resource-efficiency expansion complies with the innovation-driven growth strategy of the Russian Federation for the period through to 2020. Furthermore, resource-efficiency expansion is an essential condition for TPU to develop the potential necessary to get into the TOP-100 universities worldwide. E-course-based technology developed in compliance with the TPU plan for resource-efficiency expansion for the years of 2013–2018 implies education on the basis of the electronic learning platform Moodle. Moodle e-courses are one of the ways to implement resource-efficient technologies into education as they contribute to the rational use of time, information, and human resources, which, in its turn, enhances the efficiency of both teaching and learning processes.

The proposed technology corresponds to several trends in the strategic development of the university:

- science (creation and implementation of the developed resource-efficient technologies is one of the priority projects of the TPU plan for resource-efficiency expansion);
- human resources development (as the e-course implementation will involve the university staff into intensive use of the resource-efficient technologies in the process of teaching);
- social development (proposed technology is focused on training the specialists with the capacity for self-studying, self-discipline, and self-control, and promotes respect for resource efficiency among both the staff and students).

E-learning is defined as "the use of new multimedia technologies and the Internet to improve the quality of learning by facilitating access to resources and services, as well as to remote exchanges and collaborations" [2]. Today, due to the rapid development and wide use of the Internet, almost all traditional universities started exploring online technologies in various disciplines. The most popular platforms to support teaching and learning and increase engagement among Russian students are Moodle, Khan Academy and Coursera [3, 4].

E-learning gives pedagogic, administrative and economic benefits: interactivity (instead of passive information higher education. Today, the student of the higher education institution should not only acquire the knowledge in an acquisition); enhanced student-teacher and student-student communication; more time for independent work; individual, flexible optimization of students' progress [5, 6]; improved monitoring of education processes; greater number of students involved in the learning process within fewer academic hours [7]; and reuse of resources and modularization [8].

The implementation of e-course technology in TPU allows expanding the range of educational services of the university and improving their quality. This will contribute to the growth of academic staff and students' satisfaction from the conditions and results of their activity. As a result, this will strengthen the position of TPU among the leaders of modern engineering education. In addition, the use of the suggested technology is not limited to the e-courses proposed: the number of courses can be increased or reduced depending on the requirements of the relevant educational programs. In particular, the course "Resource efficiency" can be implemented as a supplementary educational unit within the modules "Environment", "Media", "Inventors and Inventions", "Education", and "Work".

The e-course is characterized by a number of features, which make it different from the other courses taught in TPU. E-learning aims at the development and accumulation of the educational materials (both for vocabulary and grammar improvement) assigned for student self-study within the scope of curriculum learning modules. The e-courses have clear structure and composition unity. Every section includes the following elements: background information (information about the unit, teacher, grade rating schedule, and glossary); educational resources (Wordlists; Use of English, Reading, and Writing blocks; Essential items for grammar and grammar tasks/activities); tests; supplementary resources (Internet links to the recommended educational resources and course books).

The e-courses, being available for foreign students during the whole semester, allow them to choose an individual learning pathway, which makes it possible to acquire the knowledge independently and progressively, either simultaneously with the course being taught in TPU or after its completion. The volume of the proposed educational resources is sufficient not only to view (scan) a topic but also to study it thoroughly. It obviously contributes to development of individual learning path (learning strategy) stipulated by student's individual needs and academic progress results.

The e-courses are considered particularly contributive, as they not only provide the students with knowledge but also develop their personal qualities, which are of great significance in the system of modern education. For example, every section includes peer-review assignments and implies assessment of students' written work, which is supposed to develop student's autonomy, responsibility, self-esteem, and self-assessment. The e-courses also develop creativity (assigning such tasks as making a presentation) and individual responsibility for the educational outcomes and research results.

In general, English language teaching in TPU is based on blended learning. This approach focused on information technologies, and consequently e-learning has become quite efficient today, as it combines online learning with traditional face-to-face learning and allows improving the educational process of the students who are busy studying their majors and preparing their project works. Teaching languages at technical higher education institutions is traditionally connected with the lack of academic hours, and e-courses do possess the potential to solve this problem. Providing students with the freedom in relation to the subject curriculum and learning intensity, e-courses stimulate student's motivation to education and responsibility for academic results. Moreover, the implementation of blended learning makes it possible to avoid the disadvantages essential for e-learning, such as lack of human interaction (which is particularly important for the disciplines that involve practice) and communication (which is essential for language learning).

References

1. Bolsunovskaya, L.M., & Najdina, D.S. (2011). Komponent «Resursoehffektivnost» i ego mesto v obrazovatel'noj paradigme zarubezhnyh i rossijskih vuzov. *Molodoy uchenyj* 11, 2, 170-172. [Component "Resource Efficiency" and its place in the educational paradigm of Russian and foreign universities]. (Rus.)
2. The European Union, EU, 2001, eLearning action plan of the European Commission.
3. Akimova, O., Bobyreva, N., Palutina, O., & Pomortseva, N. (2015). Distance Language Education *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, 348-356.
4. Aikina, T.Yu., Sumtsova, O.V., & Pavlov, D.I. (2015). Implementing Electronic Courses Based on Moodle for Foreign Language Teaching at Russian Technical Universities. *International Journal of Emerging Technologies in Learning*, 10, 3, 58-61.
5. Morgan, B. (2000). Is distance learning worth it? Helping to Determine the Cost of Online Courses.
6. Aikina, T.Yu., & Zubkova, O.M. (2015). Integrating Online Services into English Language Teaching and Learning: The Case of Voki. *International Journal of Emerging Technologies in Learning*, 10, 3, 66-68.
7. Weller, M. (2004). Learning Objects and the e-learning cost dilemma, vol. 19, issue 3.
8. Wiley, D. (2000). Connecting learning objects to Instructional Design Theory: A Definition, a Metaphor, a Taxonomy.

MONITORING OF INDUSTRIAL HYDRODEWAXING PLANT IN THE CONTEXT OF CETANE NUMBER AND LOW TEMPERATURE CHARACTERISTICS OF DIESEL FUEL

N.S. Belinskaya, E.V. Frantsina, N.E. Belozertseva

Scientific advisor assistant N.S. Belinskaya

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

High speed diesel is liquid fuel that is used most abundantly in Russia in a variety of vehicles and appliances, such as cars, buses, tractors, lorries, barges, speed boats, railway engines, irrigation pumps, and generator sets. Diesel is a mixture of hydrocarbon compounds, boiling in the range of (250–360) °C [3].

The cetane number is a measure of the ignition quality of the diesel fuel. The ignition quality is quantified by measuring the ignition delay, which is the period between the time of injection and the start of the fuel combustion

(ignition). A fuel with high cetane number has a short ignition delay period and starts to combust instantly after it is injected into an engine [1].

The cetane number is expressed in terms of the volume percent of cetane ($C_{16}H_{34}$) which has high ignition ($CN = 100$) in a mixture with alpha-methyl-naphthalene ($C_{11}H_{10}$) which has low ignition quality ($CN = 0$).

According to commercial diesel fuel specifications the cetane number of diesel fuels for cold and arctic climate must be more than 47.

It is known that cetane number depends on hydrocarbonic and fractional composition of mixture. There are some computational correlations of cetane number and fractional composition of different oil fractions. Application of these formulas for calculation of one type of fractions gives the sufficient accuracy of cetane number prediction, however when they used for calculation of other types of fractions, the result has a high error. Therefore it is necessary to carry out updating by well-known formulas for cetane number calculating for a specific fraction.

In this work the formula of cetane number calculation depending on fractional composition and density of mixture is modified for calculation of cetane number (CN) of the diesel fuels received on the hydrodewaxing plant. The received dependence has the following appearance:

$$CN = 40,9 + 0,0892T_{10N} + 0,131 + 0,901B_N T_{50N} + 0,0523 - 0,42B_N T_{90N} + 0,00049(T_{10N}^2 - T_{90N}^2) + 107B_N + 60B_N^2 \quad (1)$$

$$B_N = e^{-3,5(d-0,85)} - 1 \quad (2)$$

d – density, g/l; $T_{N10} = T_{10} - 215$; $T_{50N} = T_{50} - 260$; $T_{90N} = T_{90} - 310$; T_{10} , T_{50} , T_{90} – temperature at which 10, 50, 90 % of the mixture is distilled off, °C.

Cetane number calculation by formula (1) has high precision, the relative error of calculation does not exceed 1% in comparison to experimentally certain values (Table 1).

Table 1

Error of cetane number calculation of diesel fuel

Cetane number of diesel fuel (calculation)	Cetane number of diesel fuel (experiment)	Relative error of calculation, %
52,61	52,20	0,8
49,84	49,72	0,2
51,07	51,60	1,0

Formula (1) is implemented as module of the computer modeling system of diesel fuels hydrodewaxing process [2]. With the help of this system monitoring of industrial hydrodewaxing plant in the period from 2013 to 2015 was conducted (Table 2).

Table 2

Monitoring of cetane number on hydrodewaxing plant of diesel fuel

Date	Cetane number of diesel fuel
14.11.13	54,3
15.11.13	54,1
15.12.13	53,5
15.07.14	52,9
15.09.14	52,4
15.10.14	52,1
15.05.15	51,0
15.06.15	51,1
15.07.15	51,4

The cetane number of diesel fuel received at the hydrodewaxing plant decreased by 3,3 points from 54,3 to 51,0 which indicates gradual catalyst deactivation.

Hydrodewaxing of middle distillates (diesel fractions, atmospheric gasoil) is the main process of components production for diesel fuels for cold and arctic climate [3]. Decrease of cloud point and pour point of diesel fuel in this process is reached due to decrease in content of high-molecular paraffins of an unbranched structure that leads to decrease of diesel fuel cetane number because paraffins of unbranched structure have the highest cetane number (Table 3).

As it can be seen in the table, decrease of cloud point and maximum filtration temperature in hydrodewaxing process for diesel fuel production for cold and arctic climate leads to decreasing cetane number of diesel fuel.

By reducing the cloud point on 33 points from -5 °C to -38 °C and maximum filtration temperature on 37 points from -7 °C to -44 °C cetane number of diesel fuel decreases by 4.9.

Thus, it is necessary to optimize the technological mode of hydrodewaxing plant for low-temperature properties and cetane number for diesel fuel complying with quality standards with minimum cost of resources and the maximum yield of the desired product.

Table 3

The correlation of cetane number and low-temperature properties of diesel fuel

Cetane number of diesel fuel	Cloud point, °C	Maximum filtration temperature, °C
46,2	-38	-44
47,0	-24	-27
48,1	-20	-22
49,7	-17	-20
50,5	-12	-13
51,0	-6	-8
51,1	-5	-7

Optimization of complex multicomponent processes of deep oil refining is effectively performed with application of a mathematical modeling method and the computer modeling systems of oil refining processes [5].

Developed computer modeling system allows calculating the composition, low-temperature properties and product yield depending on feed composition and technological conditions at the industrial plant, to monitor industrial units, to calculate the cetane number depending on the fractional composition of the product and its density.

References

1. Akhmetov S.A. Technology of deep petroleum and gas refining. Text edition. - Saint-Petersburg.: Nedra, 2013. - 544 p.
2. Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Frantsina E.V., Silko G.Y. Mathematical model of straight run diesel catalytic hydroisomerization // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2014 - Vol. 21. - Issue 1. - p. 1-7.
3. Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Frantsina E.V., Silko G.Y. Optimal technological parameters of diesel fuel hydroisomerization unit work investigation by means of mathematical modelling method // Procedia Chemistry. - 2014 - Vol. 10. - p. 258-266.
4. Chaudhuri U.R. Fundamentals of Petroleum and Petrochemical Engineering. - CRC Press. - 2011.- 406 p.
5. Ivanchina E.D. Main stages of creation and development of methodology for multi-component catalytic processes mathematical models formulation // Petroleum refining and petrochemistry. - 2013. - № 10. - p. 3-9.

GOREVSKOE PB-ZN DEPOSIT AS THE REFERENCE OBJECT OF SEDEX-TYPE DEPOSITS WITHIN THE ENISEY RIDGE

G.V. Belokonov

Scientific advisor professor V.A. Makarov

Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

In 2014, the world production of Zn and Pb was 13.3 Mt, and 5.46 Mt respectively. Sulfidic Pb-Zn deposits have known reserves of Zn – 230 Mt, and Pb – 87 Mt. Estimated resources are 1900 Mt for Zn and 2000 Mt for Pb. Also, these deposits gain 31.7 % of the world's Ag production. They are an important source of Cu, Au, Cd, In, Sn, Sb, Be, Se and Te as a by-product. [8].

In general, all Pb-Zn sulfidic deposits can be divided into two groups: Volcanogenic hosted massive sulfide deposits (VHMS) and Sediment-Hosted Deposits.

VHMS deposits are associated with and created by volcanic-associated hydrothermal events in submarine environments within the oceanic crust.

Sediment-Hosted deposits occur within the continental crust and can be divided into three major subtypes, sedimentary exhalative (SEDEX), Irish-type, and Mississippi Valley type (MVT) [2].

SEDEX-type deposits are hosted in shale, sandstone or siltstone. SEDEX deposits could be found in passive margins, back-arcs, continental rifts and sag basins.

Deposits of the Mississippi Valley Type (MVT) are hosted mainly by dolostone and limestone in platform carbonate sequences. They are usually located at flanks of basins, orogenic forelands, or foreland thrust belts inboard of clastic rock-dominated passive margin sequences. They have no spatial or temporal relation with igneous rocks, which distinguishes them from skarn or other intrusive rock-related Pb-Zn ores [4].

Irish-type deposits represent a distinctive sub-class of the carbonate-hosted zinc-lead deposit family, having geological features and genetic models that are hybrids between SEDEX and MVT deposits [4].

Russia holds the second place of the world's Zn reserves (9%) - 60.3 Mt as well as the second place of the world's Pb reserves (6%) – 19.3 Mt. There are 150 known Zn-deposits, 27 of them are producing or preparing for production as well as 102 Pb-deposits with 17 of them are producing or preparing for production.

The biggest part of Russia's Pb (65.9%) and Zn (74.5%) reserves belong to the SEDEX-type deposits, like Gorevskoe, Kholodninskoe, and Ozernoe [5]. Many other Pb-Zn deposits mainly from Ural and Nowaya Zemlya region belong to the VHMS type like Pavlovskoe, Komsomolskoe, Yubileynoe and Tarn'erskoe [3]. In the Dalnegorsk region

many Pb-Zn skarns deposits have been found in particular with Nikolaevskoe as the most important deposit in production [7].

Gorevskoe Pb-Zn deposit is located on the south bank of the Angara River, 30 km upstream to the east of its confluence with Yenisei River, 60 km east of the city of Lesosibirsk, and 250 km north of Krasnoyarsk. It has been opened in 1956. At present it is the biggest producing deposit in Russia. The deposit is rated among the 5 largest producers of Pb- and Zn- concentrates in the world with an actual production of 2.5 Mt per year. As of 1.1.2013 the deposit's reserves (B+C1+C2 categories) – according to the Russian classification are 114.14 Mt of ore, 7.42 Mt Pb, 1.83 Zn, and 5879.3 t Ag. The value of Pb:Zn is 1:4 [6].

The Gorevskoe deposit is located in the Neoproterozoic Yenisei Ridge an accretion–collisional orogen on the western margin of the Siberian craton. Its northern part is divided by thrust sheets into three terranes the East- and Central Angara- as well as the Isakov terrane. The ore bodies are hosted by mainly clastic and subordinate carbonate rocks of the Central Angara terrane (Fig.1).

The host rock as well as the ore bodies have been intensely deformed and metamorphosed under greenschist facial conditions (typically 300–450 °C and 2–10 kilobar). This metamorphic overprint is accompanied by a metasomatic overprint changing the carbonate rocks into „carbonate – siliceous rocks“ [7].

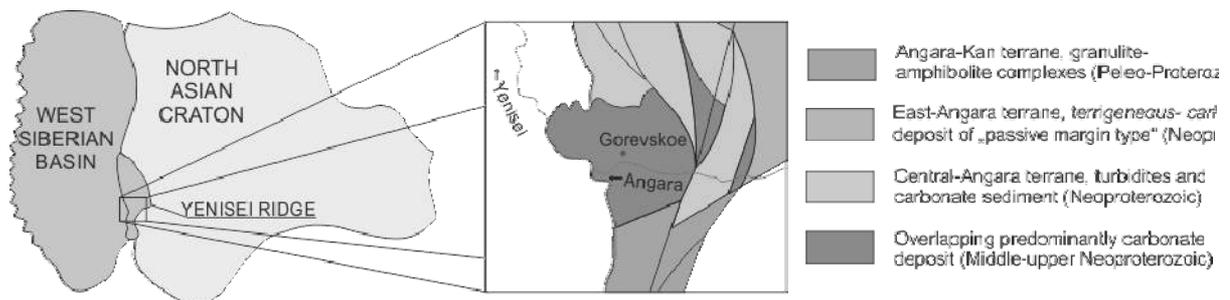


Fig. 1. Tectonic position of Gorevskoe deposit

The deposit consists of three steeply-dipping “en échelon” orebodies (fig. 2). Their thicknesses vary from 20 to 150 m, the strike length attains 1200 m, and the downdip extent is 1000 m [7].

The paragenesis in the orebodies is changing showing a predominance of pyrrhotite–sphalerite–galena in the footwall zone, galena–pyrrhotite–sphalerite in the central zone, and galena–pyrrhotite in the hangingwall zone [1].

The ore minerals include galena, pyrrhotite and sphalerite, with minor pyrite, marcasite, boulangierite-bourmonite, jamesonite and arsenopyrite. Trace amounts of chalcopyrite, tennantite, argentite, proustite-pyrrargyrite, stembergite, dyscrasite, native Ag and loellingite have also been detected [7]

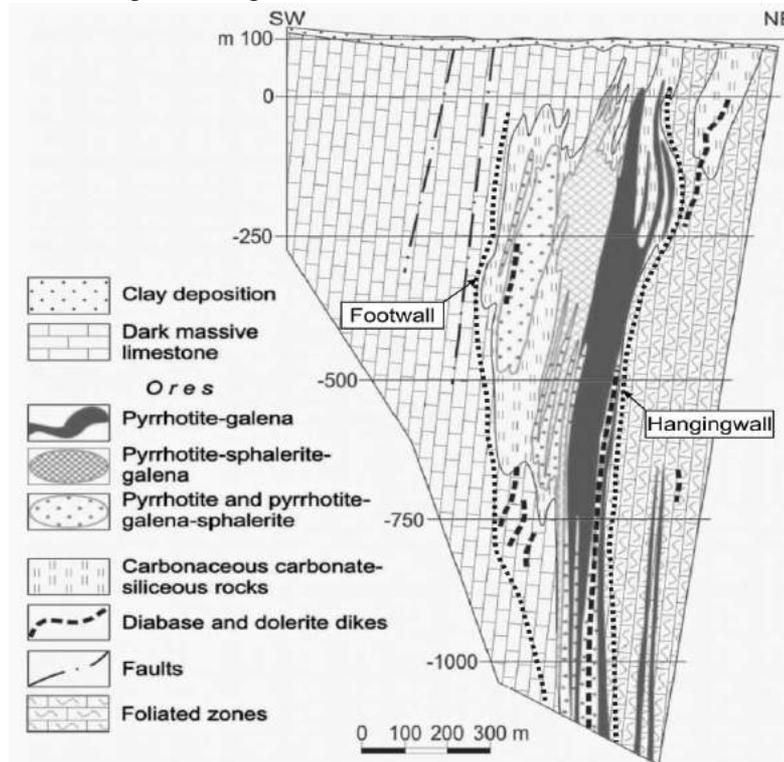


Fig. 2. Geological cross section of Gorevskoe

Hydrothermal gangue minerals include quartz, siderite, ankerite and muscovite (sericite).

Due to the new wave of studies of Gorevskoe deposit and Gorevskiy ore cluster, it's reasonable to have a fresh look on perspectives of this territory. The result of future field works is based on this knowledge: clear idea of genesis, ore mineralization and later transformation processes, the same way as tectonic conditions of the deposits. Detailed study of mineral and geochemical conditions as well as comparison with deposits in Canada, The USA and Australia indicates Gorevskoe as dedicated to SEDEX-type deposits. It is also shown by mineral and chemical regularities, geophysical survey and exploitation experience.

References

1. Distanov, E. Gand Kovalev, R.K.(1995) Kholodninskoe stratiphorm sulfidic-polymetallic deposit. Russian Geology and Geophysics, pp. 11.
2. Goodfellow, W.D., and Lydon, J.W., (2007), Sedimentary exhalative (SEDEX) deposits, in Goodfellow, W.D., ed., Mineral Deposits of Canada: A Synthesis of Major Deposit Types, District Metallogeny, the Evolution of Geological Provinces, and Exploration Methods: Geological Association of Canada, Mineral Deposits Division, Special Publication No. 5, p. 163-183.
3. Information-analytical center "Mineral", Lead, Zink, Moscow, 2015
4. Leach D.L., Taylor R.D., Fey D.L., Diehl S.F. and Saltus R.W. (2010) A deposit model for Mississippi Valley-type lead-zinc ores: Chapter A of mineral deposit models for resource assessment. US Geological Survey Scientific Investigations Report 2010–5070
5. Lobanov K. V. (2015) SEDEX-type deposits – the main source of Zn, Pb and Ag. Congress „Non-ferrous metals and minerals“, Krasnoyarsk.
6. Makarov, I.V.; Makarov, V.A., Kosolapov, A.I. and Shrainer, A.D. (2014) Unpublished report “Re-assessment of
7. Seltmann, R.; Soloviev, S.; Shatov, V.; Pirajno, F.; Naumov, E. and Cherkasov, S. (2010) Metallogeny of Siberia: tectonic, geologic and metallogenic settings of selected significant deposits. Australian Journal of Earth Sciences, 57, (655–706).
8. U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries (2015) Lead, Zink.

THERMAL CRACKING OF OIL

A.A. Bochkarev, A.V. Krivenkov, V.P. Solomatin
Scientific advisor a associate professor G.P. Pozdeyeva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Perhaps, oil is one of the most important mineral resources. When oil refining, mankind receives more than two thousand various products: gasoline, gas, clothes, household chemistry, cellophane, book-printing colors and etc. Oil industry continues to provide both domestic needs of the country and export. Russia remains one of the world's largest oil producers, consumers and exporters and keeps world market positions.

Motor gasoline is produced by thermal and catalytic cracking of petroleum. Basic gasoline requirements are evaporating capacities, antiknock rating and chemical stability. Evaporability is the capacity to change liquid to vapor state and should provide easy starting and quick engine warming-up. Antiknock rating depends on its chemical composition. Antiknock rating is caused by hydrocarbons, which become unstable and much faster. When air-fuel mixture compressing at high temperatures and pressures in cylinder, hydrocarbons are oxidized by atmospheric oxygen and form explosive compounds. The most detonating hydrocarbons are paraffinic hydrocarbons of normal structure. Paraffinic isohydrocarbons and aromatic hydrocarbons have high anti-knock properties. Naphthenes and unsaturated occupy an intermediate position. For antiknock property measurement, octane ratio is accepted. Octane ratio is percentage by isooctane volume in a standard heptane mix, which detonates with the same power as the test fuel in the engine [1].

There are two types of refinery: primary oil crude processing and cracking refinery. Cracking refinery is high temperature refinery, which results in changing petroleum structure and composition. When cracking refinery, light oil products such as gasoline, kerosene are produced. If petroleum and petroleum refinery products are heated above 360°C, hydrocarbons are chemically transformed that result in new products. Light oil product formation in thermal cracking can be explained by fact that, heavy hydrocarbon molecules are cracked into smaller molecules at high temperature conditions. The main reactions in thermal cracking are decomposition reactions resulting in the gasoline formation. Thermal cracking reactions and quality of products are influenced by the oil stock quality, temperature, duration and pressure of the cracking [3].

The speed of cracking refinery process can be accelerated by increasing of temperature as well as length of cracking. Both these factors are interchangeable. Application of high temperatures is advantageous because high octane gasoline obtained due to aromatic hydrocarbon formation at high temperature. On the other hand, when increasing cracking process severity, coke yield and gasification are increasing as well due to gasoline decomposition. Pressure is also of great importance in cracking process. Firstly, pressure effects secondary reactions in cracking (polymerization and condensation reactions are proceeding easier at high pressure). Secondly, due to pressure, gas formation decreases. As the final result, gasoline volume increases and the content of unsaturated hydrocarbons in its composition reduces. When cracking in vapor phase, pressure builds up in the system and reduces the amount of vapor stock and refinery products. This allows installing or increasing throughput capacity as well as improving cracking efficiency.

Visbreaking of heavy feedstock is meant for residue and tar conversion. (Working temperature is 470 – 480 C, pressure-40-45atm). When mild cracking of residue, a small amount of cracking gasoline (8-15%), gas diesel fractions

(80%), gas and coke are produced. Gas diesel fraction is raw material for deep cracking, so, normally, visbreaking is combined with deep cracking of heavy feedstock resulting in gas diesel fractions. Visbreaking of heavy tarry residue can also serve to reduce their viscosity and subsequent use as fuel oil.

High conversion cracking of kerosene-diesel fractions occurs in more severe conditions: at temperature of 500-510°C, pressure - 500 atm. During this process conducted with recycling of intermediate fractions, 50 per cent of cracking gasoline is produced. Currently, this type of cracking is gradually losing its relevance, as kerosene and diesel fractions of straight distillation find their direct applicability in a jet and diesel fuel.

High conversion cracking of light feedstock (thermal reforming) is carried out in more severe conditions (at temperature of 520-540°C, pressure 60-70 atm.) The raw materials are low-octane gasoline and naphtha of straight distillation. Process purpose is to obtain high-octane gasoline. At present, this type of cracking is almost not applied. Therefore, in petroleum refining the most common form of thermal cracking under pressure is residual cracking of heavy stock (residue, tar), combined with the subsequent high conversion cracking producing diesel fractions.

Coking process is to heat the heavy oil residues (tar of straight distillation, cracking residues) at atmospheric pressure and temperature of 400 – 500°C. As a result of decomposition reactions and hydrocarbon consolidation, gas, gasoline, kerosene-diesel fraction and coke are produced. The main products are coke and coking distillate.

Pyrolysis or oil pyrogenic decomposition occurs at a temperature of 680 – 750 C as well as at atmospheric pressure, i.e. in more severe conditions than coking process. Under such conditions, the petroleum feedstock is converted in more severe conditions with high gas yielding (50%) and aromatic hydrocarbon obtaining. The gas, produced during pyrolysis, is rich in unsaturated hydrocarbons, the most valuable of which is ethylene (18-28% content in gas). Pyrolysis gas is a valuable raw material for chemical processing.

Gasoline yield at single-pass cracking can be increased by deepening of cracking - accelerating of process time and temperature. During single distillate cracking, gas, 25 - 30% of gasoline, cracking residue and 50-60% of the intermediate fractions are obtained. The intermediate fraction partially consisting of unconverted materials and cracking products, may be applied for repeated cracking to obtain an additional amount of gasoline. This type of cracking, in which the intermediate fraction is continuously returned to the fresh feed mix for repeated cracking, called recycling cracking. Recycling cracking benefits are enormous. Only reforming (cracking of gasoline and naphtha fractions) is carried out without it [2].

The chemical composition of the cracking gasoline is substantially different from straight gasoline distillation of unsaturated hydrocarbons, aromatic and paraffinic isohydrocarbons. The presence of these hydrocarbons leads to higher anti-knock properties of cracking gasoline in comparison to straight distillation gasoline. Basically, straight distillation gasoline is composed of paraffins and naphthas, aromatic hydrocarbons in small amounts. The cracking gasoline contains 15-20 % of unsaturated hydrocarbons and aromatic hydrocarbons of 15-35%. The composition and properties of cracking-gasoline depend on the cracking process conditions, in which they are received. The lowest octane gasoline of visbreaking, as such cracking is mild and small amount of aromatic hydrocarbons are formed in it. High conversion cracking gasolines of distillate feedstock have an octane number of 65-70. Their composition is characterized by the presence of unsaturated, aromatic and branched paraffins. A disadvantage of the cracking gasoline is its instability during storage because of the high content of unsaturated hydrocarbons with dibond (alkadienes), prone to gum formation. Thus, thermal cracking of oil has already lost its capacities as a way of refining petroleum products, but, this method can be very useful for the refining industry, for introduction of new technologies and carrying out more detailed studies.

References

1. Parkhomenko V.E. Oil and gas refining technologies. Moscow: Gosoptechizdat, 1959. – 452p.
2. Pichugin A.P. Oil refining: straight distillation, thermal cracking, coking. Moscow: Gosoptechizdat, 1960. – 344 p.
3. Sakhanov A.N. Cracking in liquid phase Leningrad: Neftyanoye izdatekstvo, 1928. – 371 p.

ALLOWABLE AND CRITICAL RISKS OF THE ARCTIC DEVELOPMENT IN TERMS OF GLOBAL CLIMATE CHANGE

Y. Bolsunovskaya, A. Sentsov

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia
National Research Tomsk State University, Tomsk, Russia*

The Arctic issues are becoming increasingly important in the current studies of global climate change. This is due to the fact that the Arctic region which is characterized by complex and rather specific climatic features (ice sheet) secures the balance of global climate system. As for the Arctic region itself, it should be noted that today it presents a vivid example of transforming climatic and environmental problems into economic and political ones. The specific geographical and climatic conditions of the Arctic present a challenge to economic activity in the region. In fact, it is these conditions that restrain geophysical exploration of the Arctic continental shelf. Besides, they make higher demand on communications-infrastructure availability, sustainable development of social systems, staff resources trained specifically to work under Arctic conditions, and, most significantly, programs aimed at preserving and protecting the Arctic environment and unique eco-systems. Therefore, development of the Arctic resources is always accompanied by a great number of various risks. Such a great concentration of risks in the Arctic region is due to different factors which can be conventionally divided into natural and technogenic ones. The natural factors involve geographical location of the

region and harsh weather conditions, while technogenic factors imply the impact of hydrocarbon development activities. The combination of the above factors which constantly affect the Arctic ecosystems poses an enormous threat both to the Arctic region itself and the global climate system, in general.

Arctic operations engender a variety of risks. Some risks can have a significant impact on the whole world, while others can be mitigated due to international, state and cooperative initiatives. Among the scientists and experts there is no clear agreement on the classification of risks, their adverse impact and anticipated consequences. Besides, the present approaches to classify the risks do not fully describe the nature of the risks related both to the Arctic region itself and the Arctic states. The analysis of the research literature has revealed that the classification of the investment risks related to the Arctic region development is the most debated in the international practice. However we believe that identification of climate risks with investment ones is not quite appropriate due to the fact that such a classification is aimed at evaluating impact of risks only in terms of economic activity in the Arctic region. As a result, despite an increasing number of international initiatives launched to deal with environmental issues, the consequences of global climate changes, social and environmental protection problems are regarded as issues of secondary importance. There is an enormous number of scientific publications and research literature on the Arctic climate change. But despite continuously developing modeling technologies, there is an excessive uncertainty about the climate changes, which makes it difficult to obtain reliable modeling calculations.

The basic components of the Arctic cryosphere, such as sea ice and permafrost, are among the most seriously affected by global and regional climate changes. As National Snow and Ice Data Center [6] reported, on September 11, the fourth lowest Arctic sea ice extent in the satellite record for 2015 was 4.41 million square kilometers. After the date of the sea ice minimum, Arctic ice started increasing. The average Arctic ice sea extent for September 2015 was 4.63 million square kilometers, i.e. the lowest values in the satellite record. This is 1.87 million square kilometers below the 1981 to 2010 average extent; however, it is 1.01 square kilometers above the record low monthly average for September, 2012.

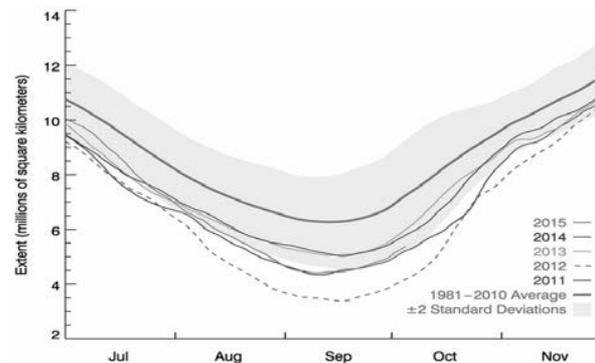


Fig. Arctic Sea Ice Extent (Area of ocean with at least 15% sea ice) [5]

The findings indicate that despite the seasonal increase (September, 2015) Arctic sea ice extent does not reach the 1981-2010 average for that month. Thus, Arctic sea ice extent changes in the cyclic manner. However, on a global scale, it continues melting. This trend is illustrated in the Figure which shows data deviation from the 1981 to 2010 for four previous years. Thawing or degradation of permafrost and associated release of carbon dioxide (CO₂) and methane (CH₄) present another significant concern. Based on Global Methane Initiative [4] data, methane emissions from oil and natural gas systems for 2010 accounted for 20% of global anthropogenic methane emissions. These emissions are projected to grow approximately by 35% by 2020. Oil and gas emissions are expected to increase the projected amount of emitted methane by 3% annually. Therefore, it can be stated that the effects of oil and gas activities in the Arctic region can be rather crucial and catastrophic. Thus, the specific natural and climatic conditions of the Arctic region pose significant limitations to the resource development perspectives in this region. It is impossible to completely eliminate natural risks which consequences are hard to predict. In addition, it is rather difficult to address these risks in the short term.

Oil and gas activity causes substantial environmental damage to the Arctic region, as a whole. The most dangerous and hard-to-eliminate consequences of such an activity are oil and chemical spills that accompany any hydrocarbon field development including drilling operations and oil and gas transportation. The most harmful effect of such accidental spills is a constant degradation of Arctic sea ecosystems. Such adverse effects of anthropogenic activities are examples of ecological risks [1]. The basic danger related to ecological risks is due to the fact that they produce combined impact on the whole region, thus, reducing efficiency of risk mitigation plans. Therefore, high environmental safety of the Arctic region is a key factor of its sustainable development.

Another challenge that impedes sustainable development of the Arctic region is significant social risks. In the Arctic region, social consequences of climate changes and anthropogenic impact are more notable due to the fact that it is place for indigenous peoples to live. Such factors as landscape continuity, maintenance of the traditional biodiversity of the Arctic region are obligatory conditions for indigenous peoples' well-being. However, the rapid warming trend and consequences of industrial activity in this region significantly reduce the possibility of on-time adaptation of local communities to ongoing changes threatening their traditional lifestyle. Besides, there is a growing risk for the health of northern peoples: increase in morbidity and mortality resulting from anomalous high/low temperatures, increased

accidents of injury and mortality caused by unpredictable weather conditions (storms, floods, etc.), growing number of infectious, parasitic diseases and cancer, acute and chronic illnesses, reproductive dysfunction [3, 7].

Efficient and safe development of Arctic resources is also complicated by transport-related and technological problems. Oil and gas activity in the Arctic region inevitably involves the use of stationary drilling and production platforms, ice-class vessels designed for ice navigation, exploration, and rescue operations under harsh Arctic weather conditions. Highly-developed port infrastructure that would meet international navigating requirements is also of great importance. Due to projected increase in cargo flows on the Northern Sea Route, it is of great importance to find the ways to reduce the discussed transport-related and technological risks. Here Russia's Arctic strategies are of great value as the Northern Sea Route is the historically formed national single transport communication of the Russian Federation in the Arctic. To guarantee cargo flow security on the Northern Sea Route, it is necessary to use up-to-date engineering facilities and provide highly developed infrastructure in Russian Arctic. However, currently these conditions are not sufficiently fulfilled. In comparison with other polar countries, Russia is characterized by insufficient level of infrastructure development in the northern regions. Therefore, the problems related to the applied technologies and infrastructure should be considered in a wider arena including political background [8] and political risks [2] of the Arctic region. Today, there is no well-developed international Arctic law. The legal status of the Arctic sea is defined by the principles and norms of the international law, precisely by 1958 Geneva Conventions on the Law of the Sea and UN Convention on the Law of the Sea which do not capture many legal aspects of the Arctic issues. There is no unique approach to define the Arctic borders as a geographical region with strict division into political and administrative regions of the Arctic countries and clear mapping of areas of their responsibility.

The basic findings of the current research are as follows: relationships of the Arctic countries, as well as the Arctic region itself, are intensively transforming. Due to interacting forces of climate change, globalization, social and economic trends, there is an urgent need to modernize the already existing models of the Arctic region development. The Arctic sustainable development is directly dependent on natural, social, economic, and political uncertainties which contribute to new risks. Based on our estimates and specific geographical and climatic conditions of the Arctic, we assume that uncertainties can emerge within any activity related to the Arctic development. The analysis of ongoing transformations allows us to define four basic groups of Arctic risks which could cause negative effects on a world-wide scale: natural risks, social and environmental risks, political risks, industrial and transport risks. To predict the likely level of harm, each group of Arctic risks is divided into catastrophic, critical, and allowable.

References

1. Bolsunovskaya Y., Bolsunovskaya L. Ecological risk analysis as a key factor in environmental safety system development in the Arctic region of the Russian Federation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. — 2015. — Vol. 24. — P. 12-16.
2. Bolsunovskaya, Y., Boyarko G., Bolsunovskaya L. Political risks of hydrocarbon deposit development in the Arctic seas of the Russian Federation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: Problems of Geology and Subsurface Development. — 2014. — Vol. 21. — P. 250-255.
3. Dudley J. P., Hoberg E. P., Jenkins, E. J., Parkinson A. J. Climate Change in the North American Arctic: A One Health Perspective // EcoHealth. — 2015. — Vol. 12. — Issue 2.
4. Global Methane Emissions and Mitigation Opportunities. Global Methane Initiative https://www.globalmethane.org/documents/analysis_fs_en.pdf (2011).
5. Melting beauty. Climate change and its consequences [Tayushchaya krasota. Izmeneniya klimata i ego posledstviya] – M.: Heinrich Böll Foundation, Russian Regional Ecological Center, 2009.
6. Melt season in review. National Snow and Ice Data Center: Advancing knowledge of Earth's frozen regions <http://nsidc.org/arcticseaicenews/> (2015)
7. Revich B. et al. Climate Change Impact on Public Health in the Russian Arctic. The United Nations Office in Russia Arctic Initiative <http://www.unrussia.ru/sites/default/files/doc/Arctic-eng.pdf> (2008).
8. Sentsov A., Bolsunovskaya Y., Bolsunovskaya L. Modeling of the Future in the Programs of Political Parties // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: Problems of Geology and Subsurface Development. — 2014. — Vol. 21. — P. 536-540.

OFFSHORE ICE-RESISTANT FIXED PLATFORM PRIRAZLOMNAYA

D.A. Bychkov

Scientific advisor associate professor G.P. Pozdeeva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Prirazlomnaya is an ice-resistant oil platform, designed to develop the Prirazlomnoye field in the Pechora sea. Currently, the OIRFP Prirazlomnaya is the only platform, extracting oil production on the Russian Arctic Shelf. The first shipment of Polar oil ARCO was shipped in April 2014 and in September 2014; the millionth barrel of oil was produced on the OIRFP Prirazlomnaya.

The platform is located 55 km north of the village of Varandey in the Nenets Autonomous District and 320 km north-eastward of the town Naryan-Mar. The license for the Prirazlomnoye field belongs to LLC Gazprom Neft Shelf (a subsidiary of JSC Gazprom Neft).

The platform is designed specifically for field development and carries out all required process operations: well drilling, oil production and storage and offloading to tankers, heat and electricity generation [1]. The unique feature of Prirazlomnaya is in that, for the first time, hydrocarbon production on the Arctic Shelf is carried out from a stationary platform in the severe conditions of ice fields.

The platform is designed for operation in extreme climatic conditions, meets the most stringent safety requirements and can resist ice loads. Offshore ice-resistant fixed platform (OIRFP) Prirazlomnaya is designed specifically for the project. It provides the implementation of all technological processes: well drilling, oil production and storage, offloading to tankers, power generation.

Prirazlomnaya is designed ensure the top level safety and security of oil production. The environmental parameters are designed with a large margin (for example, wave height is 10 m, which according to statistics happens every 100 years). Specifically designed a lower part of the platform (caisson) is capable to resist the Arctic climate. Three-meter concrete walls of the caisson are covered with inch and a half plated steel layer, corrosion and wear out resistant. Degree of safety of a lower part of the platform vastly exceeds actual loads. The platform base can withstand a direct torpedo attack. The upper part of the OIRFP protected against ice and wave action with a special wave and ice deflectors installed around the platform perimeter. The ice deflector is a wall of 16.4 m high, the inclined upper part of which prevents flowing over the incident waves [4].

The caisson is both the extracted oil storage and the oil storage system at the platform providing a wet method of feedstock placing in reservoirs. Due to this, the feedstock flow coming into reservoirs displaces ballast water. Otherwise, when oil loading into the tanker, the oil displacement process by ballast water is observed. Thus, the oil storage is constantly filled with fluid: oil or water ballast and this prevents oxygen from entering into the tank and therefore, preventing accumulation of explosive gas.

The platform is equipped with direct offloading complexes, operated on the crane system and provides tanker loading from the oil storage platform. Offloading is carried out through one of the bow loading system in relation to environmental factors (rough water, ice drift, wind and etc.). Special attention is paid to safety issues: offloading can be started only in case of synchronous observance of the necessary conditions. Offloading line to transfer oil to the tanker is equipped with emergency shutdown system, with is seven second response time [2].

The automated control and safety system (ACSS) is applied at the OIRFP Prirazlomnaya. The ACSS controls remotely and in an automatic mode the oil production, storage and offloading, electric energy generation and distribution as well as fire protection control. When the occasion requires the emergency shutdown of the equipment and processes occurs. The process is entirely automated, so that the human factor is reduced to zero.

The platform operates in accordance with the "zero discharge" principle. Waste drill mud, drilling cuttings and other waste will be pumped into a special disposal well. Refined petroleum oil and oily water, polluted rainwater and snow are re-injected back into the reservoir [3].

Special meteorological Arctic conditions required fundamentally new and unique technologies for field development.

Table

The characteristics of the OIRFP Prirazlomnaya

Staff		200 people
weight	own	117 kt
	with regard to ballast	506 kt
dimensions	the total height	141 m
	the height of the caisson	24,3 m
	the caisson at the bottom	126 x 126 m
	the caisson in the upper part	102 x 102 m
Capacity of the caisson	tanks storage tank oil	12 pieces. (113 thousands m ³)
Performance	the plan on oil recovery on 2014	300 kt
	peak production (after 2020 y.)	5 mln tn per year
	period of shipment of oil (at maximum output)	6 days
Autonomy	change watches	30 days
	the replenishment of materials	60 days

For the project implementation, the offshore ice-resistant fixed platform Prirazlomnaya was established, which provides the all technological operations: drilling, production, storage, offloading, heat and electricity generation.

The platform length and width is 126 m, the weight is 117 thousand tons. Endurance for the food and fuel storage is 14 days, for technology and chemical stocks is 60 days, for drilling operation supplies is 40 day, accommodation building is designed for year-round accommodation and suitable for up to 200 people.

The platform meets the most stringent safety requirements and can be adapted to work in harsh climatic conditions. It is designed to expect maximum ice loads the region. The OIRFP Prirazlomnaya is designed to ensure the top level safety and security of oil production [5, 6].

The sea depth in the field area is not than 20 meters, so the platform is installed on the seabed and is securely held due to its weight (500 kt) and protective stone and gravel berm.

Specifically designed substructure (caisson) is capable to resist the Arctic climate. For greater resistance to corrosion and wear out, its walls are made of inch and a half layer plated steel and three-meter space between them is filled with heavy duty concrete. The caisson part design is arranged so that it can withstand a direct torpedo attack. Safety

margin of a lower platform exceeds factual loads. All wells to be drilled at the field are located within the platform. The platform basement also serves as buffer between the well and the open sea.

Besides, the installed equipment is intended to prevent the uncontrolled oil and gas release.

Oil storage system at the platform provides a "wet" method of placing raw materials in reservoirs, which prevents oxygen passage and formation of explosive mixtures.

Mikhail Ulyanov and Kirill Lavrov, oil tankers of the strengthened ice class and deadweight (cargo weight) of 70 tons will provide year-round export of products. These vessels are specially designed to oil transport from Prirazlomnaya.

Offloading line to transfer oil to the tanker is equipped with emergency shutdown with a seven second response time.

Near the platform the Ice Breaking Emergency Evacuating Vessels are on permanent emergency duty, fitted with the latest oil recovery systems equipment for operation in winter conditions. In addition, at the banks of the Varandey settlement, the Oil Spill Response Equipment is located, which helps to protect the coastline.

According to the world's practices and the Russian legislation requirements, a detailed plan of prevention and response to possible oil spills was developed. Due to this, various scenarios of risk were considered, resources and manpower calculation for forming facility emergency organizations was made, professional units for prevention and management of Oil Product Spills and etc.

The design progress and construction of OIRFP can be divided into five stages:

- 1) Design and factory setting of the platform in the water area of the production association "Sevmash" in Severodvinsk;
- 2) The platform towing from Severodvinsk to Murmansk;
- 3) Further construction, completion and concrete ballasting of the platform in the water area of Kola Bay (Murmansk);
- 4) The platform towing from Murmansk to the field;
- 5) The platform installation in the field, back filling of protective berm, and start-up operations, drilling the first three wells.

In November 18, 2010 the initial construction phase of the platform was completed: the platform factory setting was accomplished in the production association Sevmash, the living quarter platform installation in OIRFP, preparatory works for the platform towing to Murmansk to the 35 shipyard.

During the period from 18 to 27 November 2010, the second phase was completed: the platform towing from Severodvinsk to the completion site of the substructure (caisson) - the 35 shipyard in Murmansk. For the platform transportation seven ships were used.

References

1. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы. М.: Недра, 1988. - 501 р.
2. Булатов А.И. и др. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов - М: Недра, 2003, - 1007р.
3. Буровые комплексы / под общей ред. К.П.Порожского. Екатеринбург, 2013. – 768 р.
4. Добрецов В. Б., Каренина С., Лигоцкий Д. Н. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений шельфа. – 236 р.
5. Золотухин А.Б., Гудмestad О.Т., Ермаков А.И. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. М.: Нефть и Газ, 2000. – 455 р.
6. Приразломная нефтяная платформа [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>.

MODERN TECHNOLOGIES OF OIL TRUNK PIPELINE SYSTEM CONSTRUCTION IN PERMAFROST ENVIRONMENT

A.N. Chehlov, A.V. Sidelnikov

Scientific advisors associate professor N.V. Chukhareva, associate professor D.A. Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In the near future oil production levels will rise due to development of new fields, the majority of which are located in the regions of the Far North. Oil fields of the Yamal Peninsula, the North of Krasnoyarsk Krai and Yakutia are considered perspective areas; the potential of hydrocarbon extraction on the shelves of the Arctic seas is being currently discussed. Increasing volumes of production in this region demands the development of oil trunk pipeline system in extremely severe conditions.

The difficulty of pipeline construction in the region of the Far North is connected not only with features of climate, but also with special geocryologic conditions which occur due to permafrost. The term frozen soil refers to all types of soil having zero or negative temperature and containing the frozen water in the form of ice inclusions, which cement the soil. During the summer period thawing takes place in the top (active) layer of the permafrost soil, which, in its turn, causes and intensifies various physical-mechanical processes connected with soil movement. Soil rebound, cryogenic cracking, thermokarst can lead to pipeline displacement from the design position, change its stress-strain behaviour and cause emergency situations. Being transported through the pipeline, high viscosity oil is heated, which, in its turn, increases thermal impact on frozen soil and leads to significant increase in thickness of an active layer [2]. The

measures aimed at minimizing pipeline impact on frozen soil are obligatory to consider in constructing facilities in areas affected by permafrost; their efficiency ensures safety of pipeline operation in hazardous geocryologic conditions.

Special conditions of northern latitudes make it necessary for designers and builders to accomplish tasks, which require extraordinary solutions; therefore each pipeline laid in areas of permafrost distribution is a unique project. Both Messoyakh – Norilsk gas pipeline which is 263 km long, laid in the conditions of Arctic Circle, and the Trans-Alaska oil pipeline, which was pulled in the areas characterized not only by extensive permafrost, but also high seismic activity, belong to this group. The experience of these facilities has been considered in developing technical solutions to lay Zapolyarje-Purpe oil pipeline which is being constructed using up-to-date technologies and had to be completed by December, 2015 [1].

Based on frozen subsoil conservation principle, pile-supported above-ground pipelining was chosen as a construction method for Zapolyarje-Purpe pipeline [3]. This construction type minimizes heat exchange between oil and ground, but involves certain difficulties due to temperature fluctuations of surrounding air. This leads to rise of oil viscosity when air is cooled and because of temperature it causes more severe deformations than those which can occur in underground pipelines.

For the above ground Zapolyarje-Purpe pipeline sections a set of pipe design requirements is identified. A pipe should be steel with corrosion resistant coating, heat isolating coating, and protective covering. Influence of atmosphere corrosion is much lower comparing to underground corrosion, that is why one-layer yard epoxy coating is used. Extremely low temperatures in Far North conditions require special heat isolation, therefore cast polyurethane is applied (thermal conductivity coefficient 0,024 – 0,035 Wt/mK). Thickness of the layer can be determined by thermotechnical calculations. Spiral lockseam tube with 1,5 mm thickness is used as protective covering [6].

To compensate temperature-caused piping stresses three types of piled pipeline support configuration are applied which are fixed, laterally moveable and free moveable. Fixed supports are spaced within 500 m interval, while, moveable and free moveable supports, which allow pipeline longitudinal and cross-sectional movements in case of temperature-induced stresses, are mounted between them. Smooth sliding of a pipe is provided due to installation of fluoroplastic chafing plate on a pile toe, whereas a siloxane shim between the pipeline and lodgment prevents protective cover and thermal pipe isolation coating from damage while sliding [3].

Piled support configuration allows a pipeline to operate in case when two moveable supports fall down (in the section between two fixed ones). However, to avoid such emergencies in Zapolyarje-Purpe pipeline an unusual engineering solution which implies application of soil thermostabilizers (Fig.) is employed. The effect of the device is aimed at local freezing of thawed soil and decrease in temperature of frozen soil around the pile, which, in its turn, increases pipeline bearing capacity and reliability. Structurally a cooling device represents a sleeve filled with non-freezing liquid which is embedded in a pile and is separated from the air by the heat-insulation liner. The lower part of the device placed in the sleeve is a vapourizer filled with refrigerant, and there is a horizontally - finned condenser at the top [5].

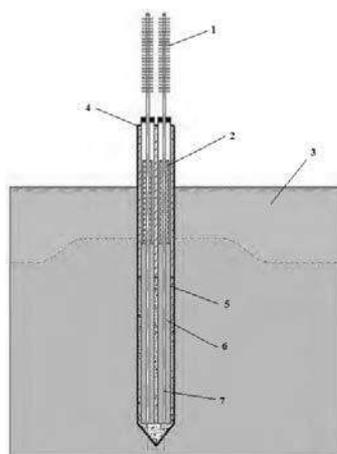


Fig. Soil thermostabilizer: 1 – condenser; 2 – heat-insulation liner; 3 – active soil layer; 4 – pile; 5 – sleeve; 6 – non-freezing liquid; 7 – vapourizer

The device works as follows: heat from the soil is transferred by means of non-freezing liquid to the operating section of the vapourizer, where refrigerant starts boiling and the received steam moves up. Then, steam moves through the condenser, releasing heat into cold air, hereafter the condensed fluid moves down towards the vapourizer, thus cooling the ground. This results in ice-soil holder formations which decrease loads sustained by main piles [5].

The cost of above-ground pipeline is higher than that of underground line. Therefore, the possibility of underground pipelining in the regions with insular permafrost was considered. About 35% of pipelines are situated in such areas, which can decrease costs significantly. However, underground pipelining requires more rigorous exploration and thermal stabilization of soils [4].

To reduce the thaw halo effect around the underground pipe the following design details of thermal insulation construction has been proposed: a steel pipe, yard three-layer polyethylene anticorrosive covering, polyurethane coating and metalpolymeric protective cover. The higher protection against corrosion, external mechanical influence and smaller

thickness of polyurethane layer (75 mm) which protects frozen soil from thermal impact of the transported oil distinguishes subsurface pipe thermal isolation from a thermal insulation design of above-ground pipelining [6].

Certain sections of pipelines experience destructive effects of melting and soil subsidence, despite yard heat isolating covering. These processes lead to disastrous stresses in pipe walls, as a consequence, additional measures to stabilize the soils have to be undertaken, including replacement of frozen soil by dry soil immediately before laying the pipes in the trench. Moreover, additional heat isolation can be provided by placing sheets of isolating material at the bottom of a trench as well [4].

Building long-distance oil trunk pipeline systems in the Far North environments is a very complicated activity, which requires not only large funds, but also accurate design and surveying. A lot of innovative and modern ideas were implemented in Zapoljarje-Purpe pipeline construction to decrease costs and provide high level of safety for the next 50 years.

References

1. Vyisokie trebovaniya vysokih shirot // Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov. – 2011. - №1. – p. 22-23.
2. Dertsakyan A. K. Stroitelstvo truboprovodov na bolotah i mnogoletnemerzlyih gruntah. M.: Nedra, 1978. – 167p.
3. Lisin Yu. V., Sapsay A. N. i dr. Sozdanie i realizatsiya innovatsionnykh tekhnologiy stroitelstva v proektakh razvitiya nefteprovodnoy struktury Zapadnoy Sibiri // Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov. – 2013. - №4. – p. 6-11.
4. Lisin Yu. V., Soschenko A. E. i dr. Tehnicheskie resheniya po sposobam prokladki nefteprovoda Zapolyare – NPS «Purpe» // Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov. – 2014. - №1. – p. 24-28.
5. Sapsay A. N., Soschenko A. E. i dr. Konstruktivnyye resheniya termostabilizatorov gruntov i otsenka ih effektivnosti dlya obespecheniya tverdomerzlogo sostoyaniya gruntov osnovaniy fundamentov pri nadzemnoy prokladke truboprovoda // Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov. – 2014. - №1. – p. 36-41.
6. Surikov V. I., Revin P. O., Fridlyand I. Ya. Tehnicheskie resheniya po teploizolyatsii lineynoy chasti truboprovodnoy sistemy Zapolyare – Purpe // Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov. – 2013. - №1. – p. 12-16.

THE MODIFYING OF CLAY FORMATIONS

I.V. Chudinova

Scientific advisor professor N.I. Nikolaev

National Mineral Resources University (Mining University), St. Petersburg, Russia

The quality of drilling wells highly depends on interaction between rocks and drilling mud. If drilling mud is picked up not correctly, there is a set of complications in the process of drilling. Improvement of processing behavior of drilling mud is quite an actual task since large volume of drilling in our country is conducted in unstable clay rocks. Clay formation can be divided into two categories, depending on a stage of lithogenesis: supplied (stage of diagenesis and early catagenesis) and friable (stages of an average and late catagenesis).

The microstructure of clay formation is very sensitive to change of physical and geochemical fields and therefore it is transformed in the process of lithogenesis. [4] One of the most typical directions of diagenetic transformation of silt waters is increase in concentration of salts and increase in content of Mg^{2+} , Ca^{2+} and K^+ as a result of which the exchange complex of sludge also has changes. It leads to reduction of hydrophilicity of clay particles and degree of diffusion of their double electric layer.

Clay changes into typical supplied systems with development of near coagulatory contacts. Such systems are described by viscous nature of deformation, ability to supplied flow in a wide interval of loadings with the greatest supplied viscosity, average values of indicators of compressibility and swelling capacity.

Appearance of structural bonds of the mixed type at a late stage of diagenesis causes essential change of strength and deformation properties of clays. Appearance of stronger transitional contacts leads to formation of a rigid framework that is capable to perceive external loading at an initial stage of deformation. [3] Therefore, under loadings which are less than durability of a rigid framework these clays behave as elastic systems, and in destruction of a framework and higher loading are deformed as plastic bodies. Compressibility of such clays considerably decreases, and indicators of strength properties increase, and the size of swelling reaches the maximum value.

In case of clay rocks at the diagenesis stage, when clays are condensed under the weight of overlying rocks the adsorbed water is squeezed out together with steam water. The amount of the remaining water depends on depth of occurrence, a volume fraction of clay minerals, existence of exchange cations in them and geological age of formation. In the process of exposure of clay formation to horizontal stress in rocks in a borehole are removed and the dehydrated rocks adsorb water from drilling mud. If the swelling pressure developing this way causes increase in the centrifugal pulling stress to the level exceeding a yield point, the borehole is deformed. Deformation is shown in the form of a supplied flow when rocks come into contact with drilling mud [1].

In case of existence of supplied clays in practice of washing-over of wells calcium chloride, gypsum, silicate, barite and calcium drilling fluid are used most widely. The use of such fluids in the fields of Central and Lower Volga area, in Turkmenistan, in Ukraine and many other areas of drilling operations allowed to considerably reduce cave-ins, taluses, well narrowings and a caving formation, to reduce time for washing and study of wells.

Sorption of the inhibiting components on clay changes its surface and causes coagulation of moisture particles. During penetration of a filtrate deep into the rocks coagulative and condensation structures causing increase of association of clay particles are formed and units and preventing their swelling and softening. The inhibiting electrolytes reduce hydration level, and the colloidal electrolytes and polyelectrolytes which are a part of solution slow down its rates run to way of assignment of osmotic balance between drilling mud and hydrate layers of clay particles [1].

The friable clay rocks which are formed at larger depths are presented in the form of claystones, clay slates. During transition from diagenesis to catagenesis there is a further consolidation and hardening of structure of clays. At this stage of lithogenesis the majority of clays gets a turbulent or laminar microstructure. Transitional contacts are gradually transformed in cementing and crystallization. Crystallization contacts arise generally under the influence of a high pressure and diffusive processes that are characteristic for claystones. [4]

As a result of such transformations the rocks which underwent catagenesis become typical solid bodies. For such rocks the main characteristic is elastic deformation up to fragile destruction, low compressibility, high rates of resistance to shift, lack of swelling in undisturbed addition. High swelling pressure can be developed in the lithified clay rocks (slates, claystones) if they are isolated in all directions and have contact with water. There are two mechanisms of loss of stability of these claystones. One is connected with low mechanical strength of claystones owing to their strong disunity. The second mechanism of loss of stability is connected with low skeletal tension in clay rocks and insufficient pressure on a face. In the drilled well pressure of swelling promotes increase in the centrifugal stretching tension in a borehole. When this tension reached the yield point the hydration collapse occurs. In Chenevert's [2] review, swelling pressure growing with time and eventually causes explosion increase in diameter of a well. In practice the collapse usually occurs only in some days after rock exposure. Ensuring of fixing and microplugging properties of drilling fluid are important in the drilling process in such formations. [3]

Thus, polymers are adsorbed on a surface of a solid phase with forming isolating layers offer a large interest for inhibition of this kind of rocks. This effect which is followed by the termination of a peptization of clay units is equivalent to inhibition, but provides the high level of protective action. For such polymer - clay fluids, a number of reagents and their combinations are offered e.g. guar, amines, alkaloids, products of microbiological modifying of various sugars and starch, acrylic polymers, bitumen, etc. Formation of impenetrable plastic crusts on borehole promotes decrease in hydration and increase of their stability. [2]

Modifying clay rocks can be due to force of change of the chemical nature of an external and internal silicon oxygen surface of a particle, replacement of interlayered water and an exchange of cations of alkaline metals on organic or on other inorganic cations. Clay organic complex can be formed by interaction of montmorillonites (bentonites) with organic substances.

Interesting data were obtained when modifying clays by solution iodide tetrametilammonium. In this case substitution of inorganic ions by an organic cation leads to the essential growth of the adsorptive ability on benzene vapors. The modifying effect of nitrogen-containing organic compounds significantly depends on their chemical nature. Ethyl amine has more essential impact on properties of clay which increases the adsorptive ability of clay in all interval of relative pressure. Clays can be subjected to water-repellency treatment by the fluoric connections.

Strong, almost not variable substitution in the absorbed complex of clays with the organic cations or connections possessing the basic properties are of great importance. High-molecular amines have considerable water-repellency treatment effect. The highest amines improve adhesion of materials to damp surfaces. Quarternary salts of such amines can be used in quality cation-active surfactant. [2] Amination leads to basic change of the nature of clay, its hydrophobization, destruction of system by clay – water and to rise of new system: organophilic bentonite - unpolar (organic) solvents.

Substitution with organic cations is made according to exchange capacity. N. Smith, for the first time found, characterized amination reaction as exchange, but F. D. Ovcharenko and N. V. Gudovich showed its irreversibility. [2] L. P. Shirinskaya and N. F. Ermolenko, considering violations of equivalence of an exchange in replacements with organic cations as demonstration of secondary process of molecular sorption, and offered two mechanisms for it. [2] The first – binding of the organic radical by molecular forces, the second – amine binding by the organic cations which are already sitting on clay. In process of saturation of a surface the organic cations blocking active sites hydrophilily of clay and its exchange ability fall. The similar effect is rendered by the sulphurous connections which are formed on a surface of clay. [2]

The use of the appropriate compounds of drilling mud during drilling wells allows us to solve an actual problem of improvement of quality and reliability of drilling in difficult mining-and-geological conditions.

Correctly chosen drilling fluid and the mentioned recommendations will allow receiving drilling mud suitable for drilling in zones of distribution of unstable clay deposits.

References

1. Johannes Fink Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids, Elsevier B.V., 2012, vol.785, pp 1-55, 125-147.
2. Kister E.G. Chemical processing of drilling fluids – M.: Nedra, 1972 – 392 pages.
3. Mosin V., Medentsev A. Stability of a borehole during drilling clay deposits of late stages of a catagenesis//Oil and Gas Eurasia.-2014.-№10. - Page 54-59.
4. Osipov V. I., Sokolov V. N., Rummyantseva V.A. A microstructure of clay breeds / under the editorship of the academician E.M. Sergeev – M.: Nedra, 1989 – 211 pages.

ASSOCIATED GAS FLARING

S.V. Dashiev

Scientific advisor associate professor G.P. Pozdeeva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

A gas flare or a flare stack is a gas combustion machine used in chemical plants, natural gas processing plants and at oil and gas production having wells, offshore oil and gas rigs and landfills.

They are used to eliminate waste gas which is otherwise not feasible to use or transport. They also act as safety systems for non-waste gas and are released via pressure relief valve when needed to ease the strain on equipment. When industrial mechanical equipment items are over-pressured, the pressure relief valve is a safety device that automatically releases gases and sometimes liquids. The pressure relief valves must have industrial design codes, standards and state permission [1].

The released fluids are transported through large piping systems called flare headers to a vertical elevated flare. The gases are burnt as they get out the flare stacks. The size and brightness of the resulting flame depends on the material's flow rate in joules per hour.

Better part of industrial plant flares has a vapor liquid separator (knockout drum) upstream of the flare to remove any large amounts of liquid that may accompany the relieved gases.

Steam is very often injected into the flame to reduce the formation of black smoke. When too much steam is added, a condition known as "over steaming" can occur resulting in reduced combustion efficiency and higher emissions. To keep the flare system functional, a small amount of gas is continuously burned, like a pilot light, so that the system is always ready for its primary purpose as an over-pressure safety system.

Burning and flaring of associated gas from oil drilling sites is a main source of carbon dioxide (CO₂) emissions. Coupled with fossil fuel combustion and cement production, flaring's carbon dioxide emissions in 2010 have increased (1300 ± 110 Gt CO₂) compared to the last recording (years 1750-1970, 420 ± 35 GtCO had been emitted.) 2400 × 10⁶ tons of CO₂ are emitted every year in this way and it is about 1.2 percent of the worldwide emissions of carbon dioxide. That may seem to be more serious, but in perspective it is more than half of the *Certified Emissions Reductions* that have been issued under the rules and mechanisms of the Kyoto Protocol [1].

American satellite data shows that for 5 years (2005 to 2010), global gas flaring decreased by about 20%. The most significant reductions of volume were made in Nigeria (down 29%) and Russia (down 40%).



Fig. 1. Satellite data

There are a lot of enterprises involved in the processing of APG. In these enterprises is separated associated gas, which depending on the field has a different degree of "fat"

APG processing at gas and petrochemical profile is the most important direction of its useful life. Therefore, at the present stage, to solve the problem of associated petroleum gas, both to solve environmental problems so as to increase the economic efficiency of gas and petrochemical industries. APG to gas processing plants processed (is separated) in the dry stripped gas (DSG), which enters the main gas pipelines, as well as a broad fraction of light hydrocarbons, which is an important raw material for the petrochemical industry. NGL is a basic raw material for the production of liquefied petroleum gas, petrochemical, and other products.

In turn, the processing of natural gas liquids for the gas and petrochemical profile predetermines a higher yield of the desired product gas and petrochemicals as compared with the processing of traditionally used in Russia pyrolysis feedstock - straight-run gasoline. The economic effect is achieved not only due to higher yields of the desired olefins of the above hydrocarbon compounds, but also by reducing costs in the processing of ethane and propane-butane fraction in relation to the straight-run gasoline. Using ethane, propane, butane, allowing the creation of productive and more environmentally advanced technologies for synthesis of basic organic synthesis products. Thus itself the development of gas and petrochemicals can be a decisive element in the solution of environmental problems flared APG, by involving it in processing by petrochemical profile [2].

The second direction of useful utilization of associated petroleum gas is its use to generate electricity, in fact, for the needs of oil companies themselves.

These two areas are considered "useful recycling" in the license agreements for the extraction of hydrocarbons. The main condition is not to send to the torches of more than 5% of associated petroleum gas. From an environmental point of view, the burning of associated gas in power generation plants is not different from APG flaring. The difference between the first option - APG flaring in the power generator is not visible from satellites. The second difference - the

problem is not regulated by any legal documents. In addition, the commercial gas turbine and gas turbine power plants do not burn dry stripped gas - mainly consisting of methane, and the gases of the second and third stage separation which, unlike methane, post combustion yield significant emissions of harmful substances in atmosphere. According to many officials, experts and specialists, dealing with waste - processing APG power unit is the same serious waste, as well as the use of smoky torches, destroying valuable for the gas and petrochemical industry.

Russia has announced it will stop the practice of *gas flaring* as stated by the deputy prime minister Sergei Ivanov on Wednesday September 19, 2007. This step was, at least in part, a response to a recent report by the National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) that concluded Russia's previous numbers may have been underestimated. The report, which used night time light pollution satellite imagery to estimate flaring, put the estimate for Russia at 50 billion cubic meters while the official numbers are 15 or 20 billion cubic meters. The number for Nigeria is 23 billion cubic meters.

References

1. Gas flare explained [Internet resource] – Retrieved from: http://everything.explained.today/Gas_flare/
2. Wikipedia [Internet resource] –Retrieved from: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>

RESEARCH ON PELLET IMPACT DRILLING: HISTORY, TECHNIQUES AND RESULTS

D.G. Dubinsky, D.A. Nechaev

Scientific advisors senior lecturer A.V. Kovalev, associate professor D.A. Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Drilling in in hard and tough rocks is associated with low values of mechanical speed and bit pressure. Pellet impact drilling method is aimed at destruction of rocks due to continuous circulation of metal pellets provided by an ejector pellet impact tool string (EPITS) in a bottom-hole area. This prospective technique can result in a considerable gain of penetration rate within the range of hard and tough rocks; reduction of costs of a well construction by cutting down round-trip time. One more advantage of this method is that its implementation will not require considerable re-equipment of the drilling rig since pellet impact method easily adapts to the existing well drilling technology.

For the first time the method of rock destruction by pellet impact was offered in 1955 by a group of scientists from American company «Carter Oil». A jet pump was chosen by them as a device which can cause acceleration and recirculation of pellets. Despite the possibility of destroying rocks, the method was criticized by own pioneers. In fact, negative conclusions have been brought about owing to a procedure errors and a number of shortcomings of “gravity-aspirator” tool string (Fig. 1.) [1]. Nevertheless, this method continued to arise interest of some researchers. Since 1963 the EPITS was used for well deviation studies in the Southern Kazakhstan Geological Survey directed by A.B. Uvakov. Thereafter, the tool string has been improved numerous times. If Uvakov’s EPITS could make up to 20 m/h in tough and very tough rocks, the “PIM-216” tool string (Fig. 2) designed by S. A. Zaubekov in 1995 already showed excess of mechanical speed by 20% and bit pressure by 43% over the serial tools during its industrial testing [4, 5].

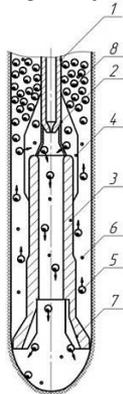


Fig. 1. Gravity-aspirator drill bit
[1]
1 – drill string; 2 – primary nozzle;
3 – secondary nozzle; 4 – bars; 5 – rock-breaking pellets; 6 – cuttings; 7 – feet; 8 – pellet cloud.

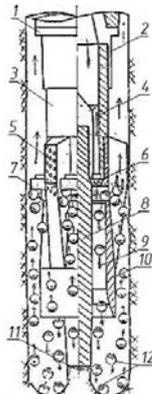


Fig. 2. “PIM-216” tool string with the nozzle and circular mixing chamber [5]
1 – calibrating device; 2 – sub;
3 – connector end;
4 – fluid delivery channel;
5 – calibrating and centralizing bars;
6 – circular nozzle; 7 – arrestor;
8 – drill bit holder;
9 – circular mixing chamber;
10 – drill bit body;
11 – hard alloy teeth; 12 – pellets.

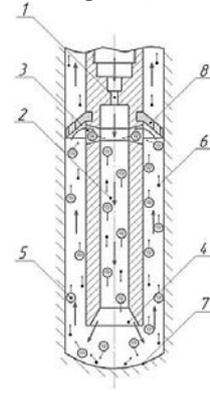


Fig. 3. Ejector pellet impact tool string [2]
1 – nozzle; 2 – mixing chamber; 3 – operating windows;
4 – diffuser; 5 – pellets; 6 – drilling cuttings;
7 – rock; 8 – arrestor.

Since 2012 the researches in this area have been conducted at the Department of Well Drilling of Tomsk Polytechnic University. These investigations proved that construction of ejector tool string, with the nozzle and the tubular mixing chamber arranged consequently in line is optimal (Fig. 3). This device functions as follows: the operating fluid supplied to the tool is accelerated in the nozzle (1) and runs at the high speed to the mixing chamber (2). A suction zone forms in the area outside the nozzle. Operating fluid from annular space is sucked through the operating windows (3) due to effect of ejection along with pellets (5) and drilling cuttings (6). Then two-phase fluid goes through the mixing chamber, diffuser (4) and breaks the rock (7). Then the pellets rise in the annular space until they are stopped by the arrestor (8) and then the cycle is repeated.

To carry out experiments, a laboratory bench was constructed (Fig. 4). Being modified in 2015, it includes SKB-4 drilling rig (4) (nominal feed 80 L/min; nominal pump suction feed 5,6 MPa) as a basic unit. The jet pump (1) (feed 120 L/min; max pressure 4 MPa) supplies the operating fluid through the discharge manifold (3) to the pellet impact tool string which is maintained and shifted by the drilling rig. The manometer (2) measures the pressure difference in discharge manifold after the jet pump. The fluid with drilling cuttings, being transported from the bottom hole, raises through the drilling barrel (6), which imitates a hole and helps to make the process of pellet circulation visible. After passing the barrel, the fluid and cuttings are removed through the drain pipe (7) to the drilling sump (10), where the fluid is sucked by the jet pump through the inlet manifold (8).

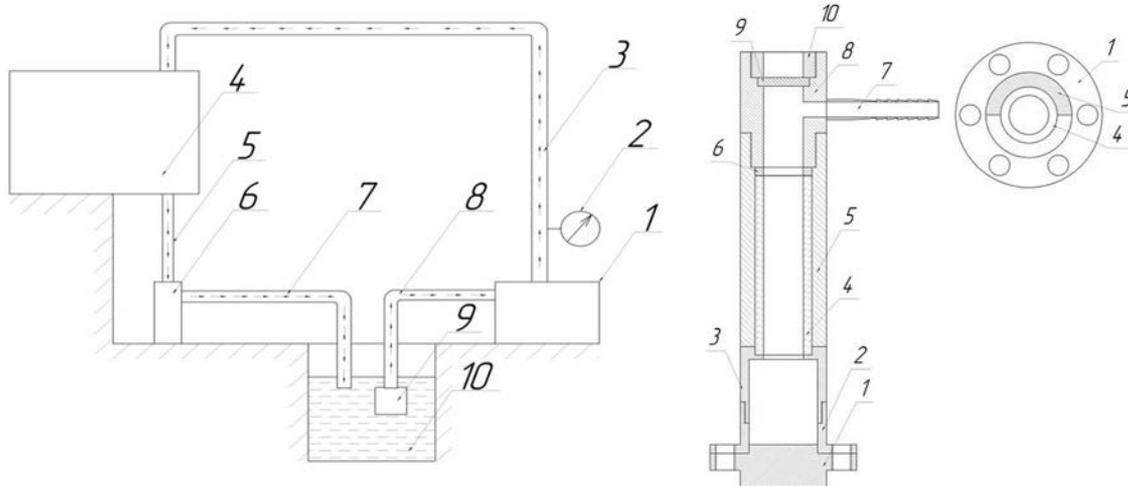


Fig. 4. Scheme of the laboratory bench for investigation of pellet impact drilling technological processes:

1 – jet pump; 2 – manometer; 3 – discharge manifold; 4 – SKB-4 drilling rig; 5 – drilling pipe;
6 – drilling barrel; 7 – drain pipe;
8 – inlet manifold; 9 – filter; 10 – drilling sump.

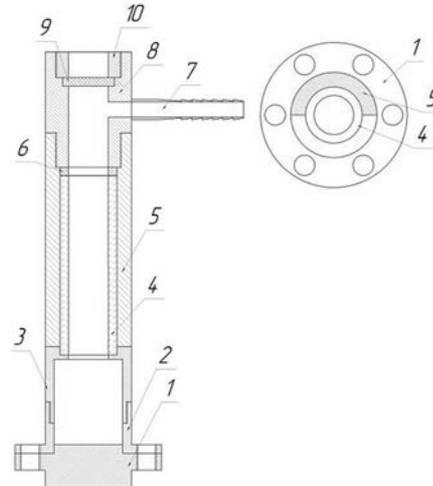


Fig. 5. Drilling barrel:

1 – backer plate; 2 – flange;
3 – bottom cylinder; 4 – Plexiglas tube;
5 – middle cylinder; 6 – bottom rubber gasket;
7 – tap; 8 – top cylinder;
9 – top rubber gasket; 10 – packing nut.

The special drilling barrel (Fig. 5), which was mentioned above, was designed to make the experiments visible through the Plexiglas tube (4). The rock specimen is placed in the bottom cylinder (3) and fixed by the backer plate (1) and the flange (2). The rubber gaskets (6, 9) suppress the mechanical vibrations and pressurize the barrel effectively. The operating fluid with the cuttings is sucked through the drain pipe, which is connected to the tap (7).

Based on theoretical and experimental investigations, the following results have been obtained:

- the possibility of increasing pellet impact drilling efficiency in tough rocks by accurate technological process coordination and adequate construction of tool string elements has been proved;
- for the first time high-speed photography (3600 shots per second) has been carried out to explore rapid processes and to develop a physical model of drilling;
- functional correlation between drilling mode efficiency and the pellet diameter, the height of operating windows, the mass of pellet portion, the nozzle diameter, the distance between the nozzle outlet and the top slice of operating windows, the distance between tool string and hole bottom, the length of the mixing chamber, the cone angle of arrestor, mud flow rate, the opening angle of a diffuser have been assessed.

Pellet impact drilling method being considered prospective, the following theoretical and experimental researches are further required:

- research on methods to maintain optimal distance between pellet impact tool string and bottom hole;
- development of runout decrease methods;
- design of detector to determine hydrodynamic parameters of two-phase flow;
- design of catching-charging device which can replace worn out pellets, run in and pull out pellets to reduce round-trip time [2].

References

1. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Dallas, 1956. – Vol. 207. – p.15.
2. Kovalev A.V. Teoreticheskie i eksperimental'niye issledovaniya tekhnologicheskikh protsessov sharostruynogo bureniya skvazhin: synopsis of diss. submitted for the degree of cand. of Eng. Sci. / A. V. Kovalev ; Tomsk Politech. Univ.- Tomsk, 2015. - 22 p.: ill. – Bibliogr.: p.21-22.
3. Pat. 417599 USSR, E 21 B 7/18. Sharosruyniy snaryad dlya bureniya skvazhin / A. B. Uvakov, V.V. Shtrasser. – № 1451266 ; filed 15.06.1970 ; published: 28.02.1974, bul. №8.
4. Uvakov A.B. Sharosruynoyue bureniye / A. B. Uvakov. – M.: Nedra, 1969. – 207p.
5. Zaurbekov S. A. Povysheniye effektivnosti prizaboynkh gidrodinamicheskikh protsessov pri sharostruynom bureni skvazhin: synopsis of diss. submitted for the degree of cand. of Phys. and Math. Sci. / S. A. Zaurbekov ; Kazakh national tech. Univ.– Almaty, 1995. – 18p.

**DRILLING PROGRAM DIRECTIONAL WELL 191 POTYMSKO-INGINSKI L.A
O.A. Dzhabiyev**

Scientific advisors associate professor A.V. Ezhova, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Krasnoleninskoye oil and gas field is located in the Russian Federation in the western part of the Khanty-Mansi Autonomous District of the Tyumen region. Production centers are located in Nyagan. Krasnoleninsk group of fields contains several fields: Stone, Talinskoye, Em-Egovskoe, North Stone, Palyanovskoye, Inginskoe, East Inginskoe, Pottymsko-Inginskoe, Elizarovskaya swan. Oil-bearing Krasnoleninskoye field is associated with deposits of Jurassic age. The initial group of stocks is estimated 1.2 billion tons, the largest being Talinskoye [1].

The primary objective of well 191 is to produce oil at commercial rates from UK2 reservoirs. Drilling is performed by the drilling company PNG. Support is provided by drilling company Baker Hughes. This project was developed by the well drilling company Baker Hughes employees. Basic data on the well are shown in Table 1.

Table 1

<i>Well details</i>	
Well data	
Field	Krasnoleninskoe
Pad	19
Well number	191
Well purpose	Production well
Type	Horizontal well
SURVEYING DATA	
Coordination System	Pulkovo 1942
MSL, m	41.6
North reference	Grid North
Wellhead coordinates	12371783.77m E, 6829042.68m N
GEOLOGICAL DATA	
Directional borehole TD	MD, m 4505
	TVD, m 2381.0
	TVD SS, m 230
TARGET CHARACTERISTICS	
Target reservoir name	UK 2
Target size, m	T1 – 50 m

In the process of project development the lithology of the area was considered. Lithological characteristics of the area are different. There are the following types: at the beginning of the section – sand, loamy sands, clays, green clays with thin siltstone lenses, calcareous. The productive horizon is represented by Bazhenovskaya suite and consists of Brownish black argillites, black bituminous argillites with interbeds of siltstone. The section of Paleozoic age completes basement which consist of micaceous quartz shales, chlorite quartz shales, clay sericite shales, basalt, amphibolites. [2]

During the project development 191 drilling models was built. The following submission of construction of the well (Fig. 1), the plan (Fig. 2), and the cross-section (Fig. 3) are shown [3].

As previously mentioned, in the course of drilling, the following types of teledrilling system AutoTrak and OnTrak are used. Below some information about these kinds of teledrilling systems is presented. AutoTrak is based on the success of the most technologically advanced Rotary Closed Loop System (RCLS), the AutoTrak G3 is the latest stage of MWD/LWD development in a rugged modular design. This third generation system opens new opportunities in all aspects of directional drilling, including both geosteering and extended reach applications. Changes in well trajectory or other downhole programming are efficiently communicated from surface without interruption to the drilling process [2].

Casing OD	Bit OD	Well design	Casing set depth MD/TVD	Fluid system
Размер колонны	Диаметр ствола	Конструкция скважины	Интервал пуска, ствол/вертик, м	Система бурового раствора
324	393.7		Conductor / Направление 0-50 м	Spud Mud 1,14 г/см ³
245	295.3		Surface hole Колонна / 0-954 м/930 м	New-Drill [®] Partially-Hydrolyzed polyacrylamide polymer (PHPA) Инициальный полимерный стайл 1,14 г/см ³
178	220.7		Production casing Эксплуатационная колонна / 0-3050 м/2357.5 м	Per-Flex [®] High performance water-based system 1,14-1,20 г/см ³
114	155		Liner Хвостовик / 3060-4505 м/ 2380.7 м	Per-Flex [®] High performance water-based system 1,10-1,12 г/см ³

Fig. 1. The construction of wells 191

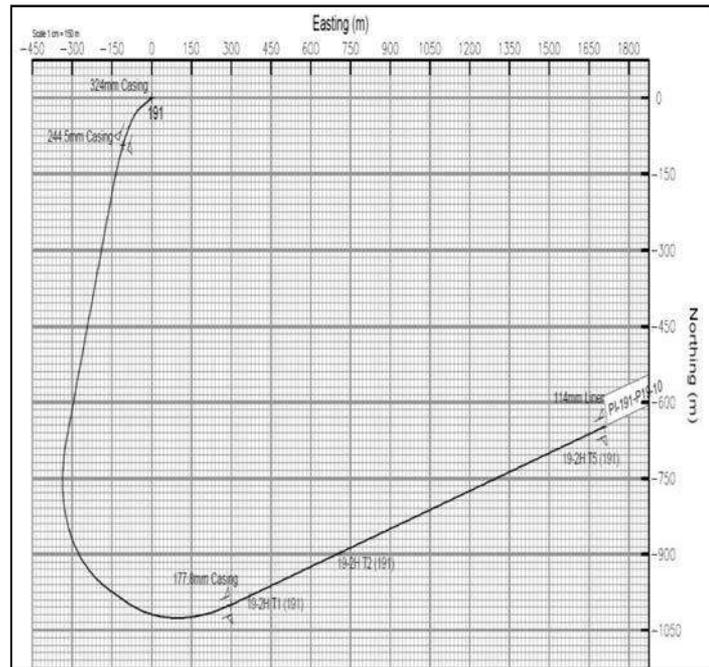


Fig. 2. Plan of wells 191

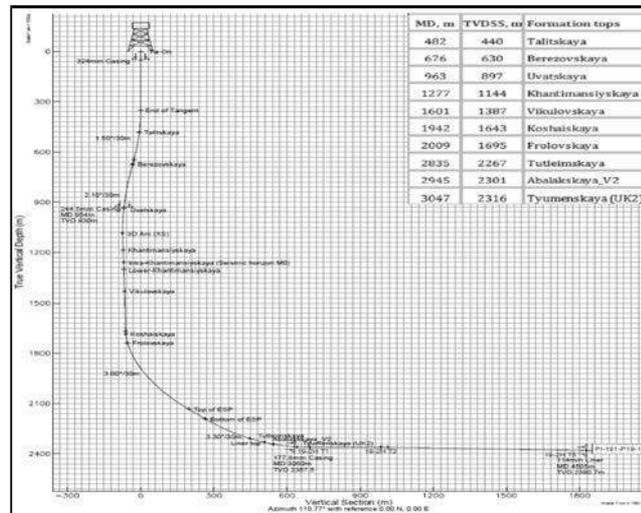


Fig. 3. Cross-section of wells 191

The drilling process consists of 4 stages, which are described below. Each of 4 sections has its own set of equipment and its drilling parameters [4].

a) Drilling (393.7 mm) x Casing (323.8 mm). Depth IN MD: 8.9 m, depth OUT MD 50 m. Drilling interval MD 50 m.

Drilling equipment	Baker Hughes drilling bit GTX-CG3	Drilling parameters
	SPRM 40-60 rev	SPRM 40-60 rev, Flow Rate 2400-3000 l/min, ROP 40 m/h

b) Drilling (295.3 mm) x Casing (244.5 mm). Depth IN MD: 50 m, depth OUT MD 954 m. Drilling interval MD 904 m.

Drilling equipment	Baker Hughes drilling bit DP605S, NaviTrak telesystem	Drilling parameters
		SPRM 1-7 rev, Flow Rate 3360-3600 l/min, WOB 1-7 tons

c) Drilling (220.7 mm) x Casing (177.8 mm). Depth IN MD: 954 m, depth OUT MD 3050 m. drilling interval MD 2096 m.

Drilling equipment	Baker Hughes drilling bit DP405S, AutoTrak, OnTrak telesystem	Drilling parameters
		PRM 100-120 rev, Flow Rate 2160-2400 l/min, WOB 8-10 tons, SPRM 1-7 rev

d) Drilling (155.6 mm) x Casing (114.3 mm). Depth IN MD: 3050 m, depth OUT MD 4505 m. Drilling interval MD 1455 m.

Drilling equipment	Baker Hughes drilling bit DP405S, AutoTrak, OnTrak telesystem	Drilling parameters
		SPRM 100-120 rev, Flow Rate 780-960 l/min, WOB 6.5 tons, SPRM 1-7 rev

Baker Hughes INTEQ's 6 3/4" OnTrak™ tool is a fully integrated master MWD/LWD platform providing real-time Directional, Azimuthal Gamma, MPR resistivity, Annular Pressure and Vibration measurements from a single sub. The OnTrak sub operates with the AdvantageSM surface system to achieve optimal directional control and formation evaluation, including reservoir navigation while drilling. Two gamma ray detectors (referenced to the toolface) provide an oriented image of the approaching bed boundaries. Monitoring of annular downhole pressures and stick-slip vibrations allow identifying quickly the hole cleaning problems, fluid influx in the wellbore, avoiding stuck pipe and reducing tool failures [2].

References

1. Basarygin Y.M., Bylatov A.I. Technology of drilling oil and gas wells. OOO Nedra, 2001. – 670p.
2. Baker Hughes Tech Data Sheets. Baker Hughes, 2014. – 365p.
3. Drilling ProgramPad 19 Well 191. Ruspetro/Baker Hughes, 2015. – 63 p.
4. Sereda N.G., Solov'ev E.M. Drilling oil and gas wells. Nedra, 1974. – 456p.

EFFECTIVENESS IMPROVEMENT OF FRINGE OIL ACCUMULATION DUE TO HYDRATED BARRIER IN OIL, GAS AND CONDENSATE FIELDS

G.M. Fakhhrutdinova, A.S. Evdokimova, I.A. Sincov
Scientific advisor associate professor I.A. Sincov
Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russia

The issue of oil segments reservoirs exploration in zones with gas cap is a challenging task, because there are possible high draw-down pressures in an operating oil well. In this case, depression zones occur close to production wells, therefore, gas cones evolve. Further on artificial lift becomes impossible, when gas-oil ration reaches 3000-5000 m³/ton. To prevent gas breakthrough the barrier water flooding is applied while local screen are created between oil and gas segment of reservoir. To form these screens and barriers special injection wells are used or temporary pumping is implemented through production wells.

This research suggests a fundamentally new approach to field development, which can be applied in case of both oil and gas layers. For realizing this method of development the reservoir must have relevant characteristics and correspond to certain conditions. The correlation between pressure and temperature must lie in formation of hydrates zone for methane, because it is more spreading hydrocarbon gas. Oil path of deposit, which takes place in the interval located immediately below the gas cap, is drilled with applying horizontal wells. The method of mining and locations of wells are determined by reference to geological and physical features of reservoir and well fluid.

At the stage of drilling (Fig.), primarily the horizontal level section of well is drilled on boarder of gas-oil contact, which conforms to location and length of plan production well hole. The first well hole is uncased. Through this well the water is injected on frontier of gas-oil contact. Decline of injection capacity will be of evidence to beginning of hydrates formation in the reservoir. Pumping results in the formation of an elliptically contoured water screen in the reservoir. In the future it can interact with gas cap and, as a result, hydrates can be created. The established hydrates are impermeable not only for gas liquids, but also for oil. Then basic wellbore of production well is drilled directly under first well hole, but it can be located closer to bottom formation or water-oil contact.

After that production well begins to operate with bottom hole pressure, which matches to minimal pressure of hydrates formation zone at a fix temperature. As a result, hydrated screen will be preserved unless the necessity of pressure decline below decay pressure of hydrates disappears.

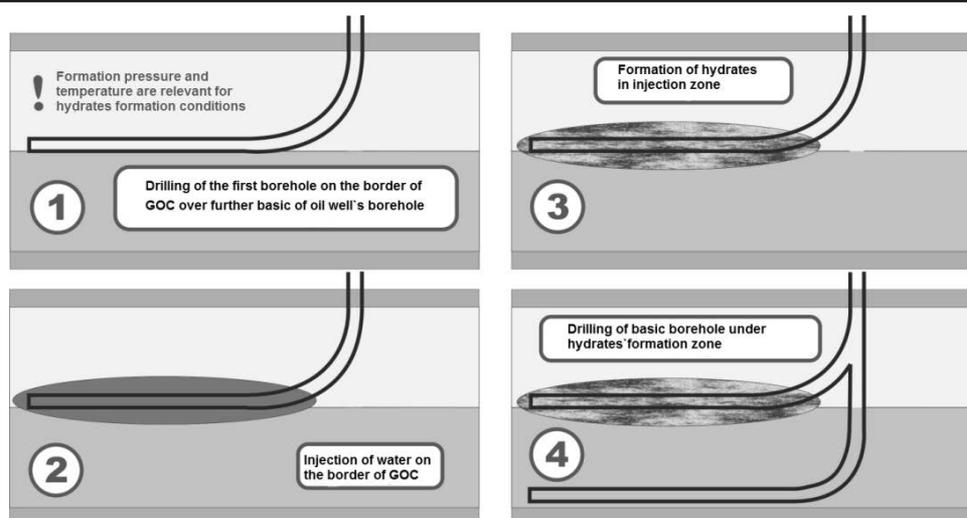


Fig. Stage-by-stage process of formation of hydrates

References

1. Zakirov S.N., Zakirov A.C., Zakirov I.S., Baganova M.N., Spiridonov A.V. New principles and technologies of oil and gas fields development. – M.: – 2004. – 520 pages.

PROBLEMS OF CRUDE OIL REFINING IN RUSSIA

S.I. Gamzatova

Scientific advisor associate professor E.V. Shvagruckova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Russia takes up a high position in the list of the world stocks, production, and oil export. It lies in the 20th place according to the level of its deep processing. In recent years the system of oil processing has radically changed in the world. Kuwait, Saudi Arabia, Arab Emirates, China and India develop actively and put into operation new capacities for oil processing and petro-chemistry. Generally, the world tendencies are reflected in industrialized countries. Their ecological legislation has become tough, and it is directed to the decrease of irritants while fuel burning. Also, they demonstrate a continuous growth of requirements to the quality of oil products.

Economic crisis has affected negatively the development of oil processing in the world. A low level of demand has become a key factor, having influenced badly the development of the branch. And though a world demand is gradually restored, and world economy recovers slowly from the financial crisis, it continues to experience the crisis tendencies, such as the decrease in demand and reduction of prices on oil products, essential increase in commercial stocks, and input of new capacities in Asia. In December 2009-January 2010 the world margin of oil refining was close to a zero mark. The demand for distillates has considerably fallen, and it continues to fall. The level of oil refineries load has fallen to record-breaking low values in Europe - to 70-75%, in the USA - to 80%. Hi-tech plants and enterprises, which get profit from processing of cheap high-sulphurous oil grades to light oil of a high cost, have faced serious problems: sharp reduction of valuable differential between oil grades of different quality has had additional negative effect on productivity. Now oil processing in Russia falls significantly behind the industrially developed countries. Total rated capacity of oil processing in Russia today is 270 million tons per year. There are 27 large petroleum refinery plants in Russia. A part of oil refineries do not have a license. They are not included in the state register of dangerous production facilities. Generally, large factories in Russia have long terms of operation: the number of the enterprises, which have been put into exploitation more than sixty years ago, is maximum. The quality of oil products does not correspond to the world standards.

There are many branches of engineering all over the world, where the situation is even harder than in oil processing in Russia. At least, Russia has its own fuel, not imported. The main problems of oil processing in Russia are not connected with the output of production, but it is connected with technological backwardness of the branch. Even in primary oil processing at the technological level Russia falls behind the USA and the other countries without getting additional profit from each ton of processed raw materials, and light oil products - gasoline, kerosene, and diesel fuel. At the favorable volumes of processing about 220 million tons, Russia loses about 4-6 million tons of light oil products, which transfer to fuel oil and fuel gas, and it becomes even worse with fuel oil processing to light oil products [1].

In oil processing in order to characterize a technological level of production "Nelson Complexity Index" is applied, which considers the quality and structure of products. In Russian oil processing the value of this index fluctuates from 2,5 (Khabarovsk oil refinery).

Let us consider arising local deficiencies on the market of certain regions. They are provoked by non-uniform capacities of oil processing on the territory of Russia. There are different data about oil processing: the main weakness is the place of Russian oil processing factories: the capacities of catalytic cracking and hydrocracking are not enough; raw materials are fuel oil, but the main production is connected with a high-quality motor fuel.

Omsk Refinery can be used as an example. The first settings were put into exploitation in the middle of the 1950-ies, and now it is not exploited. In 2001 a new alkylation setting for production of motor gasoline has been put into operation. Despite all complexity of the situation around Russian oil processing, scientific research and project work have considerable resources that allow avoiding a serious fuel crisis in the country. Thus, oil policy of the state has become one of the main reasons for a pre-crisis situation in the Russian oil processing to arise.

Concentrating on the problem of the European quality standards of fuel, it should be noted that this idea is actively supported by the "Lukoil" company. "Lukoil" is considerably ahead in modernization of the plants in Russia, in comparison with the other Russian companies, and its transfer to the new standards gives it certain competitive advantages [2].

"Lukoil" studies the possibility of oil refineries construction in Tver region. The weakness of state regulation and the lack of accurate reference points are the main reasons why the oil companies plan and carry out the actions for oil processing development guided by their own interests [3]. Reconstruction of the operating plants with application of modern technologies of oil refining catalytic and hydrocracking, hydro-treating and others automatically allows to produce "Euro four"-class products.

Many interests of the companies are in contradiction with each other. Consequently, it causes the known discrepancy of the recommended measures. Someone suggests to lower the rates of export duties on oil products in order to develop oil processing and export high-quality products, but not crude oil. Some say, on the contrary, that it is necessary to raise them to the level of a domestic market.

It is possible to allocate a number of measures [4]:

1. Reduction of rates for oil products;
2. Strengthening of the state control above the integrated oil companies and petro-trades;
3. Cancellation of duties on import of the equipment for oil processing industry;
4. Creating the exchange of petroleum and oil products.

Today the hopes for developing a competitive market of oil and oil products in Russia seem to be almost impossible. So, to solve of these serious problems it is necessary to build modern plants and create new, well-equipped companies.

References

1. Kapustin V.M., Kukes S.G., Bertolusini R.G "Oil processing industry of the USA and Russia", Chemistry 1995.
2. <http://www.bcs.ru>
3. [18] Russia: Bank Assistance for the Energy Sector // The World Bank, Washington, D.C., 2002 (<http://www.worldbank.org>).
4. Information portal "Oil of Russia" (<http://www.oilru.com>).

FTIR-SPECTROSCOPY FOR INVESTIGATING PIPELINE COATING COMPOSITION AND PROPERTIES

T.A. Gerasina

Scientific advisors associate professor A.G. Zarubin, associate professor G.P. Pozdeeva
National Research Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk

Transporting oil, gas, and petroleum products for great distances *through pipelines* is the most effective method of *transportation*. Corrosion protection is the key factor to ensure pipeline durability and accident-free operation. Anticorrosion coatings have to provide a primary protection preventing the interaction of corrosion agents, such as water and aerial oxygen, with the metal [2]. To efficiently perform its function, the anticorrosion coating quality should meet the general requirements for corrosion protection [3]. Therefore, it is necessary to investigate the chemical and mechanical properties of insulating coatings, including resistance to the corrosive and physical impacts caused by external environmental factors. FTIR spectroscopy identifies the functional groups and determines the degree of mechanical and chemical degradation on the fractured surface of polyethylene [1].

The aim of this work is to study the composition and mechanical and chemical properties of anticorrosion coatings for oil and gas pipelines via FTIR - spectroscopy. This aim determines the following objectives:

- to analyze the samples of oil and gas pipeline anticorrosion coating via FTIR spectroscopy;
- to identify functional groups in the IR-spectra of the test samples;
- to determine the composition and mechanical and chemical properties of anticorrosion coating on the

basis of the data from supporting documents and FTIR spectrum analyses.

Two samples of each of four anticorrosion coating types were investigated via FTIR-spectrometer. The first type of anticorrosion coating was anticorrosive polymeric-asmol coating tape "LIAM-3" meeting the requirements of GOST R 52602-2006. [3] The second type was primer asmol coating made in accordance with the requirements of GOST 51164-98 and GOST 9.602-2005 [4, 5]. The third type of samples was heat shrink insulation joint THERMO – STMP meeting the requirements of GOST 51164-98 and GOST 9.602-2005 [4, 5]. The fourth type was heat shrink double-layer radiation-modified anticorrosion material DONRAD-R [3]. Samples for IR-spectrometer were thin slices of anticorrosion

coatings used for oil and gas pipelines. All FTIR spectra were acquired in transmission mode on the "Nicolet IS10", which allowed determining the functional group composition of the coatings [1, 6].

Structure and properties classification of anticorrosion coatings for oil and gas pipelines was made on the basis of IR spectra of the samples. The results are summarized in table 1. We identified seven significant peaks at wavenumbers: 960-660, 716, 1170, 1375, 1746, 2927-1010, 3200, 3450 cm^{-1} . These peaks are characterized by the presence of the heterocyclic compounds such as thiophenes, pyridines, quinolones and functional group $-\text{CH}_2-$ at a wavenumber of 716 cm^{-1} and 1471, 2850, 2927 cm^{-1} , respectively. At the wavenumber 1746 cm^{-1} , the presence of carbonyl group in a minor amount was revealed. The wavenumber of 1170 cm^{-1} is characterized by the presence of aromatic compounds, which causes the decrease in the rate of radiative transitions in polyethylene. The spectral range 960-660 cm^{-1} is characterized by the presence of acyclic unsaturated hydrocarbons (alkenes) which are parent material for the preparation of polymers. The stretching vibrations of $\text{C}=\text{C}$ in alkanes occur at the wavenumber of 1740 cm^{-1} (structure fragment oscillations - $\text{F}_2\text{C} = \text{C}$). The wavenumber of 1375 cm^{-1} and spectral range 2927-1010 cm^{-1} are characterized by the presence of functional groups, CH_3- and $-\text{CH}_2$, respectively. Furthermore, the presence of ketones indicates the process of thermal-oxidative breakdown (thermal ageing) at the wavenumbers of 3200 and 3450 cm^{-1} .

Table

Organic compounds of the investigated anticorrosion coatings

Object Wavenumber, cm^{-1}	Anticorrosive polymeric-asmol coating-tape "LIAM- 3"	Primer asmol coating	heat shrink insulation joint THERMO - STMP	heat shrink double-layer radiation-modified anticorrosion material DONRAD-R
960 -660	Alkenes			
716	Quinoline			
1170			Aromatic hydrocarbons (to reduce the rate of radiative transitions in polymers)	
1375			$-\text{CH}_3-$	
1746	Carbonyl group			
2927 - 1010	$-\text{CH}_2-$			
3200 , 3450			Ketones (the process of thermal-oxidative breakdown (thermal ageing))	

FTIR-spectroscopy was used to analyze anticorrosion coatings of four different types. The investigation on mechanical and chemical properties of anticorrosion coating and the results obtained have shown that the intensity of carbonyl groups depends on the depth of the crack indicating the degree of degradation. The highest rate of the carbonyl group presence is characteristic for the crack at the place of origin and located in the immediate vicinity to the inner surface of the pipe.

References

1. Byoung-Ho C., Chudnovsky A., Zhou Z. Experimental and theoretical investigation of stress corrosion crack (SCC) growth of polyethylene pipes/ Byoung-Ho Choi, Alexander Chudnovsky, Zhenwen Zhou/ Polymer Degradation and Stability, 2009, no. 94, pp. 859-867.
2. Goroshevsky A.V. Vzaimodejstvie pochvy i podzemnyh truboprovodov [The interaction of soil and underground pipelines]. Moscow, 2005. 116 p.
3. State Standard 52602-2006. Anticorrosive polymeric-asmol coating-tape "LIAM". Specifications. Moscow, Standartinform Publ., 2007. 12p.
4. State Standard 51164-98. Steel pipe main. General requirements for corrosion protection. Moscow, GosStandard., 1998. 52 p.
5. State Standard 9.602-2005. Unified system of corrosion and ageing protection. Underground constructions. General requirements for corrosion protection. Moscow, GosStandard, 2006. 59 p.
6. Vijayan, V., Porharel, P. Thermal and mechanical properties of e-beam irradiated butt-fusion joint in high-density polyethylene pipes/ Vipin Vijayan, Pashupati Pokharel/ Radiation Physics and Chemistry, 2016, no. 122, pp. 108-116.

INVESTIGATION OF DISPERSING AGENT IMPACT ON ASPHALTENE AGGREGATION
IN MODELING SYSTEM

G.A. Ges, Y.R. Ismailov, A.S. Margert

Scientific advisors associate professor L.V. Shishmina, associate professor R.N. Abramova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Currently, there exists one significant problem during petroleum production and transportation - asphalt, resin, paraffin substances (ARPS) settling which increases the hydraulic friction and affects pumping equipment. Moreover, ARPS settling could cause oil gathering & processing system efficiency failure. These facts indicate the necessity to investigate the formation conditions of ARPS settlings and to define those methods which would prevent settling. Although there are numerous methods in preventing asphalt, resin, paraffin substances settling (chemical, physical, thermal etc.), the most effective method is the chemical method including application of agents in oil & gas production field.

The investigation objective is to study the effect of dispersing agents on asphaltene aggregation in modeling system by photon correlation spectroscopy.

Photon correlation spectroscopy (PCS) is a technique based on light scattering that can be used to determine the size of nano- and/or submicron dispersed particles. This method measures the diffusion coefficient of dispersed particles in a fluid. Spatial correlation function of scattered light irradiance fluctuations includes particle diffusion coefficient data. If the particle shapes are known and/or given, there size could be calculated by the relevant formula. For example, spherical particles could be calculated by Stokes-Einstein formula (1) [2]:

$$R = \frac{k_B \cdot T}{6 \cdot \pi \cdot \mu \cdot D} \quad (1)$$

where, k_B – Boltzmann constant, T – absolute temperature, μ – environmental shearing viscosity, with suspended particle radius R , D – diffusion coefficient.

Investigation target is asphaltene, extracted from highly viscous oil. Asphaltene aggregation was studied on the basis of asphaltenes-toluol-heptane model, where toluol solvent was used. Asphaltene concentration was 0.4 gr/l in toluol. Asphaltene aggregation initiation requires different n-heptane concentration feed. The maximum n-heptane concentration was 33% of bulk mixture volume. Alkenylsuccinimide agent C-5A was used as dispersing agent. Before aggregation all obtained solutions was exposed to dispersion in ultrasound bath for 15 seconds to intimately mix all components.

To measure asphaltene associate sizes and to trace the aggregation process itself, PhotoCor Complex system was used. Diffused laser with wave-length of $\lambda = 654$ nm was applied in this unit. Light scattering was observed at a 40° angle. All experiments were conducted at 27 °C. To exclude the thermal lens effect neutral filters were matched for each experiment separately and were installed on laser radiation optical path [3]. Measurements were conducted only in the case when sedimentation is not prevalent to diffusion.

Results of asphaltene aggregation by adding different n-heptane volumes investigation are depicted in Figure 1. Experimentally obtained block curves by ordinary least squares (OLS) to power-law according to limited diffusion aggregation (LDA) [1].

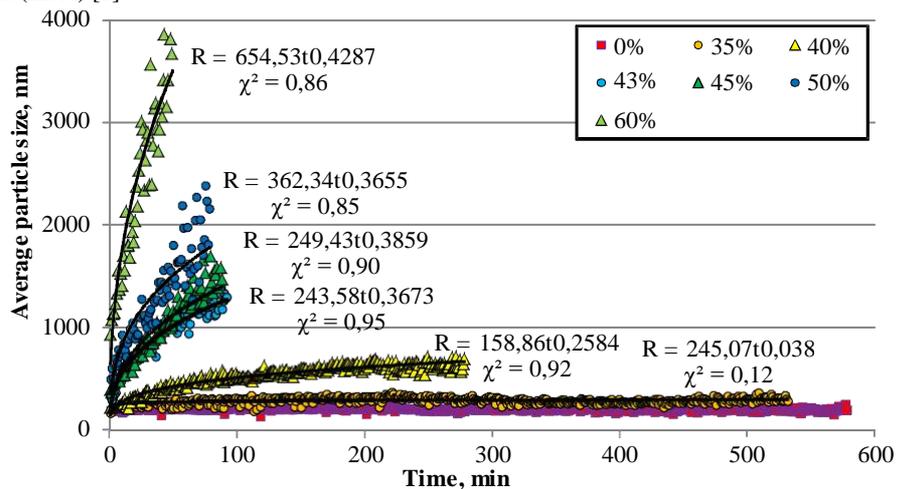


Fig. 1. Asphaltene aggregation by adding different n-heptane volumes (% of bulk mixture volume)

According to Figure 1, asphaltene particles in toluol, excluding n-heptane addition, are colloido-dispersion (average particle radius R – about 250 nm). In most cases asphaltene aggregation in modeling system could be described by power-law (accurate approximation $\chi^2=0.12$), which, in its turn, indicates asphaltene LDA. The only exception could be if n-heptane concentration is 35%, then LDA is not applicable in aggregation ($\chi^2=0.12$). Such a behavior could be explained by the fact that n-heptane concentration value is nearly to maximum (33% of bulk mixture volume) would result in slow asphaltene aggregation, because of the inadequate amount of n-heptane in modeling system. Rapid asphaltene aggregation is also hindered by large-sized asphaltene particles in initial toluol solution, which prevents coagulation during particle collisions.

Asphaltene resistance to sedimentation is estimated to initial sedimentation time when asphaltene particles settle (table 1).

Table 1

Asphaltene resistance to sedimentation in modeling system

n-heptane concentration, % of bulk mixture volume	Initial sedimentation time, min
0	–
35	532
40	280
43	93
45	89
50	79
60	51

As seen in Table 1, increasing n-heptane addition furthers aggregation rate, resulting in early asphaltene particle settling.

Figure 2 shows the results of asphaltene aggregation in initial solution and after the addition of different dispersing agent concentrations. To examine the influence of agent concentration in asphaltene aggregation, the amount of n-heptane was 43% of bulk mixture volume in all experiments.

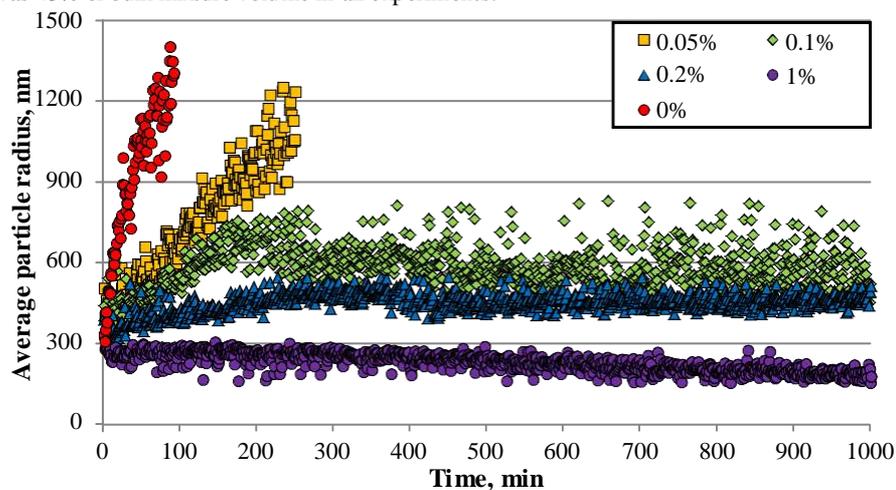


Fig. 2. Asphaltene aggregation in initial solution and after the addition of different dispersing agent concentrations (% of bulk mixture volume)

As seen in Figure 2, agent addition results in aggregation rate decrease, while adding >1% C-5A agent stabilizes asphaltene particle sizes throughout the whole experiment. Asphaltene resistance to aggregation when adding agents is estimated by the average particle radius during the experiment (Table 2).

Table 2

Asphaltene resistance to aggregation in modeling system when adding C-5A agent

Agent concentration, % of bulk mixture volume	Initial sedimentation time, min	Average particle radius, nm
0	93	aggregation
0.05	234	aggregation
0.1	–	560
0.2	–	475
1	–	230

Experimental results showed that increasing C-5A agent concentration up to 0.1% of bulk mixture volume decreases asphaltene aggregation rate. However, in this case asphaltene settling is not eliminated from modeling solution. Further agent concentration increase to 1% leads to asphaltene resistance to sedimentation, and decreases average asphaltene particle radius in the modeling system during the experiment. This fact proves the existing of dispersion properties of C-5A agent.

References

- Burja E.G. (2001) Issledovanie processov agregacii asfaltenov v uglevodorodnyh sistemah; PhD dissertation, 109.
- Gorshkov A.M. (2013) Vliyanie ehffekta teplovoj linzy na dostovernost rezultatov opredeleniya razmerov agregatov asfaltenov v modelnoj sisteme; *Problemy geologii i osvoeniya nedr: trudy XVII Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A.Usov studentov i molodyh uchenykh*, National Research Tomsk Polytechnic University, Natural Resources Department, 1: 715-718.
- Yudin I. K., Nikolaenko G. L., Gorodetskiy E. E., Markhashov E. L., Frot D., Briolant Y., Agayan V. A. and Anisimov M. A. (1998) Universal behavior of asphaltene aggregation in hydrocarbon solution; *Petroleum Science and Technology*, 3: 395 – 414.

QUANTITATIVE MINERALOGY AND PARTICLE-SIZE DISTRIBUTION OF BED SEDIMENTS IN
THE NORTHERN PART OF THE LAPTEV SEA

M.Z. Kazhumukhanova

Scientific advisors associate professor T.G. Perevertaylo, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Arctic seabed is believed to contain a significant pool of organic carbon and methane (CH₄) preserved within and beneath the subsea permafrost, including permafrost-related and continental slope CH₄ hydrates [1 – 3]. Sustained CH₄ release to the atmosphere from thawing Arctic permafrost and dissociating hydrates are suggested to be positive and likely to be significant feedbacks to climate warming [4].

The former area is chosen as representative of the outer shelf, where permafrost thawing is suggested to be largely complete based on modelling results [1, 2].

24 bed-sediment (0-5 cm) samples were collected from the northern part of the Laptev Sea to assess particle-size distribution, mineralogical composition as well as to examine organic matter content. The study area was explored by the Russian and US scientists in September-October 2011 on the board of research vessel Academician Lavrentiev.

Particle size distribution was performed by laser diffraction method. Mineralogical analysis was carried out using a binocular microscope to reveal the different mineral species within sandy and silt fraction. Organic matter content was determined in the sediments by the Rock Eval pyrolysis. The analysis was carried out at the Arctic Sea's Carbon Research International Laboratory, Tomsk Polytechnic University.

According to the classification of sedimentary rocks, samples were mainly silty clays and sands well sorted in terms of detritus.

Mineral analysis by physical method indicated the presence of quartz, feldspar, muscovite, biotite, garnet, and some of the other sediment minerals in sediment samples. Quartz and feldspars predominated in all samples. Quartz is the most common mineral which was found to be about 30-60% of total sediment, grains being colorless and transparent or translucent, ranging from rounded to angular. They are colorless and rarely include trace of hematite. Feldspar (25-35%) is elongated, translucent, colorless, gray, pink and pale yellow angular-rounded and angular fragments. Micas (biotite and muscovite) is found in small amounts (5-15%) in all samples. Carbonate minerals are presented by calcite brown siderite and are observed in samples No. 21, 22, 28, 30 in the amount of 10-15%. The magnetite (to 10%) is widespread among the ore minerals which has specific iron-black color and strong magnetic properties. Accessory minerals (to 5%) are presented by epidoty, diopside, apatite, chlorite, and grenades. Also there is a presence of carbonized vegetable fragments and the remains of clamshell of various forms.

According to information received by the study, the relation between water depth and grain size distribution has been established: clay sediments tend to the most low-lying areas, whereas sands, on the contrary, are confined by the shallow part (Fig.).

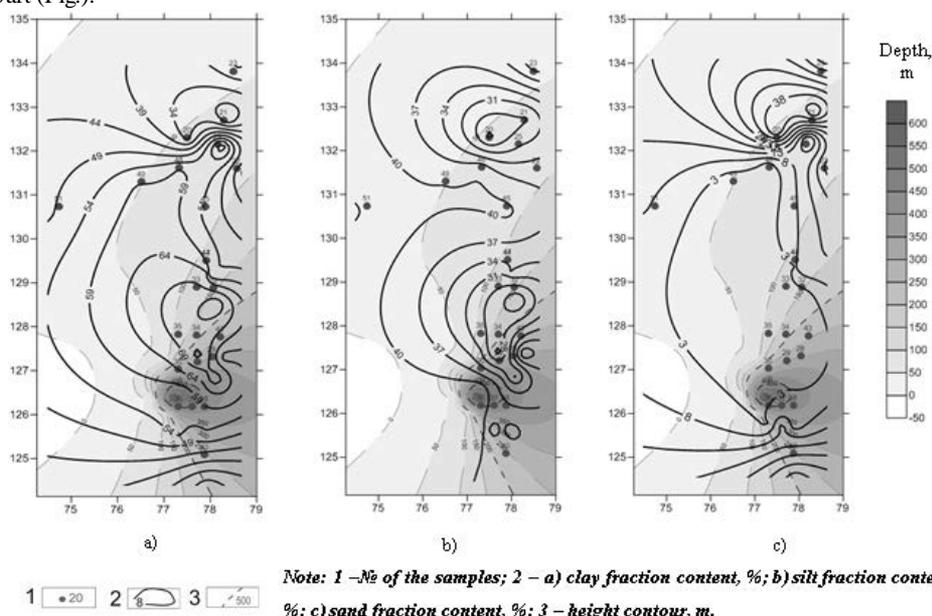


Fig. Organic carbon distribution map

To identify organic carbon content and distribution pattern of organic carbon, the distribution map was constructed which allowed us to estimate a relative enrichment with C_{org} in clay sediments of the northern part of the Laptev Sea. The correlation between organic carbon and sediment granulometry can be partly explained by the sorption of organic carbon by the thin clay fraction.

References

1. Большианов Д.Ю., Григорьев М.Н., Шнайдер А.С. и др. Колебания уровня моря и формирование ледового комплекса пород на побережье моря Лаптевых в позднем плейстоцене // Система моря Лаптевых и прилегающих морей Арктики: современное состояние и история развития. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2009. С. 349–356.
2. Романовский Н.Н., Хуббертен Х.В. Формирование и эволюция криолитозоны шельфа и приморских низменностей (на примере региона моря Лаптевых) // Изв. РАН. Сер.геогр., 2001, № 3, с. 15–28.
3. Шахова Н.Е., Сергиенко В.И., Семилетов И.П. Вклад Восточно-Сибирского шельфа в современный цикл метана // Вестник РАН. - 2009. Т. 79, № 6. - С.507-518.
4. Rachold V. Near-shore arctic subsea permafrost in transition/ D.Y. Bolshiyarov [et al.] // Eos. - 2007. - V. 88, No. 13. - P.149-156.

FORMATION CONDITIONS AND COMPOSITION OF MAGMATIC ROCKS

D.A. Khramov

Scientific advisor senior teacher R.S. Fediuk

Far Eastern Federal University, Vladivostok, Russia

Magmatic rocks are widely used in building material industry now [1-2].

Currently, geological processes associated with magma activity and its products are referred to as magmatism [3]. Magma is a substantially ion silicate and aluminosilicate melt occurring in the upper mantle and the crust with a quasicrystalline structure and complex subtaxic (or swarm) structure. Due to the substantially oxygen base, structural position, shape, motility and acid-base properties of the components in silicate melts are mainly determined by nature and binding energy with oxygen, which can be characterized qualitatively - the value of ionic potential and quantitatively - the value of the binding energy [4]. Acidic melts have elements having a large ionic potential (6 or more) and oxygen binding energy (60 kcal / g atom on one bond). These elements adjoin oxygen to form a melt with various complex anions significant shares covalent bond and have high polarization due to the ability to form polymeric anionic groups. Typical representatives of such elements are silicon, phosphorus, boron and others.

The main properties of melt are characterized by elements with low ionic potential (at least 3) and low binding energy with oxygen (5-30 kcal / g atom per bond). They form in the melt free (or complex) cations; for example, potassium, sodium, calcium, magnesium and others.

Amphoteric properties are elements having an intermediate value of ionic potentials and binding energy with oxygen 40-60 kcal / g · atom on one bond. Depending on the overall melt acidity they manifest themselves as acidic or basic components. These include aluminum, ferric iron, chrome, etc. Oxygen, sulfur, chlorine, fluorine, hydroxyl group and those close to them melt components are characterized by high polarizability. It increases with the radius and ionic charge. These components are present in the melt in the form of complex and simple anions.

The energy relations of the various cations nonequivalence with oxygen lead to the fact that the structure of quasi-crystal skeleton melt is stronger ordered silicon-oxygen groups polarized depending on the acidity of the melt (proximal structure). Long-range order in relation to the core melt structure exhibits the major components. Moreover, the degree of order in the "long-structure" increases with the binding energy in the cations with the oxygen core.

Based on the foregoing, we can say that the magma is a complex heterogeneous melt, occurring in geologically active parts of the Earth's crust and upper mantle, consisting of refractory and volatile components. This is ion-electron microheterogeneous fluid, sometimes with an ordered (clustered) structure, which is characterized by complex silicate and aluminosilicate anions such as $[\text{SiO}_4]^{4-}$, $[\text{AlO}_4]^{5-}$, $[\text{AlSi}_2\text{O}_6]$ - and other groups consisting of Mg^{2+} , Ca^{2+} , Na^+ , K^+ and other cations oxygen forming octahedra. That is, the magma is composed mainly of fragments of the polymer chains of silicate and aluminosilicate anions, whose number and relative molecular mass depend on the temperature. Water and gaseous components have great influence on the polymerization.

There is no consensus about the sources of magma. It is believed that the ultrabasic magma and the basic structure is formed in the upper mantle and basalt layer of the Earth, and acidic one- in the granite-metamorphic layer of the Earth's crust. It is believed that the granitoid magma is the product of differentiation of mantle material.

Temperature streamed magma (lava) forms at 900-1200 ° C, at least up to 1350 ° C; intrusive - 700-1100 ° C.

The composition and properties of igneous rocks depends on the composition and the degree of melting of source rocks, participation and composition of the fluid, the thermodynamic conditions in the melting and cooling, as well as the processes of differentiation and assimilation.

Differentiation, i.e. the division of the original magma melts of different composition, is due to the different physical and chemical phenomena.

Segregation is separation of the parent melt into two immiscible liquids. One of them, rich in silica, alkali, volatile components, respectively, lighter - occupies the top position. The other - more serious - accumulates at the bottom.

Crystallization, gravitational differentiation presents legitimate sequence of rock-forming minerals crystallizing from the melt: first refractory and fusible then.

As magma moves, it often melts and absorbs the surrounding rocks, thereby altering its composition. Rarely, but still there are cases of mixing of two magmas with different properties; which results in the formation of a hybrid composition of rocks.

An essential factor in the process of crystallization of magma is the eutectic law. The essence of it is that if the melt consists of two or more components in certain ratios, they can be crystallized at a lower temperature than either of them. A mixture of this composition is called eutectic. For example, at a ratio of 42% anorthite and 58% diopside, the melt is crystallized at a temperature of 1270° C, notwithstanding the fact that the crystallization temperature of the first is 1550° C, and the second has crystallization temperature of 1391° C.

Depending on the place of origin of magma formation and focus characteristics, properties and nature of the burial of silicate melt and the extent of its penetration into the upper layers of the earth's crust, magmatism is divided into two types: effusive and intrusive. The first is characterized by the fact that the magma breaks through the crust and poured onto the surface or at the bottom of the seas and oceans in the form of volcanoes. In connection with this effusive magmatism is also called volcanism; while intrusive magmatism is characterized by the fact that the magma is intruding into the upper crust, and crystallizes without leaving the surface.

The main feature of magma lava streamed on the surface is that it is located in deep water under high pressure. It is enriched with dissolved gas components, which largely determine the chemistry and processes. Lava formed magma as it moves to the Earth's surface at low pressures, causing it to lose gaseous components.

Solidification differentiates streamed lava flow depending on the size, cooling conditions, and other factors over few weeks to several years. Lava flows cool to a considerable size for about 5-10 years. The magma cools down much more slowly. A small magmatic body of 100 m forms near the surface as a result of cooling over about 100 years. A steeply dipping cylindrical occurrence at a depth of 5 km cools for a few million years.

Thus, the magma genesis presents a complex set of processes necessary for the rock formation, composition, properties and uses depend on the conditions and location of magma formation hearth, composition, and melting of raw rock magma, and hence the nature of the pathway to the surface, the thermodynamic conditions in field cooling, differentiation processes of assimilation, etc.

It seems that the magma is formed in the upper mantle in the asthenosphere zone. Under certain conditions the temperature can melt the material of the asthenosphere. The resulting melt is moved up and fills the magma chamber (chamber). Hearth size magma generation is different, for example, in Kluchevskoy, such as 10-20 thousand km², from Vesuvius -50 thousand km².

Composition of primary magma is likely basalt and contains dissolved gases and water vapor. Climbing up the weakness zones, cracks, magma heats and melts the surrounding rocks, creating cylindrical channels and expanding cracks. Then there are two possibilities.

The first option is when the magma gradually loses energy for heating and biasing the assimilation of rocks and crystallized for a long time. The magma crystallization centers are formed, around which crystals grow in size often from a fraction of a millimeter to several centimeters.

The second embodiment occurs when silicate melt is cooled to a temperature below 1200 ° C. There is a selection in a separate phase of gas and superheated water vapor. Magma becomes more mobile and rushes up. A considerable amount of water vapor and gases formed in the magma at a depth of 2.3 km from the Earth's surface. When vaporization volume increased to 100 times, the tremendous amount of energy is released. The gaseous components rise upwards, destroying and disintegrating on the rock path. After that partially or completely degassed magma raised to the Earth's surface. When reaching the surface (including the bottom of seas and oceans), it cools, it is converted into the lava which is often without holocrystalline rocks. In addition to the predominantly amorphous structure there are small blotches of some minerals in the rock. Less often, the lava manages to crystallize, forming a fine-grained structure, especially in the surface. Moving melt and gaseous components is accompanied by relatively weak earthquakes. Over time, the composition of the magma in the outbreak and the nature of its movement can be changed.

The intrusion into various rocks and magma cooling leads to the formation of intrusive bodies. Depending on the nature of the relationship with the structure enclosing the last column and the shape of the magma body they are divided into laccoliths, lopoliths, strength, and fakoliths interformational intrusions.

These igneous bodies lie under host rock structures.

Among the dissenters intrusive bodies release stocks, dykes and batholiths.

The largest of magmatic bodies - batholiths - often embrace an area of over 200 km² and are often along with laccoliths and interformational intrusions are sources of raw materials for the building materials industry. Stocks and dikes (conductors) are used in the construction industry as passing-extracted raw materials in mining of ore minerals.

Depending on the depth of hardening and crystallization intrusive body are divided into hypabyssal (0.5-5 km formation depth) and abyssal which are formed at a depth of 5 km. A characteristic feature is the presence of hypabyssal bodies occur at contact zones which differs to some reduction in rock grains as a result of more rapid cooling. Basalt, for example, in a slow stream of cooled parts of lava holocrystalline is composed of plagioclase, olivine, augite and opaque minerals, and in the sole region and contact zone it is composed of plagioclase, olivine and glass.

A distinctive feature of the volcanic rocks is a paste-like and lenticular structure of their formations. As a result of repeated eruptions they have roughly layered structure.

The products of volcanic activity are widespread. There are two types of eruptions:

- Cracks in which lava erupts from the extended faults tens of kilometers long. For example, in Iceland in 1783 from the crack length of 7 km in 20 days eruption magmatic body formed area of 565 km², an average power of 30 meters, the volume of lava is estimated at 12 km³. The vast majority of volcanoes are located on the ocean floor, they are associated with a major amount of eruptions.

- Central type eruptions, in which the products come from the volcanic eruption centers of conical shape. During Kluchevskoi volcano eruption 240 km³ of lava were emitted.

Pouring lava can be viscous and dense, if the gases from it remain in the crater of the volcano, and porous when it is saturated with gas. When lava cools, supersaturated gases form rock called pumice. According to composition volcanic eruptions are dominated by basaltic lava.

The most common products are facies volcanic lava, pyroclastic and subvolcanic. As raw materials for the building materials industry the most interesting are the first two types.

The rocks of lava facies occur in the form of streams and covers. Streams are elongated in shape up to several tens of kilometers.

Volcanic tuffs (pyroclastic rock facies) are composed of clastic material formed during volcanic eruptions. They occur as lenses or layers that fill the surface topography; they have a rather volatile capacity, reaching a few hundred meters. Tuffs are very variable in composition and structure.

Thus, when cooling fluid silicate melts (magma) depending on their composition and cooling conditions are transformed into complex natural mineral aggregates, characterized by mineral composition, structure and texture. There are several approaches to the classification of igneous rocks, depending on goals.

It seems that to accomplish various tasks the construction industry uses the most appropriate classification, which takes into account the mineral and chemical composition of rocks and the conditions of their formation.

In the ultrabasic - basic - intermediate and acid rock series the structure of silicates gets complicated, from silicon-oxygen tetrahedra isolated olivine and other orthosilicates to tetrahedra chains in pyroxenes, amphiboles, mica sheets and skeletons in feldspars. This decrease corresponds to the sequence of the crystal lattice energy minerals, calculated "per unit of the skeleton".

With the increase in the SiO_2 content of the rocks, cationic composition changes as well: role of divalent cations decreases - Mg^{2+} , Ca^{2+} , Fe^{2+} and the role monovalent - Na^+ , K^+ . Thus, ionic radii grow, which indicates a decrease in the ionic potential.

In the abyssal to effusive rock series increasing disorder of the atomic structure of minerals can be observed. For plutonic rocks holocrystalline grain structure is typical; effusive rocks are characterized by aphyric or porphyritic structure with glass wool, not holocrystalline, and rarely with the main mass of fine-grained, porous, or amygdaloidal fluidal texture flow.

In asthenosphere source rock occur at high temperature (several hundreds, sometimes up to 1000°C), but in the solid state, due to high pressure. When lifting fluids or heating mantle heat flow enhances, temperature rises, and hence the free internal energy of source rocks rises too. The maximum value is reached at the last stage of rock transition from solid to liquid. The melting of the rocks can also be carried out by reducing the pressure at the depth of penetration of faults in the atmosphere.

Magma, therefore, is the most energy-releasing phase in the evolution of rock. Moving to the surface of the Earth, the fiery liquid silicate melt gradually loses energy on heating and melting of the surrounding rocks.

It appears that the crystallization of rocks is accompanied by a reduction in their energy potential. Large supply of free internal energy is characteristic of the rocks, ceteris paribus, formed as a result of the rapid cooling in a low fluid pressure at a correspondingly higher temperature. These rocks are characterized by a highly disordered atomic structure of minerals, and the imperfection of the crystal lattice defects, the presence of a large number of often not-crystallized mass. All this is typical for volcanic rocks.

Intrusive rocks crystallize for a longer time at a significantly higher fluid pressure, and fluid composition, lower temperature. The degree of crystallization, the perfection of the crystals is significantly higher, and the free internal energy is lower.

Volcanic-sedimentary rocks have significant energy potential. By origin they are intermediate between magmatic and sedimentary rocks, but closer to effusive ones according to material composition. They are characterized by the presence of such volatile components as volcanic glass, fragments of volcanic rocks, and others.

References

1. Fediuk R.S., Khramov D.A. 2016 Physical equipment spectroscopic study of coal ash. *Modern Construction and Architecture* 1 57-60 Doi: 10.18454/mca.2016.01.11
2. Fediuk R.S., Khramov D.A. 2016 Research on porosity of the cement stone of composite binders. *Int Res J* 1 77-79 Doi: 10.18454/IRJ.2016.43.039
3. Lesovik V.S. 2006 The increasing of production efficiency of building materials taking into account the genesis of rocks
4. Marakushev A.A., Korzhinskii D.S., Frolova T.N. 1976 Petrography: a textbook for high schools.

APPLICATION OF REMOTE SENSING TECHNIQUES TO THE STUDY OF TECHNOGENIC CATASTROPHES

E.A. Melnikovich, D.A. Volodina

Scientific advisor associate professor G.P. Pozdeeva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At present, a huge number of different disasters occur, causing massive losses of life. These disasters include technogenic catastrophes, i.e. large-scale industrial accidents bringing about massive losses of life, ecological disasters and etc. After catastrophes, people are not normally informed enough on catastrophe consequences. Applying remote-sensing techniques gives a broad picture of the whole situation.

Remote sensing (RS) is a process via object (area or phenomenon) information can be achieved, according to measurements made at a distance from the object, without immediate contact with it [1]. Earth remote sensing (ERS) has a wide area of application. For example, monitoring and assessment of environmental conditions, global change and replenishable natural resources as well as agriculture monitoring are being carried out through remote sensing. Besides, remote sensing is used for military reconnaissance, the media, cartography [5, 7].

For emergency and disaster response and prevention a multi-purpose and effective Earth monitoring is required carried out only by remote sensing. The received satellite data on natural resources destination allow carrying out monitoring at the federal, regional and local levels at intervals not less than twenty four hours [8, 9].

There are two types of remote sensing: satellite acquisition and aerial photography.

Aerial photography is photographic recording of the area at a height of hundreds of meters to several tens of kilometers applying the special digital aerial camera set at the atmospheric aircraft (e.g. a plane, a helicopter, an airship etc) [1]. There are vertical aerial photography and oblique aerial photography.

Vertical aerial photography is photographing of an area by one or two cameras at a deviation of the optical axis at an angle of not more than 3 degrees in relation to the vertical axis. Vertical aerial photography is applied for town and territory planning; land use, forestry and agriculture monitoring; environmental monitoring as well as disaster areas and emergency operational monitoring.

Oblique aerial photography is photographing of the area with one or two cameras at a deviation of the optical axis required angles (>3 degrees) in relation to the vertical axis. Therefore, oblique aerial photography is normally used to obtain general topographical forms/data at a glance. Due to the terrain nature, time-lapse aerial, strip aerial and general coverage photographs are distinguished.

Time-lapse aerial photography is photographing series of shots of separate terrain objects.

Strip aerial photography is photographing a terrain strip by random course, sequential aerial photographs of which at the set value of longitudinal overlap are normally 56-60% [8]. General coverage photography is photographing of the area along several overlapping routes. To achieve relief effect, the aerial photography is carried out with longitudinal overlap of the closely-spaced aerial photographs [5]

Due to the technological development of satellite positioning, GPS and GLONASS systems are in great use for aerial photography [4].

Complex and effective monitoring of the Earth, which is carried out only by remote sensing, is necessary for emergency incident responses and their prevention. For this, the space crafts data related to natural and resource purpose are applied [8, 9]. There are two ways to obtain spatial data on the Earth surface: photographing via optoelectronic systems and photographing in centimeter radio frequency range (radar systems) [3].

The case study of technogenic catastrophes via ERS is the accident occurred on October 4, 2010 in Hungary at the major aluminum plant in the town Ajka. The dam, holding the toxic waste storage tank, was destroyed. Consequently, there was a leak of about 1.1 million cubic meters of toxic substance - red mud.



Fig. The image from SPOT 4, 10.10.2010 [2]

The satellite image SPOT 4 (October 9-10) (Fig.) shows that the area of the settlement Devecser is flooded with toxic waste, and the total visible length of flood exceeds for 15 km (at a width more than 50 m) [2]. Significant differences can be observed when comparing images obtained after and before accident. Firstly, the territory flooded with toxic waste was painted in red color, which led to pollution of the soil and "red mud" infiltration in ground waters. Secondly, houses within the settlements "disappeared". Thirdly, territories of agricultural and forest areas were burnt down. Also, toxic waste penetrated into the basin of Danube.

Through remote sensing, a great deal of information on various scale incidents as well as their consequences can be obtained. In this regard, due to satellite images we can evaluate environmental conditions and compare the situation of the accident territory before and after a technogenic catastrophe.

When monitoring technogenic catastrophes, application of current remote sensing methods and systems is extremely important. This is directly and immediately related to human life and health, safety of human activity as well as sustainable economic development [3].

References

1. EXPO 2012 YEOSY KOREA [Internet resource] – Retrieved from: <http://expo2012.inconnect.ru/>
2. GIS-Association [Internet resource] – Retrieved from: <http://www.gisa.ru/68235.html?searchstring=noaa.free>
3. Inter-University Aerospace Centre at the Faculty of Geography, Moscow State University. [Internet resource] – Retrieved from: <http://www.geogr.msu.ru/>
4. Remote sensing and aerial photography [Internet resource] – Retrieved from: <http://refsurf.ru/732418794.html>
5. Scanex. Engineering and technology center [Internet resource] – Retrieved from : http://www.scanex.ru/ru/news/News_Preview.asp?id=n10824230
6. Sizikov A. S., Belyaev B. I., Katkovsky L. V. Prospects for the development of technical means for emergency situations monitoring, implemented through remote sensing *Bezpieczeństwo i Technika Pożarnicza*, 2013, № 30, pp 65-73.
7. Shovengert R. A. Remote sensing. Methods, models and image processing techniques. - Moscow: Technosphere, 2013, 560 p.
8. SOVZOND. Satellite monitoring and geospatial solutions [Internet resource] – Retrieved from: <http://sovzond.ru/>
9. TBU. Data portal. [Internet resource] – Retrieved from : http://www.tbu.com.ua/digest/kerchenskaia_katastrofa_kak_eio_videli_s_orbity.html

NEW TECHNOLOGIES IN OIL AND DRILLING WASTE DISPOSAL

A.S. Mishunina

Scientific advisor senior teacher V.S. Morozov

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Due to the increase of oil production volumes, oil and petrochemicals are recognized as the planet's priority pollutants. With the expansion of oil-contaminated soil areas, conditions of soil cover deteriorate and the balance of the ecosystem is disturbed. New biotechnologies for petroleum industry waste disposal represent a new ecological method of restoration of the natural balance.

At the present moment, greening is a developing trend in the petroleum industry. The increase in well drilling and the sophistication of drilling fluids bring about new combinations of chemical agents that can interact or react with earth materials in downhole conditions, which can result in formation of toxic compounds. This is why development of toxicity test techniques for oil and drilling fluids and petroleum industry waste disposal are the tasks of vital importance [1].

One of the priority areas in restoration of oil-contaminated ecosystems is the use of biotechnology. Use of these technologies for waste disposal is the friendliest towards natural environment.

Mechanical and physical techniques cannot ensure the complete removal of oil and petrochemicals from the soil, while the natural process of waste degradation in the soil is extremely time-consuming [4].

Remediation of oil-contaminated soil is currently carried out using techniques that are, as a rule, inadequate and lack sufficient scientific justification. Current procedures of response to oil spills in soils frequently lead to irreversible destruction of the topsoil, for example, during oil burning, covering contaminated areas with earth, and disposal of contaminated soil in landfills.

In order to facilitate bioremediation of ecosystems with various degree of contamination in different climatic zones, microbial bio-products are introduced into ecosystems, and technologies of producing these bio-products and using them to remediate water and soil resources contaminated by petrochemicals and other waste are being developed.

Eco-biotechnology is represented by bio-products for environmental protection and remediation: *biosorbents*, *biocatalysts*, *bioremediation agents*, and technologies for bioremediation of contaminated environments and processing of waste and byproducts in industry and agriculture [3].

There are two types of *bioremediation* agents: universal (suitable for specific tasks and specific contaminations) and authentic (highly efficient, especially composed of native microbial strains of particular epitope, and bioengineered if required) [2].

In general, it is possible to accelerate the remediation of oil-contaminated soil by microorganisms in two ways: increasing the metabolic activity of the soil's natural microflora by changing the relevant physical and chemical parameters of the environment (some well-known agricultural practices are used for this purpose), or introducing active oil-degrading bacteria that are specially selected from the natural microflora into the contaminated soil.

According to their purpose, bioremediation agents are divided into biostimulants (native microorganisms), bio-additives (decomposer organisms), and photostimulators (rhizospheric bacteria).

Biological treatment (bioremediation) of contaminated terrestrial and aquatic ecosystems can be performed using biological products and biosorbents produced both in Russia and abroad.

Biosorbents are active substances used for removing oil spills.

Their main parameters are oil biosorption capacity (oil, kg/sorbent, kg), flotability per month, and propensity for reduction of interfacial tension.

Biosorbents allow to completely remediating soils and bodies of water of oil pollution without any harm to the environment while ensuring active decomposition of petroleum hydrocarbons by microorganisms both on the surface of water and below it, as well as in bottom deposits and coastal zones.

When biosorbents are introduced to a petrochemical spill, it initially maintains its shape and then proceeds to break into separate patches as oil gets absorbed by the sorbent granules and forms into separate fragments. The fragments are removed mechanically or are left afloat. After a couple of weeks, depending on the temperature of water, the oil-degrading bacteria of the sorbent oxidize oil's hydrocarbon into carbon dioxide and water.

During oil spill response operations, use of biotechnologies is considered the best way of accident recovery and oil collection. The issue of their efficiency remains open due to the abundance of factors that influence the use of biosorbents in the open sea. The mechanism of the "water-oil-ice" interaction is currently not understood and studied well enough, as is the "ice-oil-water-biosorbent" interaction.

There exists a large number of microorganisms that are able to process hydrocarbons of various classes.

Among the decomposers there are 45 strains of bacteria belonging to *Pseudomonas*, *Bacillus*, *Mycobacterium*, *Micrococcus*, *Achromobacter*, and 4 strains of *Candida* and *Cryptococcus* yeasts. A technique has been developed to select the most active strains that are able to decompose different fractions of oil.

These are the microorganisms that serve as a basis for producing various bio-products and developing new techniques for selecting the most active strains that are able to decompose different fractions of oil and petrochemicals in order to remediate contaminated soils, natural bodies of water, aquatic areas, industrial wastewater, and rehabilitate contaminated territories. The best known products are Lenoil and Devoroil.

During biotechnological remediation of oil-contaminated soil, the decomposer organisms selected from the natural biocenosis include the unpredictable ecological effects that are possible when using foreign microorganisms. Other advantages include the low cost of decomposer bacteria cultures and the ability to use them for cleaning up pollution with oil and petrochemicals (petrol, kerosene, diesel fuel, etc.) in all parts of the Earth [2].

This way, development of technologies for reclamation of soil and water contaminated by oil and petrochemicals using decomposer microorganism cultures derived from native microflora becomes a priority trend in petrochemical waste disposal.

In order to select the correct method of using biotechnology and oil-contaminated waste disposal technique, it is necessary to carry out preliminary biological assessment and chemical analysis of the waste.

The advantage of biotechnologies over conventional methods of petroleum industry waste disposal lies in their mild effect on the natural environment. Biological processing of toxic oil compounds and their byproducts can not only cause the transition of waste from one class into another, but also result in non-hazardous substances and recyclable materials. Zero waste production is a new step in environmental education, and many countries all over the world already understand the importance of this trend for preservation of our planet and well-being of the population.

References

1. Mishunina A.S. Biostirovanie zhidkikh otkhodov bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin [Biological assessment of liquid waste from drilling oil and gas wells] // Problemy nauchno-tekhnicheskogo progressa v burenii skvazhin: Sbornik dokladov Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii s Mezhdunarodnym uchastiem, posvyashchennoy 60-letiyu kafedry bureniya skvazhin [Issues of technological advancement in well drilling: Proceedings of National Research and Technology Conference with International Participation devoted to 60th anniversary of the Department of Well Drilling]. – Tomsk: TPU Publishing House, 2014 – P. 284 – 288.
2. Srebnyak E.A. Razrabotka tekhnologii polucheniya novogo biopreparata dlya vosstanovleniya neftezagryaznennykh akvatoriy na primere Baltiyskogo morya [Development of technology for obtaining new bio-product for remediation of oil-contaminated aquatic areas on the example of the Baltic Sea]//Dissertatsiya kandidata tekhnicheskikh nauk po spetsial'nostyam 03.00.16 – ekologiya i 03.00.23 – biotekhnologiya [Doctoral dissertation in engineering in the majors 03.00.16 – Ecology and 03.00.23 – Biotechnology]. Gubkin Russian State University of Oil and Gas – Moscow: 2008.
3. Tarantul V. Z. Tolkovyy biotekhnologicheskii slovar. Russko-angliyskiy [Explanatory dictionary of biotechnology. Russian-English] / Tarantul V. Z. – Moscow.: Yazyki slavyanskikh kultur [Languages of Slavic cultures], 2009 – 936 p.
4. Vragova E. V. Stsenarnyy podkhod v upravlenii rekultivatsiyey neftyanykh i solevykh zagryazneniy pochv (Na primere Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga) [Scenario approach in managing the reclamation of oil- and salt-contaminated soils (exemplified by Khanty-Mansi Autonomous Okrug)]: Dis. kand. tekhn. nauk [Doctoral dissertation in engineering]: 05.13.01 / E. V. Vragova. – Novosibirsk, 2004. – 149p.

RHEOLOGICAL PROPERTIES OF CRUDE OILS IN YAREGSKOYE AND YARAKTINSKOYE OIL FIELDS Clovis Le Grand Monkam Monkam

Scientific advisors professor V.N.Manzhai, associate professor D.A. Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

For the extraction and the pipeline transport of oil with anomalous properties, detailed information about the features of its rheological behavior at different shear stresses in a predetermined temperature range is required. Non-Newtonian properties are typically discovered in high-viscosity oils with a high content of asphaltene, resin and paraffin. As study objects, oil with a high content of resin and asphaltene (Yaregskoye oil field) and oil with high paraffin content (Yaraktinskoye oil field) were used.

After carrying out experimental researches on a rotary viscometer and producing typical rheology curves of shear stress (τ) versus shear rate ($\dot{\gamma}$), it was found that oil with a high content of resin and asphaltene has pseudoplastic properties and can analytically be described by Ostwald De Waele equation: $\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n$, and its effective viscosity

decreases with the increase of shear rate $\eta_{\phi\phi} = K \cdot \gamma^{n-1}$. Unlike asphaltic oil, paraffinic oil is a viscous-plastic fluid, which has a yield point (τ_0) at temperature below 263 K. The rheological properties of paraffinic oil are described by equations, which result from the rheological Bingham – Shvedov model $\tau = \tau_0 + K \cdot \gamma^n$ and

$$\eta_{\phi\phi} = \frac{\tau - \tau_0}{\gamma} = K \cdot \gamma^{n-1}$$

from which it follows that oil viscosity also decreases with increasing shear rate [1].

The formal rheological equations above, describe the dependence of viscosity on the shear rate only, but does not explicitly consider the temperature effect, which, in turn, makes it difficult to understand the physical nature of the processes occurring at the molecular level. Therefore, under these conditions the search for other ways of analytical

interpretation of the rheological properties of oil is reasonable. Using Arrhenius – Eyring $\eta = A \cdot e^{\frac{E_a}{RT}}$ equation for analytical description of the properties of liquids in a wide temperature range can determine the energy and geometric parameters of oil particles for different shear stresses. By analyzing the results of viscometric experiments with the coordinates $\ln \eta - 1/T$ (Figures 1 and 2), the values of viscous flow activation energy (E_a), pre-exponential factor (A) and average particle size (r), in different hydrodynamic conditions can be identified (Table 1 and 2).

As follows from Figures 1 and 2, the tangents of the angles of inclination are proportional to the activation energy of viscous flow (E_a), and they increase with increasing shear rate in case of Yaregskoye (asphaltene) oil, whereas they

remain practically constant considering Yarakinskoye (paraffin) oil. Average radii of colloidal dispersed associates

shown in Tables 1 and 2 were calculated according to the formula $r = \left[\frac{A}{\tau \cdot (16\pi\rho / 3kT)^{1/2}} \right]^{2/5}$ after experimental

determination of the numerical values of the pre-exponential factor (A), which according to Frenkel-Eyring equation is dependent on the geometric dimensions of complex structural units (CSU), which may vary in structure due to oil composition.

According to modern concepts, crude oil is not a simple mixture of a large number of organic compounds dispersed to the molecular state, but it is a colloidal dispersion system [2]. The intermolecular forces in this system can form supramolecular associates, composed of many individual molecules which are arranged in ordered structures. The composition and size of CSU depend on relative content of paraffin molecules in the oil or the total amount of resin and asphaltene molecules. The dominance of a certain class of chemical compounds results in particular rheological behavior of oil.

The central nucleus of a complex structural unit (CSU) formed in asphaltic oil is composed of a large number of high and polycyclic asphaltenes which are bound together in an aggregate due to weak intermolecular interaction. Resin molecules are less connected to each other at the periphery of the nucleus in the solvate-adsorption layer. CSU nucleus, formed in paraffinic oil contains high molecular chain alkanes (paraffins), which are tightly packed together. Resin molecules in the solvate-adsorption membrane being weakly bound to the nucleus, diffusive scattering of the membrane occurs with a shift of particles due to movement which results in the decrease in CSU size to a constant value characteristic of a competent paraffin nucleus.

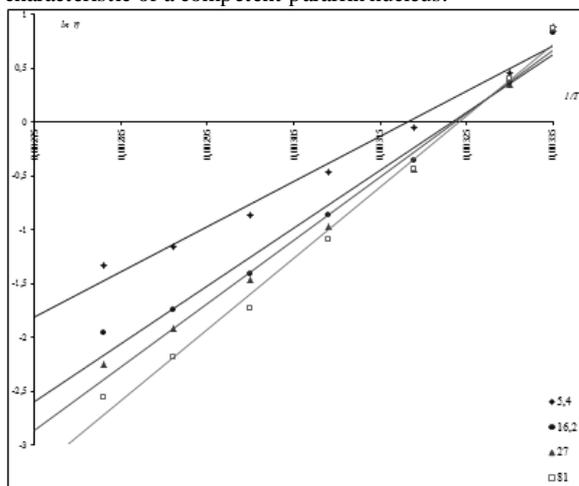


Fig. 1. $\ln \eta$ viscosity-inverse temperature ($1/T$) dependence, asphaltic oil

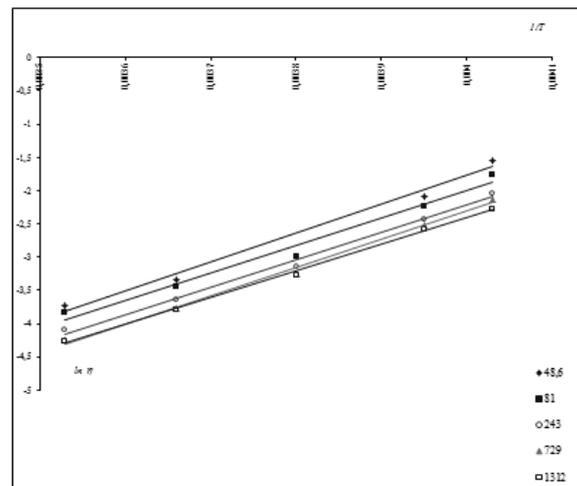


Fig. 2. $\ln \eta$ viscosity-inverse temperature ($1/T$) dependence, paraffinic oil

The results in Table 1 indicate that asphaltic oil associates in Yaregskoye field are highly susceptible to the destructive influence of the shear flow. Their mean radii in low shear rate area decrease from the colloidal particle size (~ 50 nm) to values close to the molecular size (~ 1 nm). Stronger particles (microcrystals paraffin) of oil in Yaraktinskoye field (Table 2) practically do not reduce their dimensions in the wide range of shear rates.

Table 1
Activation energy (E_a), pre-exponential value (A) and average particle radius (r) of asphaltic oil at various shearrates (γ).

Parameters	Shear rates γ , c^{-1}			
	5,4	16,2	48,6	145,8
E_a , kJ/mol·K	30,6	37,2	45,1	51,3
$A \cdot 10^8$, Pa·c	715	41,4	1,8	0,2
r , nm	47,8	10,9	1,9	1,1

Table 2

Activation energy (E_a), pre-exponential value (A) and average particle radius (r) of paraffinic oil at various shear rates (γ).

Parameters	Shear rates γ , c^{-1}			
	48,6	81,0	146	243
E_a , kJ/mol·K	36,2	34,3	33,6	34,3
$A \cdot 10^8$, Pa·c	0,47	0,9	1,1	0,73
r , nm	4,5	4,9	4,4	3,1

References

1. Mirzadzhanzade A.H., Ametov I.M., Kovalev A.G. The physics of oil and gas. - M.: Nedra. 1992. 271p.
2. Syunyaev Z.I., Syunyaev R.Z., Safieva R.Z. Oil dispersed systems. - M.: Chemistry.1990. 226p.

IMPACT OF SLOPS FLOW ON THE PROCESS EFFICIENCY IN THE CATALYTIC CRACKING REACTOR

G. Y. Nazarova, V. I. Stebeneva, S. V. Kiselyova

Scientific advisor professor E.N. Ivashkina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The properties of raw materials and catalyst, process conditions, type of reaction system and also the quantity and quality of recycled fractions are determined the conversion of the feedstock, the yield of target products and their quality. Rejection of sludge's portion (not more than 20 m³/h) from the separation column to the central portion of the riser reactor is implemented on the KT-1/1 unit, on C-200 section. The slops contain a high proportion of polycyclic aromatic hydrocarbons, which leads to loss the catalyst activity and reduced the rate of secondary cracking reactions [1]. In this case the slops recycle allows optimize thermal mode of "riser-reactor-regenerator" system in processing of raw materials rich in saturated hydrocarbons by increasing the load on the coke.

The quantity of generated coke determines the quantity of heat generated by burning the coke from the catalyst surface, and it effects on the temperature conditions of "lift reactor - regenerator" system. The connection of reactor and regenerator production conditions provides the regulation of this process by changing the catalyst circulation ratio.

Furthermore, during the processing of raw materials rich on paraffinic and naphthenic hydrocarbons, favorable for obtaining a high yield of gasoline fraction and gas, the coke yield is significantly lower than in case of converting materials with a high content of aromatic hydrocarbons.

The software-based mathematical model of catalytic cracking was used for the process parameters calculation. Figure 1 shows the main working window of this program. Using the mathematical model allows to predict the composition of the stream after the reactor, output of wet gas, gasoline fractions, light and heavy gas oil depending on the composition of the feedstock and also allows to optimize process conditions depending on the production objectives (increase in the yield of wet gas, gasoline and diesel fraction). Besides is possible the process conditions correction depending on the feedstock composition and on the amount of coke on the catalyst, that formed in the riser reactor.

The preliminary calculations were carried out to assess the effects of group composition of a vacuum distillate on group composition of gasoline fraction, the octane number of gasoline and outputs unstable gasoline, light and heavy gas oil, wet gas and coke.

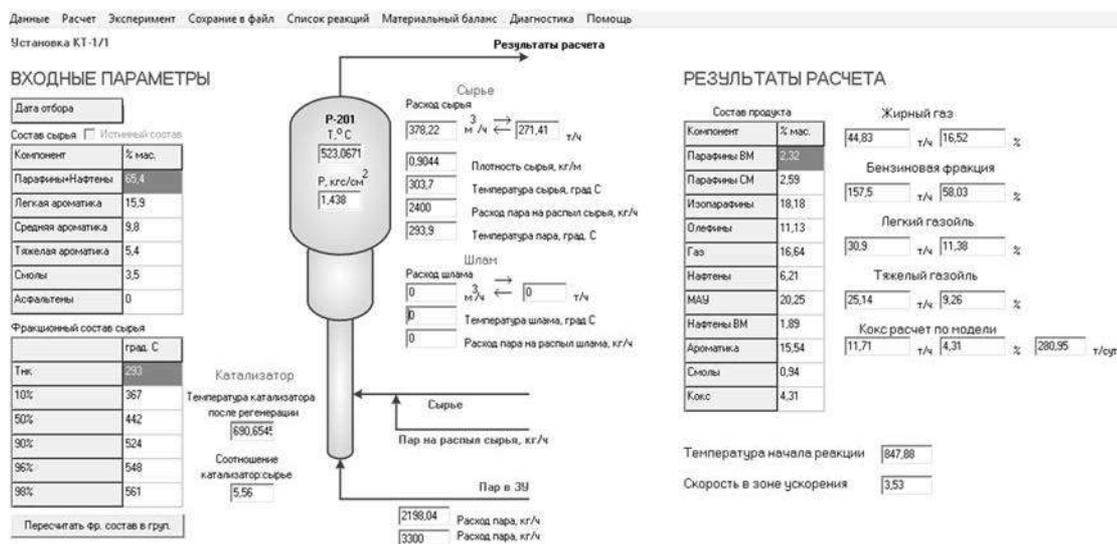


Fig. 1. The working window of the simulation program

Four types of raw materials were selected for the calculations (Table). The compositions of raw materials are selected in such a way that it was possible to evaluate the effect of different hydrocarbon groups on the performance of a catalytic cracking process.

Table

Composition of raw materials for the calculation of model, % wt.

Group composition of raw materials	1	2	3	4
Paraffins, % wt	43,23	40,45	44,72	49,00
Naphthenes, wt%	23,50	18,40	20,34	23,50
Aromatics, wt%	29,91	38,00	30,94	24,40
Resins w%	3,37	3,15	4,00	3,10

It was established that when using the feedstock № 4 the coke content is low (3.6%), therefore when passing the next cycle, the catalyst temperature at the exit of the regenerator will be lower. It is the causes of feedstock conversion decline.

This process can be controlled by varying the catalyst circulation ratio, increasing the circulating flow rate of the heavy residue, increasing the coke load, and rising the inlet feedstock temperature in the riser. Figure 2 shows dependence of change amounts of coke in the reactor from the reactor temperature regime for the two types of raw materials. Feedstock № 4 characterized by a high content of paraffin and naphthenic hydrocarbon, feedstock №3 characterized by high fraction of aromatic hydrocarbons and resins.

As seen in Figure 2, the rise of temperature in the catalytic cracking for feedstock № 4 to 535 °C provides slight increase of coke amount to 3.9%. In this case, the recommendation is to increase the circulation rate of the heavy residue in order to increase the coke loading in the riser reactor of a catalytic cracker and regenerator.

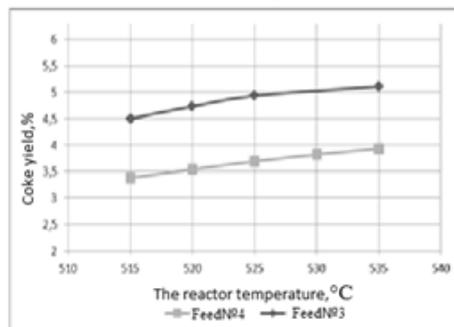


Fig. 2. Effect of the composition of raw materials on the yield of the gasoline and diesel fraction of the vacuum distillate

According to Figure 3a, keeping up the flowrate of heavy residue in the riser at 10 m³/h provides the increase of coke amount in riser reactor due to leakage of polycondensation reactions involving heavy hydrocarbons (aromatic hydrocarbons and resins). When the process temperature is increased to 521,4°C to 530,0°C the coke amount is increased from 3.6% to 4.2% (Figure 3a).

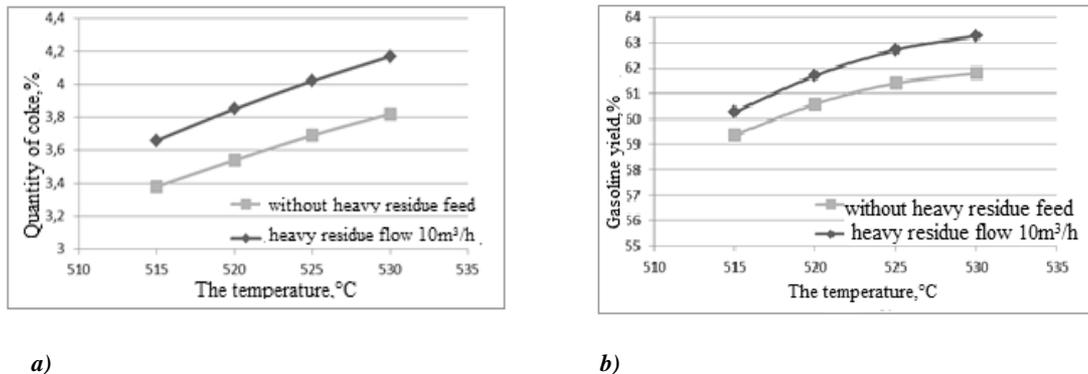


Fig. 3. a) The dependence of coke yield from the catalytic cracking process temperature.
b) The dependence of gasoline yield from the catalytic cracking process temperature

Thus, increasing the load of coke while maintaining the flow rate of the heavy residue in the riser at 10 m³/h and process temperature at 525°C (maintaining the catalyst circulation ratio at 5.7) lead to increasing the concentration of coke to 4.0% and accordingly increased the temperature of cracking catalyst after regeneration. The yield of high octane gasoline increasing (Figure 3b) from 60.1 to 62.7% (the octane number of gasoline by motor method 87 p.), the output of wet gas rich in propane-propylene and butane-butylene fraction was 18.3% for raw materials.

Thus, optimization the thermal regime of processing of raw materials with a high content of paraffins and naphthenes by increasing slops flow rate (10 m³/h) in the catalytic cracking reactor allows to increasing the yield of coke and 4.0%, and respectively increasing the catalyst temperature after the regenerator, without increasing the reactor temperature to 535°C.

References

1. Khadzhiev S.N. Cracking of petroleum fractions on zeolite catalysts. – M.: Chemistry, 1982 – 276 p.

IDENTIFICATION METHOD OF INDICATOR DIAGRAM BY INTERPRETING THE MEASURED RESULTS OF GAS-DYNAMIC WELL TESTING

Nguyen Thac Hoai Phuong

Scientific advisor professor V.L. Sergeev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Development of a method for identification and interpretation of the measured results of gas-dynamic well testing (GDWT) by indicator diagram (ID) allows taking into account additional prior information, improving the accuracy of the reservoir pressure and flow parameters determination, reducing testing time.

Stabilized flow gas-dynamic well testing is one of the main methods to determine the flow parameters and the productivity of a gas well. A major limitation of traditional methods of identification and interpretation GDWT is a large number of flow periods to obtain the required stabilized data to provide the accuracy of results [1].

To ensure the sustainability and improve the accuracy of the methods of interpretation GDWT by ID it is recommended to use the method of the integrated system of ID models based on a priori information about the parameters of the reservoir, which allows us to integrate the raw data, additional prior knowledge, experience and knowledge into a single system model that provides stability assessments and significantly increases their accuracy [2, 3].

Models ID and interpretation algorithms with a priori information. The method of interpretation of stabilized flow GDWT used an integrated system model of ID $p_{nn}^2 - p_3^2 = aq_i + bq_i^2$ (Forchheimer) with variable parameters based on a priori information about the reservoir pressure P_{nn}

$$\left\{ \begin{array}{l} y_i^* = \alpha_1 + \alpha_2 q_i + \alpha_3 q_i^2 + \xi_i \\ \alpha_i = \alpha_1 + \eta_i, i = 1, n \end{array} \right. \Leftrightarrow \left\{ \begin{array}{l} Y^* = F \alpha + \xi \\ \alpha_1 = \alpha_1 + \eta \end{array} \right. \quad (1)$$

where $y_i^* = P_{i,3}^2$, q_i - the square of the bottomhole pressure and flow rate obtained within well test period i ;

$F = (1, -q_i, -q_i^2, i = \overline{1, n})$ - matrix of the known values of flow rates; $\alpha = (\alpha_1 = P_{nn}^2, \alpha_2 = a, \alpha_3 = b)$ - vector of unknown

parameters of model ID; $\bar{\alpha}_1 = \bar{P}_{n,1}^{-2}$ - additional priori information and expertise square reservoir pressure; ξ_i, η - random values; n - the number of flow period. Method integrated model of ID (1) provides a stable estimates of the filtration reservoir parameters and, at the same time, can significantly increase their accuracy by using additional priori information.

Definition parameters of integrated model ID (1) is reduced to solving optimization problems in the form:

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha, \beta) = \arg \min_{\alpha} \left\{ \|Y^* - F\alpha\|_2^2 + \beta \|\alpha - \bar{\alpha}\|_W^2 \right\}, \quad (2)$$

optimization problem (2) is reduced to solving a system of linear algebraic equations:

$$(F^T F + \beta W) \cdot \alpha^*(\beta) = (F^T Y^* + \beta W \bar{\alpha}), \quad (3)$$

here $\arg \min_x f(x)$ means the minimum point x^* of the function $f(x)$; $\|X\|_W^2$ means quadratic form $X^T W X$;

$W = \text{diag}(h_1, 0, 0)$ - diagonal matrix of the control parameters determining the importance (weight) of priori data. For receiving (3) the partial derivatives of the parameter α must be taken from the combination (2) and equate them to zero. It should be noted that when $\beta = 0$, the priori information is not taken into account (traditional method of least squares) and the system of linear algebraic equation (3) will be in the form

$$(F^T F) \alpha^*(0) = F^T Y^*, \quad (4)$$

The results of the gas-dynamic well testing by model ID. The results of the interpretation GDWT in the Urengoy gas condensate field of the Tyumen region are shown in Figures 2-5.

Figure 1 shows the measured values of bottomhole pressure and production rates of wells number 1 and number 2, depicted by lines 1 and 2, respectively

Figures 2, 3 present the estimates of reservoir pressures on different flow periods of wells 1, 2 obtained by solving a system of linear algebraic equations (3) (line 1) and (4) (line 2). Expert estimates of reservoir pressures $\sqrt{\bar{\alpha}_1}$ for wells 1,2 equal 316 atm and 264 atm, respectively.

Figures 2-5 show that the proposed method, the models (1) and algorithms interpretation by ID (2),(3) make it possible to determine the reservoir pressures, the filtration resistance coefficients more accurately, and reduce the number of flow periods well testing as compared to the traditional interpretation of technology based on the method of least squares (4).

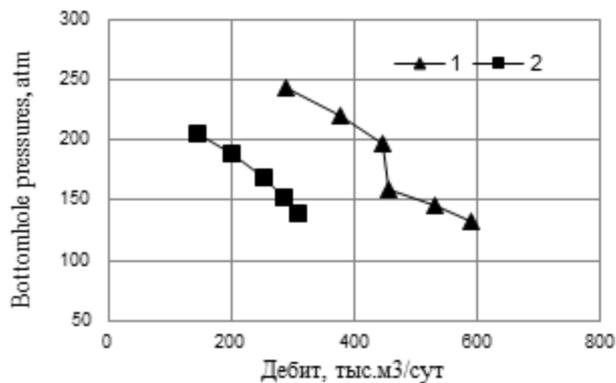


Fig. 1. Indicator diagrams of wells 1, 2

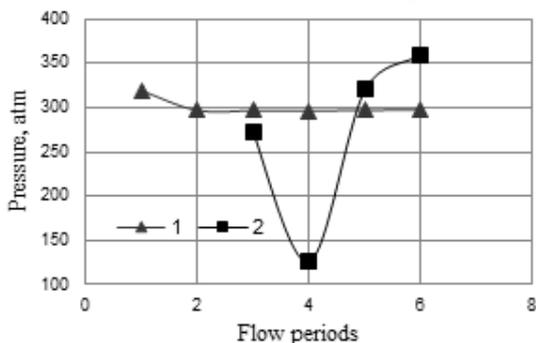


Fig. 2. Estimates of reservoir pressure of well 1

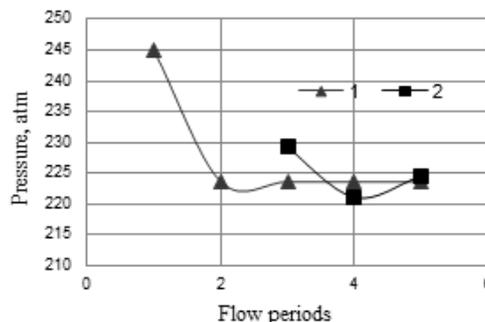


Fig. 3. Estimates of reservoir pressure of well 2

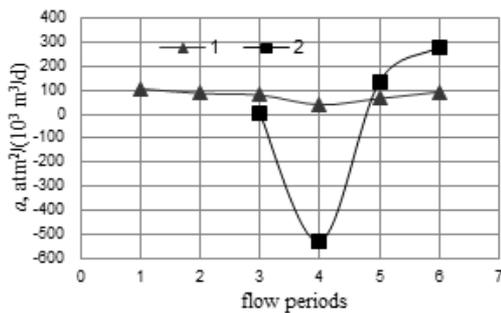


Fig. 4. Estimates of filtration resistance coefficient a of well 1

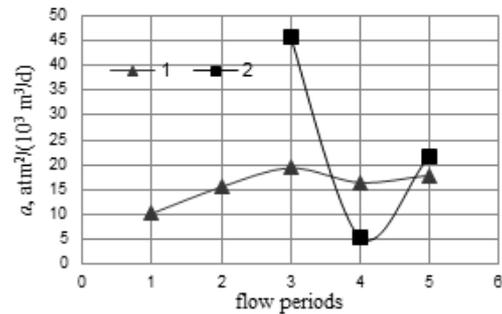


Fig. 5. Estimates of filtration resistance coefficient a of well 2

To determine the parameters of gas and condensate reservoirs as a result of stabilized flow gas-dynamic well testing is proposed to use the method of interpretation based on the priori information allows obtaining good results with a small flow periods of testing. The study of the interpreted data of gas-dynamic of two wells testing in the Urengoy gas condensate field shows that the proposed method, models, and algorithms for the identification and interpretation allow determining reservoir pressure, increasing the accuracy of the estimates of the filtration resistance coefficient, reducing the time for well testing.

References

1. Aliev Z.S., Gritsenko A.I., and others. Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin [Well test guide]. Moscow, Nauka Publ., 1995. 523 p
2. Sergeev V.L. Integrirovannye sistemy identifikatsii [Integrated systems of identification]. Tomsk, TPU Publ. house, 2011. 198 p
3. Nguyen Thac Hoai Phuong., Sergeev V.L. Identification method of indicator diagram by interpreting the measured results of gas-dynamic well testing // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2005. T.326. № 12. pp. 54-59.

THE PROGRAM OF ENERGY EFFICIENCY OF OIL AND GAS COMPANIES

I.S. Ostranicyn, N.A. Rodionova, S.S. Tugutova

Scientific advisor assistant E.M. Vershkova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Effective management of resources of the enterprises is not a recent issue. Effectiveness of use of resources is traditionally understood as an optimum ratio between results and costs of their achievement when at minimum expenses of resources the greatest result (effect) is provided [4].

Procedures of formation of resource efficient strategy in oil corporation have to consider all factors of direct and indirect influence affecting functioning of oil company.

It is necessary to analyze in details factors of the internal environment and, first of all, the available resource capacity of the enterprise and extent of its effective use (Fig. 1).

Now questions of energy saving are especially actual practically in all industries. The oil and gas extraction enterprises (OGE) are compelled to develop and introduce the whole complexes of energy saving actions [2]. The energy audit of all technological processes for the purpose of defining links where effectiveness of use of energy resources is insufficiently high is carried out and there is a potential for energy saving (Fig. 2).

It is necessary to develop the comprehensive program of energy efficiency for the direction of exploration and production of the oil and gas companies of the Russian Federation.

The processes aimed at energy efficiency include [1] (Fig. 3):

1. Development of actions for energy efficiency increase;
2. Monitoring of realization and receiving economic effect of actions;
3. Distribution of the best practices in the field of energy efficiency;
4. Motivation to energy efficiency increase.

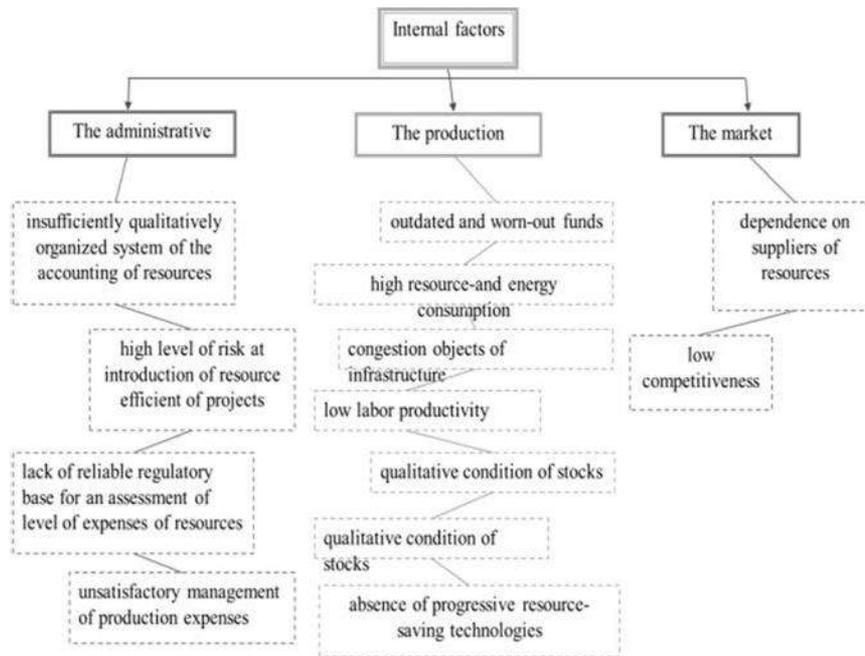


Fig. 1. A factor set of the internal environment, complicating introduction of resource efficient strategy

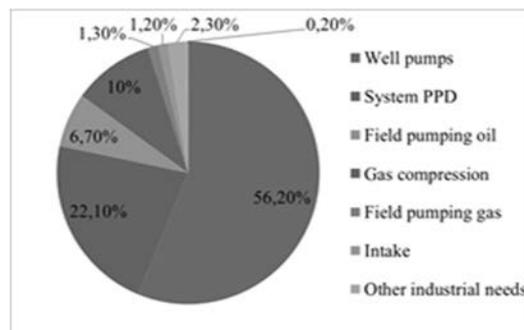


Fig. 2. Structure of electricity consumption by various technological processes on NGDP

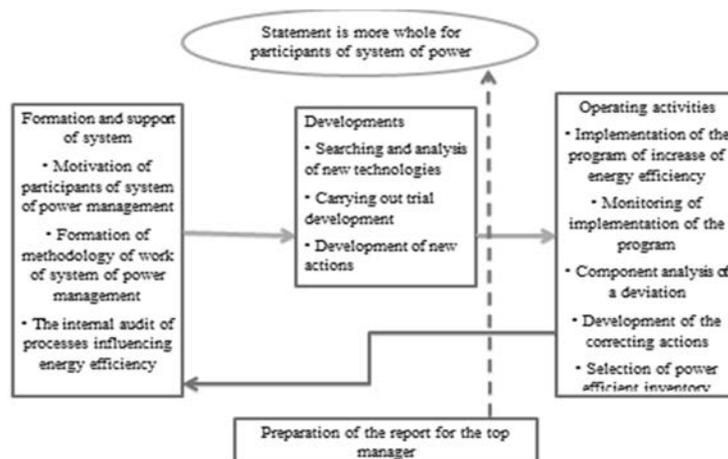


Fig. 3. Scheme of System of Power Management

Key processes of power management allow:

- to carry out continuous increase of energy efficiency of operating activities;
- to increase the potential of increase of energy efficiency at the expense of a development of new technologies and unification the practicing;
- to support system of power management and to motivate participants to realization of system processes.

Organizational technical solutions necessary for introduction of system of power management include [3]:

- concentration of responsibility for energy efficiency;
- fixing to the corporate center of a role of the mentor in the course of increase of energy efficiency of increase of energy efficiency;
- organization of training of employees in elements of system of power management;
- development of systems of the technical accounting of electricity consumption;
- automation of process of selection and the analysis of inventory taking into account energy efficiency.

The entire complex of resource-saving projects providing optimization of consumption of all types of resources has to be developed and implemented at the enterprises. Thus, practice of domestic management has to include the concept of resource efficient strategy that will allow providing transfer of the Russian economy from the resource efficient scenario to resource-saving and innovative type in the long term.

References

1. Barney J.B. *Gaining and Sustaining Competitive Advantage*. – Addison-Wesley Publishing Company, New York, 1996.
2. Ivanovskiy V.N. *Energetics of oil: main areas of energy optimization* / V.N. Ivanovskiy // *Engineering Practice*. – 2011. – No 6. – S. 18-26.
3. *Marketing research of the market units sucker rod pumps (SRP)*. Analytical report. Retrieved from: <http://www.techart.ru/files/research/walking-beam-pumping-unit.pdf>.
4. Andronova I.V. *Strategic management of efficient resource use* // *Russian Entrepreneurship*. – 2006. – No 9 (81). – pp. 46-49. Retrieved from: <http://old.creativeeconomy.ru/articles/7634/>

DIMENSIONIERUNG DER WÄRMEPUMPE

¹A.A. Pavlova, ²J. Hansen, ³I.V. Pavlova

Wissenschaftliche Betreuerin Dr. Geo. H. Obermeyer

¹*Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe, Deutschland*

²*Gesellschaft für Erkundung und Ortung, Karlsruhe, Deutschland*

³*Nationalwissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland*

Das vorliegende Projekt beschäftigt sich mit der Dimensionierung der geothermischen Wärmepumpe für das Einfamilienhaus an die Adresse Mozartstraße 8, 76133, Karlsruhe.

Im Gegensatz zu den konventionellen Wärmepumpen ist die Wärmepumpe kein Verbrennungsmaschine. Sie nutzt kostenlose Umweltenergie (aus der Wasser, Luft oder Erdwärme) und wandelt Wärme niedriger Temperatur in Wärme höherer Temperatur um. Es existiert mehrere Arten von Wärmepumpen, im folgenden Bericht werden zwei für die Beheizung des gegebenen Hauses am besten geeigneten Typen vorgestellt: Grundwasserwärmepumpe und Wärmepumpe mit Erdwärmesonden.

Dimensionierung der Wärmepumpe wurde für das Einfamilienhaus in der Mozartstraße 8, Karlsruhe, durchgeführt. Der erste Schritt bei der Dimensionierung war die Bestimmung des Wärmebedarfes des Hauses. Das gegebene Gebäude besteht aus 3 Stockwerken (inklusive Dachgeschoss), welche beheizt werden müssen, und aus einem unbeheizten Keller. Die Deckenhöhe beträgt für das Erdgeschoss 3,07 m, für das Obergeschoss 3 m und für das Dachgeschoss 2,5 m. Die gesamte beheizte Fläche beträgt 418 m² und das Gesamtvolumen 1210 m³.

Die Norm-Heizlast für das Haus wurde mit der Hilfe der EU-Norm DIN EN 12831 berechnet. Der gesamte Wärmebedarf des Hauses ist gleich der Summe der Norm-Heizlast und der Warmwasserbedarf und beträgt für das Haus 23.983 W. Ein anderer Wert der Norm-Heizlast des Hauses wurde mit Hilfe des Heizölverbrauch berechnet und beträgt 34.914,4 W. Die Dimensionierung der Wärmepumpe wurde für beide Werte durchgeführt.

4. Grundwasserwärmepumpe

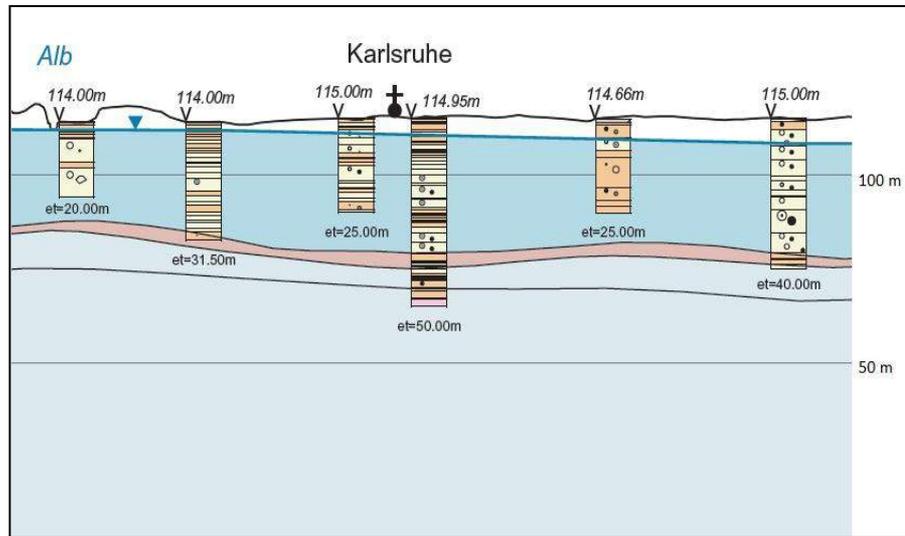
Diese Wärmepumpe nutzt direkt das Grundwasser als Wärmequelle. Das ist die effektivste Wärmequelle, da die Temperaturen über das Jahresmittel bei Grundwasser am höchsten sind. In diesem Fall beträgt die Mitteltemperatur des Grundwassers 13,9°C.

Da der Bau und Betrieb von Grundwasserwärmepumpen in einigen Wasserschutzgebieten verboten ist, ist es notwendig zu prüfen, ob das Grundstück in einem Grundwasserschutzgebiet liegt. Das Haus in der Adresse Mozartstraße 8 befindet sich im Weststadt-Karlsruhe, also außerhalb des Wasserschutzgebiet.

Wichtige Voraussetzung für die Nutzung des Grundwassers mit der Grundwasserwärmepumpe sind die geeigneten chemischen Eigenschaften. Keine ausfällbaren Stoffe dürfen im Grundwasser enthalten sein, sowie die Eisen, Mangan und einige andere chemische Elemente für diese müssen Grenzwerte eingehalten werden. Einige Elemente sind nicht in dem Grenzwertbereich, trotzdem sind die Abweichungen nicht kritisch.

Das höchste Priorität vor allen anderen Nutzungsarten des Grundwassers hat die Trinkwasserversorgung und deshalb die hydrogeologische Situation des Ortes ist immer sehr wichtig bei der Dimensionierung der Wärmepumpe. Unproblematisch ist am meistens die Nutzung der oberen oberflächennahen Grundwasserleiter mit freiem Wasserspiegel. In dem Fall des gegebenen Hauses beträgt die Entfernung der Grundwasserleiter von der Geländeoberfläche ca. 5 m (Abbildung 1). Die Mächtigkeit der oberen Grundwasserleiter unter dem Grundstück beträgt ca. 30 m. Nach dem ca. 35

m fängt der undurchlässige Horizont zwischen ersten und zweiten Grundwasserleiter an. Um den zweiten Grundwasserleiter nicht zu berühren, darf man bis maximal 35 m bohren.



Für 2 verschiedene Werte der Heizlast wurde die Dimensionierung für 2 Wärmepumpen gemacht. Für die Heizlast von 23.983,0 W wurde die Wärmepumpe Heliotherm HP28S40W-WEB mit einer Heizleistung von 38.050,0 W genommen. Die Heizlast von 34.914,4 W wird mit der Heliotherm HP32S45W-WEB mit einer Heizleistung 42560,0 W bedient. Der Nenndurchfluss für die benötigten Heizlasten beträgt 5-6 m³/h. In der Abhängigkeit von der Nenndurchfluss wurden die Brunnenergiebigkeit und die Fassungsvermögen des Brunnens berechnet: 11,93 m³/h. Minimale Tiefe der Bohrung beträgt dann ca. 10 m (5 m bis Grundwasserspiegel + min. 3m Filterlänge). Der Förderbrunnen muss tiefer als Schluckbrunnen gebohrt werden.

Der Abstand zwischen Förder- und Schluckbrunnen muss minimal 15 m sein. Auf folgendem Grundstück ist es möglich einen maximalen Abstand zwischen den Brunnen von ca. 40 m einzuhalten. Die Brunnen müssen senkrecht zur Grundwasserfließrichtung gebohrt werden. Die ungefähre Lage auf dem Grundstück wird auf der Abbildung 5 dargestellt.



6. Erdwärmesonden

Der andere Wärmepumpenart, welche dimensioniert wurde, ist die Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Erdwärmesonden. Bei dieser Wärmepumpe ist das Erdreich die Wärmequelle für die Heizung des Gebäudes.

Wie bei der Dimensionierung der Grundwasserwärmepumpe, wurden zwei Fälle betrachtet mit zwei möglichen benötigten Heizleistungen des Gebäudes. Für die Heizlast von 23.983,0 W wurde die Wärmepumpe geoTherm VWS 300 / 3 mit einer Heizleistung von 30.000 W genommen. Die Heizlast 34.914,4 wird mit der geoTherm VWS 460/3, W mit einer Heizleistung von 45.700 W bedient. Für beiden Wärmepumpen wurden die Verdämpferleistungen berechnet: 23333,3 W und 35544,4 W.

Die Bohrungen der Erdwärmesonden mit einer Länge von 50 bis 100 m muss durch drei Schichten durchgeführt werden: oberer sand-kiesiger Grundwasserleiter, Zwischenhorizont aus Ton und Schluff und dem zweiten Grundwasserleiter aus Sand und Kies. Die Erdsondenlänge wurde für zwei Fälle berechnet, mit niedrigsten und höchsten Entzugsleistungen der Schichten. Ebenfalls wurde es für zwei Verdämpferleistungen ausgerechnet. Für die niedrigere Verdämpferleistung beträgt die Erdwärmesondenlänge 428,1 m bis 534,9 m. Die maximale Anzahl der Sonden mit der Länge 50 bis 100 m für der Heizlast 23.983 W beträgt 11 und die Minimale 4. Die maximale Anzahl der Sonden für der Heizlast 34914,4 W beträgt 16 und die Minimale 7.

Die durchgeführte Berechnungen zeigen, dass die minimale gesamte Länge der Sonden für das gegebene Haus ca. 428 m und die Maximale ca. 815 m beträgt. Wegen der Bohrkosten, wird die Wärmepumpe mit der Erdwärmesonden nicht günstiger, als die Grundwasserwärmepumpe.

Im Laufe des Projektes wurden Dimensionierungen für zwei Wärmepumpenarten durchgeführt: Grundwasserwärmepumpe und Wärmepumpe mit Erdwärmesonden.

Literatur

1. Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Grundwasserwärmepumpen, Umweltministerium Baden-Württemberg, Auflage, April 2009.
2. Wärmepumpen für Heizen und Warmwasserbereitung, Projektierungs- und Installationsbuch, Dimplex, 2014.
3. Planungsunterlage Luft-Wasser und Sole-Wasser Wärmepumpe, Wolf
4. Wärmepumpenanlagen, Das kleine Helferlein für Einsteiger, Johannes Wegesin, 1. Auflage, 2011.
5. DIN EN 2831, 2003.
6. VDI 4640, 2011.

CURRENT TRENDS IN GLOBAL OIL REFINING INDUSTRY

P.G. Petkova, E.M. Vershkova

Scientific advisor assistant E.M. Vershkova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The aim of economics is to find an optimal way to share out the limited amount of resources among industries and respectively people's necessities. Business developing on the background of market economy is in need of economy forecasting. Economic prognoses and trends are usually made by statistical model and in our case the analysis is focused on oil industry. Forecasts are based on the demography indicator and changes in population preferences, because the main factor for consumption of any kind of resources is the number of people using it.

According to the statistic information of the International Energy Agency [1] and world population prospects of the United Nations [2], Figure 1 indicates the global amount of consumed oil, gas, coal, nuclear, bio and hydro energy from 2009 with prognoses of their consumption till 2050.

It is visible that use of oil energy will decrease in the future. In 2009 it is 34% of all the consumed energy and in 2013 it is 37%. According to forecasts in 2025 it tends to decrease to 28%, and in 2050 consumption will drop down to 18% - twice less than in 2013. But it does not mean that decrease of oil products is going to be that big. There are two reasons to have these results. The first one is negative population growth and the second one is rapidly developing technologies.

Innovations are the main ratio of progress and consummation of any industry or company. Refining industry is doing researches and innovation in petroleum chemistry and production continuously. That is how they find new methods of deeper refining petrol and producing goods with even better quality. Innovations in oil refining will lead to decrease of crude oil consumption, especially in counties importing big amounts of petrol to meet the needs of its population in using oil products.

Using green energy will take higher positions because of technology innovations as well. Making prognoses that consumption of green energy will exceed oil consumption in 2050 is not surprising if we take the American engineer Elon Musk and his achievements in this sphere. His companies producing electric cars (Tesla Motors) [3] and solar energy (Solar City) [4] are already rapidly expanding.

Energy is needed in Transport, Industrial and Building sectors. Musk's company is producing a wide range of electric cars giving the opportunity to open-minded people to have a small urban car or a beautiful powerful car using electricity. Even if the only fuel resource does not change for planes and ships, consumption of oil in transport sector will go down considerably, because the alternative electric cars. The amount of used biofuels will increase as well; this is one more reason for petrol consumption rates to go down.

Solar power is already extensively used in European countries for heating and cooling homes, lighting office buildings and manufacturing the products. Solar technologies are rapidly developing. It means that over the next decade solar energy will be cheaper and available for companies and costumers, and respectively preferable as energy resource in countries without oil and gas. This will indicate a significant decrease in oil consumption.

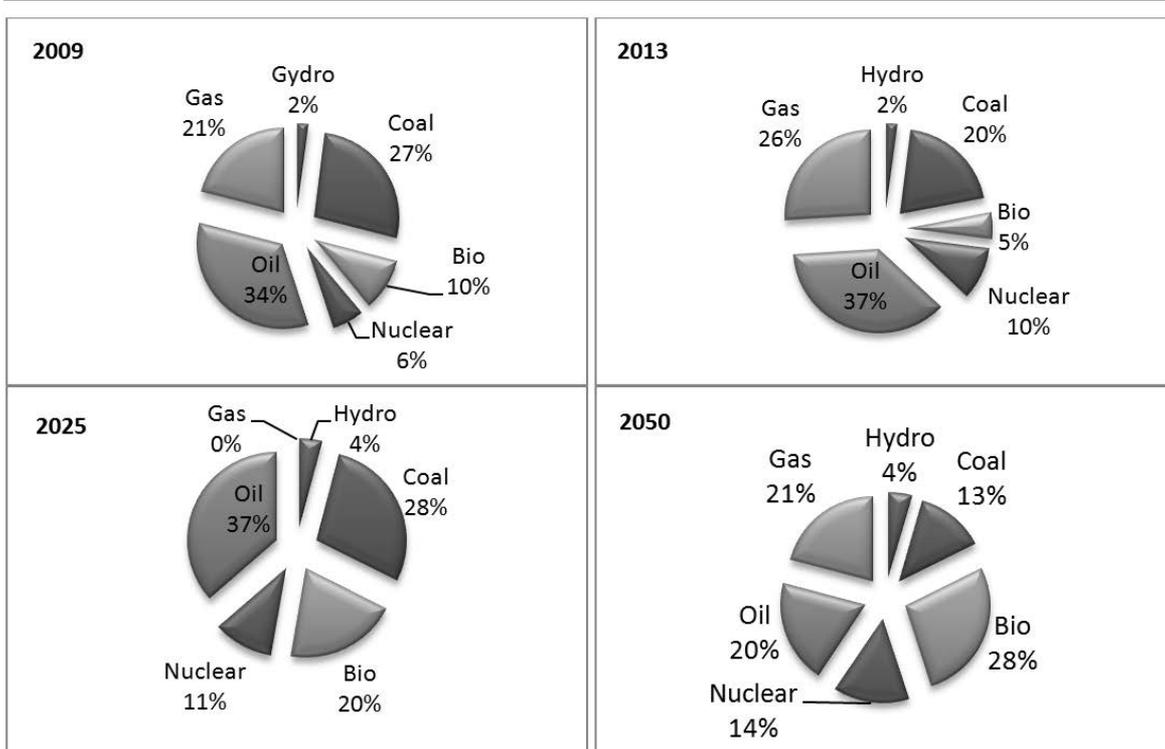


Fig. 1. Global consumption of energy resources

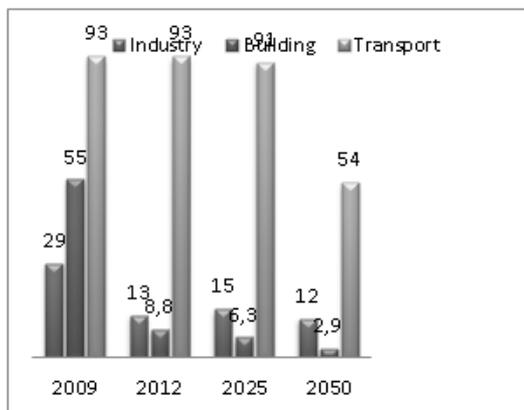


Fig. 2. Global consumption of oil in different industries (EJ)

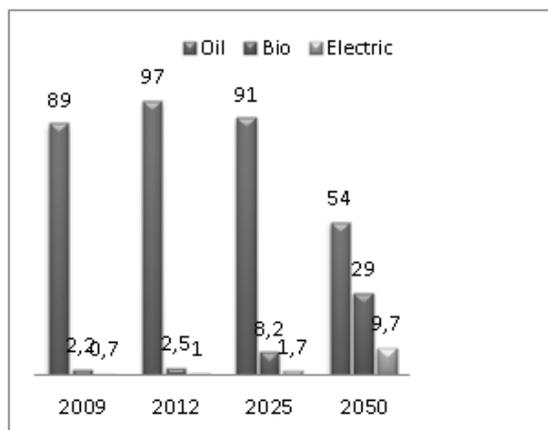


Fig. 3. Energy resources in transport industry (EJ)

The importance of oil products use in the sphere of transport in the period from 2009 to 2050 is indicated in Figure 2 and Figure 3. In 2013 consumption of petrol in Transport will rise within 4%, in 2025 compared to 2009, but in 2050 is expected 2% decrease, in 2050 – 37% less than in 2009. Figure 3 shows resources used in Transport. Economic trends and prospects for the next years are for downturn in consumption of crude oil in all the industries but in Transport sector it is more considerable. In 2050 consumption of petrol is expected to be about twice less than in 2013. Respectively, the scale of usage bio and electric energy is rapidly going up.

Statistic information of the International Energy Agency and world population prospects of the United Nations gives a very reliable economic forecast for the consumption of crude oil for a long term period. It will decrease because of expected population downturn, innovations in oil refining and technology development in using green energy.

References

1. World Population Prospects. Retrieved from: http://esa.un.org/unpd/wpp/publications/files/key_findings_wpp_2015.pdf
2. International Energy Agency. Retrieved from: <http://www.iea.org/Sankey/#?c=IEA Total&s=Balance>
3. Tesla Motors. Retrieved from: <https://www.teslamotors.com/supercharger>
4. Solarcity. Retrieved from: <http://www.solarcity.com/>

LOW-TEMPERATURE PROPERTIES ESTIMATION OF DIESEL FUELS WITH THE APPLICATION OF COMPUTER MODELING SYSTEM OF CATALYTIC DEWAXING PROCESS

N.V. Popova

Scientific advisor assistant N.S. Belinskaya

National Research Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk

Modern petroleum refinery industry has a tendency to the increase in oil conversion ratio and enhancement of resource efficiency. One of the most obligatory processes used widely to improve the properties of diesel fuels is the catalytic dewaxing technology. The quality of produced fuels must correspond to the technical standards and requirements for consumers' ability to use them in severe climatic conditions. Such low-temperature properties as freezing point (T_f), cold filtering plugging point and cloud point (T_c) are key characteristics of the ability of using diesel fuels in winter period [4].

Along with decreasing temperature a paraffin row of fuel composition primarily starts to transform into the solid condition. Among the main reactions the reactions, isomerization of n-paraffins C_5-C_{16} and hydrocracking of n-paraffins $C_{17}-C_{27}$ have the crucial significance [2]. This work is devoted to the mathematical model development with the aim to optimize the catalytic dewaxing process and estimation of diesel fuel low-temperature properties. The work objective presumes the investigation of influence of the feed composition over the product (hydrodewaxed diesel fraction) composition, low-temperature properties and product yield. The study was carried out with implementation of the computer modeling system developed at the Department of Fuel Engineering and Chemical Cybernetics of Tomsk polytechnic university. In the mentioned system method of mathematical modeling is applied, which allows successfully conducting analytical description of processes taking place in the reactor.

Freezing point and cloud point strongly depend upon the number of n-paraffins $C_{10}-C_{27}$ in the feed. The properties were determined for the feed entering the dewaxing reactor and for the product (unstable hydrogenate) leaving the reactor. To estimate the impact of feed composition on the above mentioned properties, five different feed stocks with various compositions were used. In addition, the feed flow rate, pressure in the reactor and the flow rate of hydrogen bearing gas were assumed constant while changing the temperature in the reactor.

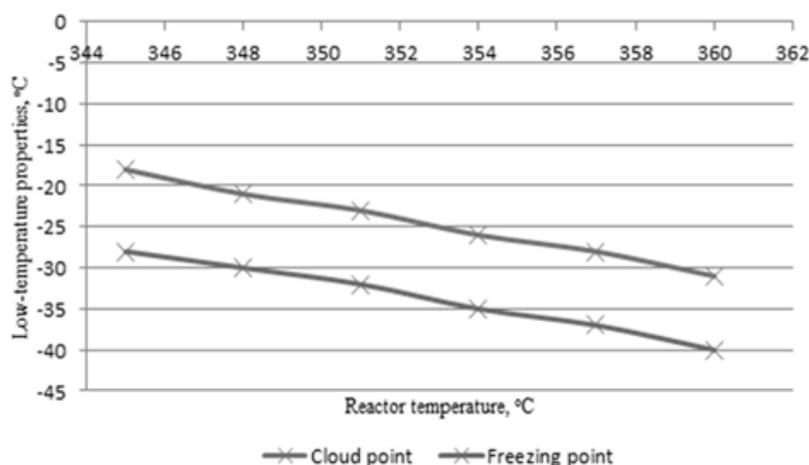


Fig. 1. Cloud and freezing points of diesel fraction leaving the reactor depending on the temperature in the reactor

Fig. 1 shows the relationship between cloud point and freezing point of the diesel fraction after the processes of isomerization and hydrocracking in the Ni-containing zeolite catalyst bed. Value of the feed flow rate was taken as 300 m³/h; pressure in the reactor equals to 6.8 MPa; and feed of hydrogen bearing gas was taken equal to 20000 m³/h. The graph illustrates information for one date, and the initial values of T_f and T_c amounted to -11 °C and -1 °C correspondingly. As it can be seen from Fig. 1, with increasing temperature T_f ranges from -28 °C to -40 °C and T_c declines from -18 °C to -31 °C. Diesel fuels with such temperatures are appropriate to the national standard №305-82 as winter fuels for temperate climatic zones.

Figure 2 represents correlation between the value of product yield and reactor temperature regime. The graph shows that yield slightly decreases with the rising temperature. For instance, at the temperature of 345 °C the yield has a peak at 61 % and it gradually reaches the value of 57 % at the temperature of 360 °C. Therefore, rise of temperature provides obtaining of the lower yield of the product with better low-temperature properties. To the contrary, decrease of temperature results in increased product volume with undesirable values of temperature properties.

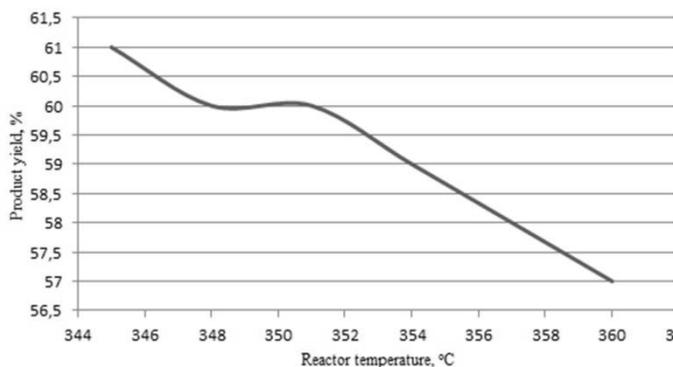


Fig. 2. Yield of diesel fraction leaving the reactor depending on the temperature of the reactor

The reasons for such relationships are explained by the mechanism of the reactions [1, 3]. Thus, temperature rise in the reactor leads to increasing of rate of high-molecular normal paraffin hydrocracking reaction. Also rate of conversion of these paraffins enhances. In its turn, this results in growing quantity of low-molecular n-paraffin, iso-paraffin and naphthene molecules, which contributes to the reduction of low-temperature properties. On the other hand, increasing temperature has a negative impact on the process selectivity, and hydrocarbon gases and hydrogen sulphide are formed. Consequently, the yield of the pure diesel fraction decreases.

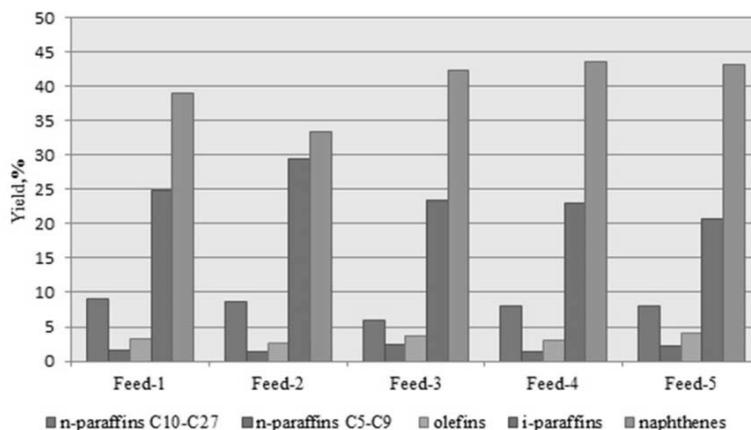


Fig. 3. Yield of hydrocarbon groups depending on feed composition during the catalytic hydrodewaxing process

The bar chart in Figure 3 shows the influence of feedstock composition on the yield (wt.%) of hydrocarbon groups in the diesel fraction. It is apparent from the chart that at constant technological conditions various feed composition has significant effect on the number of components in the product. For example, the yield of high-molecular n-paraffins ranges from 6 to 9.08 %, low-molecular paraffins yield varies from 1.3 to 2.5 %, isoparaffins yield – from 20.73 to 29.5 %, the yield of naphthenes amounts to 33.4-43.6 %. Sulphur content in the product also depends on the feed composition entering the reactor of hydrodewaxing.

It should be noticed that iso/normal paraffin ratio increases with the rising temperature in the reactor, while for the lighter commercial fractions (light naphtha, kerosene, etc.) this ratio decreases along the reactor. This phenomenon can be attributed to a higher rate of isomerization of long chain n-paraffins into isoparaffins [3].

To summarize, the composition of feedstock constantly changes. Therefore, the process of catalytic hydrodewaxing should be carried out at the optimal conditions, taking into consideration the difference in feed

compositions. By doing this the main problems of process optimization are solved. Firstly, the maximum yield of the product with specified qualities is obtained. Secondly, effective resource utilization at production site is conducted.

References

1. Antonio C., Urbano D., Vicente F., Avelino C. Changing the hydroisomerization to hydrocracking ratio of long chain alkanes by varying the level of delamination in zeolitic (ITQ-6) materials. *Catalysis today*. – 2009. - №147. – p. 179-185.
2. Druzhinin O.A. Destructive hydrogenation processes for the purpose of obtaining of low pour point diesel fuels. *Doct.Diss.* – Krasnoyarsk, 2009. – 21 p.
3. Kumar H. Mechanistic kinetic modeling of the hydrocracking of complex feedstocks. *Doct.Diss.* Texas: A&M Univ, 2006. – 180 p.
4. Lebedev B.L., Afanasyev I.P., Ishmurzin A.V. Production of winter diesel fuel in Russia. *Neftepерerabotka I neftehimiya [Petroleum refinery and petrochemistry]*. – 2015. - №4. – p. 19-27.

EFFICIENCY ANALYSIS OF NON-STATIONARY WATER FLOODING AS A HYDRODYNAMIC ENHANCED OIL RECOVERY METHOD IN WESTERN SIBERIA

M.Ju. Romanova, I.A. Sincov

Scientific advisor associate professor I.A. Sincov
Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russia

In this paper the applying non-stationary water flooding method effectiveness is described. At the first stage of research it was concluded that this method is characterized by low increasing of oil production in Western Siberia fields. In majority of cases non-stationary water flooding is applied in combination with injection of gel forming composition and acid treatment. For this reasons the net effect of the non-stationary water flooding is hard to be estimated [3]. Then the sector of multi-operated hydrodynamic model for Upper Jurassic reservoirs was created in simulation software “Tempest More “. The model parameters have been set on the basis of twenty five field static analysis. The objective of simulation is to perform the evaluation of non-stationary water flooding for specific geological and physical conditions. The reservoirs with various distribution of permeability (homogeneous, non-homogeneous, stochastic non-homogeneous) were examined [2].

The non-stationary water flooding is associated with the change of the filtration flow direction. In sector model both classic and our new non-stationary flooding technology schemes were used. These schemes consider geological and physical reservoir properties and also conditions of this method. [1].

For these environments a real development system with the five-point placement of wells has been selected. The hydrodynamic simulation was carried out for one year during the summer, after seven years of field development and watercut of 90%. As a result, after fifteen years of oil production the calculations indicate that non-stationary water flooding for these geological and physical conditions do not result in oil production increase (Fig.).

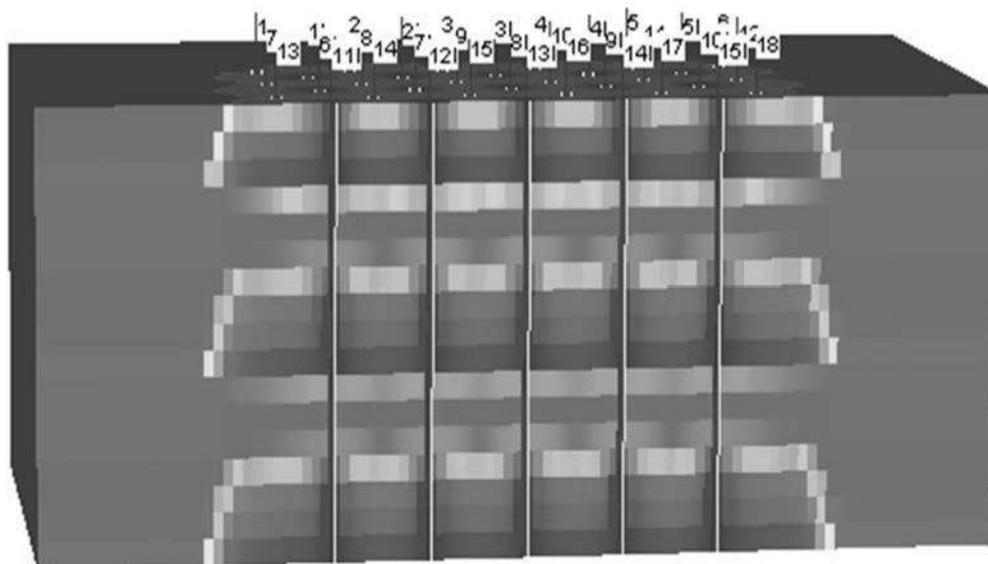


Fig. The basic variant of the model

Thus, the existing method of the net effect of non-stationary water flooding for Upper Jurassic reservoir is inefficient. That's why the additional experiments were conducted to determine the effectiveness of non-stationary water flooding. By the way, hydrodynamic model was created with the injection of gel forming composition. The effect of the polymers injection is estimated.

It is possible to define a new effective method for the application of non-stationary water flooding in Western Siberia.

Reference

1. Ibragimov N.G., Hisamutdinov N.I., Taziev M.Z., Zherebcov Ju.E., Butorin O.I., Vladimirov I.V. *Sovremennoe sostojanie tehnologij nestacionarnogo (ciklicheskogo) zavodnenija produktivnyh plastov i zadachi ih sovershenstvovanija* (The current state of non-stationary (cyclic) water flooding technology of productive layers and tasks of their improvement). – Moscow: JSC «VNIIOENG», 2000. – 122 p.
2. Krjanev D.Ju. *Nestacionarnoe zavodnenie. Metodika kriterial'noj ocenki vybora uchastkov vozdeystvija* (Non-stationary water flooding. Methods of site selection criteria influence estimation). – Moscow: JSC « All-Russia Oil and Gas Research Institute », 2008. – 208 p.
3. Surguchev M.L. *Vtorichnye i tretichnye metody uvelichenija nefteotdachi plastov* (Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery). – Moscow: Nedra, 1985. – 308 p.

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE TEMPERATURE OF BARITE FORMATION (BY THE EXAMPLE OF DEPOSITS OF TAJIKISTAN AND YEMEN)

N.S. Safaraliev¹, F.A. Malakhov¹, M.A. Alhaj², R.S. Davlatov¹, M.N. Avezov¹

Scientific advisors professor A.R. Fayziev, professor R.R. Khasanov

¹Tajik National University, Dushanbe, Tajikistan; ²Kazan Federal University, Kazan, Russia

In Tajikistan, barite is largely widespread in Karamazar and Central Tajikistan amidst various ore-hydrothermal systems. Among these ore-hydrothermal systems the contact metasomatic iron ore deposits of Shohkadambulak ore field and low temperature hydrothermal formations, well-defined on an example of deposits of marble onyx, secure a special niche. These deposits, essentially distinguishable on physical and chemical conditions of the localization of the others, along with the complex barite-polymetallic mineralization of the Wadi Al-Masila (Yemen), are selected as the main objects of the study.

Barite in Shohkadambulak field composes the quartz-barite veins in the eastern and central areas. Shohkadambulak ore field itself is located in the western part of Karamazar as part of one of the most complex on geological structure and important mining areas of Central Asia. Here the contact-metasomatic iron ore deposits are located in the granodiorite contact with carbonate rocks D₃-C₁ of age. Polymetallic (Nasledovsky site) and cobalt mineralization also superimposed on skarns. Barite on the eastern site happen to be found in skarn bodies composed of quartz, hematite and magnetite at the hypsometric elevations of 1,400 m, forming veins ranging from 0.5 to 6-10 cm. Besides quartz and calcite there are galena secretions in the barite veins have been found in the Central area. The barite under the description is its earlier generation. It occurs out as the fine-medium-grained aggregates of white and grayish-white color. Barite of the second generation together with quartz and calcite forms the complex thin (2-3 cm) pro veins, in which fine-grained hematite sometimes is present [4].

Barite is a major mineral of the barite-polymetallic mineralization in Wadi al-Masila, which composes the major veins and pro veins. Mineralization in Wadi al-Masila is timed to partially dolomitized and silicified limestones of Jurassic age and has a complex of sedimentary-hydrothermal origin. The area of hydrothermally altered rocks covers about 400 km². Ore bodies represented barite veins and veinlets containing various metal minerals (lead, zinc, iron, manganese and others.). The complexity of the mineral composition and the presence of a large number of paragenetic mineral assemblages indicate multistage formation of mineralization [3].

In the fields of marble onyx the barite is well described in Gaurdak - Kugitang area, where one is a relatively common mineral. It is found in some displays of Hissar-Alay (Djilau, Marguzor etc.), where aragonite marble onyx is also developed. Barite is developed in the form of crusts, druses and brushes on the walls of caverns and fissures. Less common are the subtle radial-ray and spherulitic secretions of barite, also underlying the cavities' walls. Sometimes it forms a fine dissemination (1-2 mm in size) and the socket in the marble onyx and imbedding rocks. Barite crystals are prismatic and plate in the form, not rarely having zonal structure as an evidence of recurrence of their formation. Barite crystals in the near surface zone often contain solid intrusions of other minerals, particularly sulphides [1, 2].

For the reconstruction of physical-chemical conditions of mineral formation processes in these fields the study of inclusions in barite mineralizing fluids has been carried out. To determine the temperatures homogenization of mineral forming solutions intrusions the bilaterally-polished plate, crystalline cutouts were used rarely.

The primary conservatives (L_1 , $L_1 \gg G_1$) on Shohkadambulak in barite I are mainly flat and have a faceted (rhombus-shaped, rectangular, triangular, axe-shaped) form (figure). By aggregation state the inclusions are two-phase gas-liquid ones with the ratio of gas to liquid 1:6-1:10. Inclusion size ranges from 0.01 up to 0.05 mm. Secondary inclusions ($L_2 \gg G_2$) in barite I are tubular on shape, oval and irregular. They have the same dimensions as the primary inclusions. Along with the two-phase, there are amidst the secondary vacuoles the single-phase gas ones present, which are probably abnormal. In the barite along with the inclusions of mineral forming fluids there were vacuoles found with canned inside them bitumoids both of syngeneic and secondary origin. As for the aggregate state they are one-phase and two-phase. Homogenization of primary inclusions in barite I occurs in the temperature range 280-195°C, and of secondary ones in 140-85°C. The inclusions in barite II are tiny (0.01 mm or less). The phases' ratio G is L_1 1:12-1:18.

Their form is diverse, rounded, irregular, isometric and in the form of negative crystals. Homogenization of inclusions in the barite II occurs by the first type within the temperatures' range 110-80°C [4].

Similarly in the barite from Wadi al-Masila the primary and secondary fluid inclusions have been studied. Homogenization of primary inclusions in this barite occurs in the temperature range 280-195°C and the secondary ones in 140-85°C [3].

In the barite from deposits of marble onyx there were found along with solid inclusions single-phase liquid and two-phase gas-liquid inclusions usually of elongated shape, round and irregular shapes (Fig.). In the two-phase gas-liquid inclusions the gas phase takes from 3-7% to 6-11% of the vacuoles' volume. The temperatures of homogenization of inclusions are 125-75°C [2]. Thus numerous determinations of homogenization temperatures of fluid inclusions made in barite allowed estimating the temperature conditions of formation of barite mineralization of different genetic types. It is found out that barite mineralization of Shohkadambulak field was forming in the temperature range from 280-80°C from sulfate fluids. Barite here in the field is localizing in its upper horizons. Therefore, the manifestations of veinlets mineralization of barite in the skarn development sites is an additional criterion for the prospects of mineralization at depth, i.e., the presence of barite on the daily surface shows a slight erosion cut of the ore zone.

The data obtained show that the origin of barite-polymetallic mineralization at Wadi al-Masila is associated with tectonic activity during the formation time of Red Sea rift faults and penetration by hydrothermal solutions. Under the influence of hydro terms and groundwater, having slightly acidic properties, there were occurring the silicification of limestone, dolomite imbedding rocks and also the deposition of barite ore and other minerals in areas of fracture. Hydrothermal mineralization stage was proceeding in the temperature range 312-174°C. The stage of hydrothermal mineralization can be divided into the barite and polymetallic sub steps. In the initial stage there the crystallization with the formation of large barite veins was taking place. With the final phases of the hydrothermal stage the formation of sulphides, galena, sphalerite and pyrite is connected, associating with calcite and filling cracks in barite. Weathering processes led to the formation of oxide mineral compounds. Formation of ore mineralization covered a wide range of geological time from the Cretaceous to Quaternary.

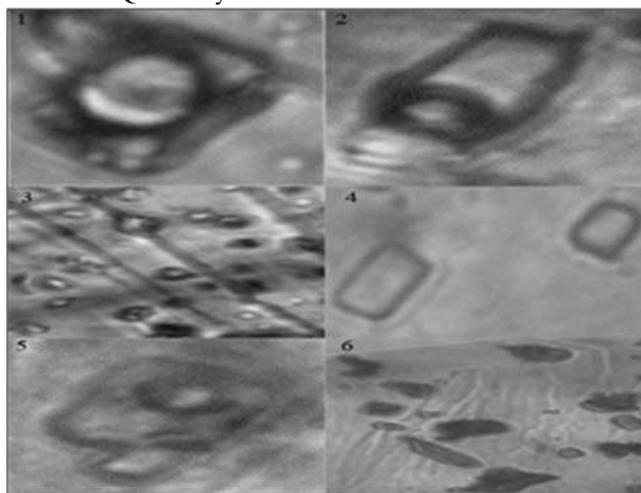


Fig. Gas-liquid inclusions in barite

1, 2, 4 & 5 - the primary gas-liquid inclusions ($L_b L_i \gg G_p$); 3 - secondary gas-liquid inclusions ($L_i \gg G_p$); 6 - micro-inclusions of hematite. Increase 300-900 \times

Origin of barite in the Tadjik depression and Southern Tien-Shan is usually interpreted as the result of mixing of juvenile waters carrying out from the depths chloride and other dissolved barium salts, and vadose waters containing sulfate-ions. This is evidenced by the wide development of barite in the lead-zinc and mercury ore occurrences in the upper Jurassic thickening of Kugitang Range. Note that to this thickening the onyx mineralization is timed. A similar origin has barite and in the Hissar-Alay manifestations. However, it is more likely the occurrence of barite by dissolution of scattered in limestone barite of sedimentary origin by hydro carbonate waters. In the Tadjik Depression (Altaev, 1964) in the above mentioned upper Jurassic carbonate formations there are three barium bearing horizons were found out, where this mineral is developed in the cement of sandy limestones in the elongated shaped grains, and in the oolitic limestones forms part of the oolites' body. Dissolved barium migrates in the form of bicarbonate, and at the optimum conditions achieved, particularly in the medium with high content of sulfate-ion, precipitates in the form of barite.

References

1. Malahov F.A. Temperaturnye conditions of formation of marble onyx (on an example of deposits of the Southern Tien-Shan) // Problems of geology and exploration of the Earth interiors. Proceedings of the V International Scientific Symposium named after academician M.A. Usov. Tomsk: STT, 2001. – p. 122.
2. Malakhov F.A., A.R. Faiziev. Physics-chemical parameters of mineral-bearing process on deposits marble onyx from Southern Tyan-Shan // Proceedings of the International Conference "Single crystals and their application in the XXI century -2004". Alexandrov, VNIISIMS, 2004. – pp. 223-225.

3. Mattash M.A. The terms of formation of barite-polymetallic ore mineralization in the Mesozoic sediments basin of Wadi Al-Masila (Yemen) according to thermobar geochemical researches / M.A. Mattash, M.A. Al-Khadj, R.R. Hasanov, N.S. Safaraliev // Proceedings of the V International scientific-practical conference "Problems of mining-metallurgical industry and energetics of the Republic of Tajikistan", Chkalovsk, 2014, pp.10-12.
4. Faiziev A.R. Thermobarogeochemical parameters of formation of Shohkadambulak skarn- iron ore deposit (Northern Tajikistan) / A.R. Faiziev, N.S. Safaraliev // Proceedings of XV All-Russian Conference on thermobarogeochemistry. – Moscow: IGEM RAN, 2012, pp. 84-85.

MEDICAL GEOLOGY STUDIES: PROBLEMS, PROSPECTS, SOLUTIONS

A.I. Savoskin

Scientific advisor associate professor E.V. Shvagrakova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At present, it is generally agreed that the conditions of the environment are very important for people's health. Moreover, people are constantly transforming the environment under their own preference, so it has not only made the habitat of people more comfortable, but also it has caused the ecological problems influencing our health.

Also it is very important to note that there are many factors necessary for normal functioning of a human body, but usually people do not even think about their possible significance. These conditions include soil and air composition, water hardness, proximity of various mineral deposits.

Geomedicine is the science dealing with the influence of natural factors on the geographical distribution of problems in human and veterinary medicine [Department of Chemistry, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway]. Actually, one of the most important goals of medical geology is to estimate potential harmful impacts on human and animal health coming from the soil polluted by toxic metals. In addition, it is important to remember that not all essential elements are derived only from the soil minerals, because some of them such as iodine and selenium are supplied to soils by atmospheric transport from the marine environment [1].

As an emerging discipline, medical geology combines and systematizes the databases of many scientific branches, such as geology, geochemistry, biogeochemistry, soil sciences, and medicine. Therefore, it becomes possible to compare the situation of impact with the mechanism of impact, and after that to reveal what kind of polluted zone rehabilitation is necessary to be given living on a certain territory. Also, this rehabilitation should be less harmful for people [3]. Moreover, now the investigations in the field of medical geology allow finding the causes of endemic diseases. For example, after finding the link between Cashin-Beck disease and selenium shortage in soils of the certain regions in China it becomes possible to avoid new cases of Keshan disease, which have been estimated in amount of 3 million cases [4].

In regard to medical geology, it is necessary to determine the main directions of research. These directions include:

1. Determining reasons of endemic diseases

Studies of such scientists as Golovin, A.A., Krinochkin, L.A. and Pevzner allow us to reveal and contour potentially hazardous ecological zones and provinces with individual soil and atmosphere composition [3]. These zones include:

- Molybdenum (Transbaikalia and the other zones in the Far East)
- Strontium (the southern part of the Russian Plain and East Transbaikalia)
- Fluorine. (the south-western part of the Russian Plain, the South Urals, and the Altai).
- Selenium (the European part of Russia, in Transbaikalia, Yakutia, and the Far East, the Bureinsky massif – deficiency, the south-western part of the Russian Plain and Tuva Republic – abundance).

After revealing potentially hazardous territories it is necessary to make modification in technologies of industrial enterprises, sanitary recultivation or even relocation of urban areas into unpolluted areas. The importance of medical geology in this direction is to find mechanism of polluted zone rehabilitation.

2. Determining hazards of dust storms

Dust storms that arise after dust transposition from large deserts, such as the Sahara and the Gobi, are getting more and more hazardous, and now it begins to constitute a threat. It is vital to note that dust particles induce respiratory diseases, which are aggravated by microorganisms – pathogens of dangerous diseases. An important point is that dust storms cover about half of the Earth and the process only increases [2].

3. Researching the influence of geological exploration and industrial enterprises on people's health

This direction is very important, because mining activity not only transforms the surface, but also it leads to the release of toxic compounds into soil and atmosphere. As a result, toxic wastes, which usually include arsenic compound, can get into ground waters. The consequences of this event will be devastating. The increase in the number of diabetes, cancer, cardiovascular skin diseases among the population of Chili, Bangladesh and Taiwan is the confirmation of this fact [6].

4. Search and processing of medicinal raw materials

This direction deals with the research in the field of minerals, such as shungit and mountain balsam (mumijo), which can be used for treatment and prevention of some diseases. It is very important to identify the mechanism of their impact, because it allows using these minerals not only in alternative medicine, but also in a classical therapy. Moreover, search for new medical sources allows developing new resort and recreational areas [2].

It is possible to state that the questions considered by medical geology become more and more important for the mankind, and Russia is not an outsider in medical geology. Despite the great contribution and a large number of scientists working in this field, it is very important to increase a number of working opportunities and develop already existing geomaterial infrastructure located in the Far East and Siberia [2].

Actually, within the framework of «The development strategy of the geological sector of the Russian Federation until 2030» the problem of population health, which is interrelated to geologic exploration and mining enterprises, becomes a strategic one. Moreover, to deal with the problem of the lack of jobs it is necessary to adjust the curriculum towards an in-depth study of Natural Sciences boundaries, such as medical geology. As for ways to increase the interest among young people, the only way is to involve teenagers in research of local territories, which allows determining the conditions of the environment.

To sum up, it is necessary to note that medical geology is able to change people's attitude to the environment. Studies of the scientists working in geomedicine area demonstrate clearly how our activities affect our health. But only extensive educational work can consolidate this effect. Eventually, only individual understanding of each person in Russia will give the opportunity to determine Russia's place in the geopolitical arena in future.

References

1. Elliv Steinnnes, Soils and geomedicine, *Environmental Geochemistry and Health (Impact Factor: 2.57)*, 05/2009; Springer, 13
2. Volfson I.F., Farrakhov E.G.; ROSGEO, (2010), *Medical Geology: Current status and perspectives of the scientific branch// Medical Geology, Current Status and Perspectives*, 218 p, 11-16
3. Golovin, A.A., Krinochkin, L.A. and Pevzner, V.S. (2004). Geochemical specialization of bedrock and soil as indicator of regional geochemical endemismity//*Geology*, 2004, Vol. 48, 22–28.
4. Stozharov, A. N. *Medical geology ; tutorial / A. N. Stozharov. - Minsk : Выш. шк. — 368 p., 2008]*
5. Farrakhov E.G., Volfson I.F. *Medical geology: state and prospects in Russia and NIS. Russian Geological Society (RosGeo).. Exploration and conservation of mineral resources, №2, 2010, 52 –62.*
6. Volfson I.F., Petrov I.M., Kremkova E.V., Pechenkin I.G.;; ROSGEO, (2010), *Arsenic and its compounds: Medical and Geological aspects of the study// Medical Geology, Current Status and Perspectives*, 218 p, 134-142.

THE ARCTIC ZONE: POSSIBILITIES AND RISKS OF DEVELOPMENT

L. Bolsunovskaya¹, A. Sentsov², E. Avanesova², U. Khorechko¹, A. Ruchina¹

¹*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

²*National Research Tomsk State University, Tomsk, Russia*

Nowadays, the Arctic zone is a very important subject of international geopolitics. In addition, this is an extremely important ecological and environmental subject. The Intergovernmental Panel on Climate Change has informed again about serious and irreversible effects of global warming. The ice floe melts, the inhabitants run away, the biodiversity suffers, and, often, disappears. So the threat is real [3].

The challenges are numerous: to open a new seaway, to create air stops, to exploit new hydrocarbon and gas deposits, etc. No doubt, the Arctic is a zone of technological innovations and new perspectives and possibilities. For centuries, and even in the twentieth century, the Arctic has remained almost unknown, except indigenous peoples living there for millennia. Subsequently, the increasing military build-up in the North, from Alaska to Siberia, has placed the region at the heart of the conflicts of the Cold War and made from it a forbidden zone for almost the second half of the previous century [8].

Also historically, in comparison with European and Asian civilizations, the Arctic, as cooperation territory, in the field of economic and political progress, is almost like a new planet; the region is so young in the global context that has no equivalent in the world.

One of the most important and dangerous question is the problem of the Arctic zone division between different countries. Originally, there are five countries of the polar circumference: the United States, Canada, Denmark (via Greenland), Norway, and the Russian Federation. Approximately 25% of the undiscovered reserves of natural gas and oil are supposed to be located in the Arctic [1].

But in the 1990s these five countries with the participation of another three ones situated in the Arctic zone, namely, Finland, Iceland, and Sweden, created a high-level intergovernmental forum – the Arctic Council. During the creation of the Arctic Council in the 1990s, the eight member states were still hesitant in their approach and their mandate was very limited, mainly reduced to science and the environment; a rotating presidency and no permanent secretariat.

Nevertheless, the Arctic Council has matured, has turned into an effective tool for negotiating treaties, global agreements and concrete actions. In addition, even more remarkable, since the decision of the Council of Ministers of Kiruna in 2013, more than half of the G20 countries, the main countries of Europe and Asia, will be one way or another at the Arctic table. The Arctic, yet distant and unknown to the late twentieth century, has become a new field of action where the main economic and political forces advance gradually, ensuring their presence and long-term interests [6].

The intersection of multiple factors can cause the geopolitical conflicts in the Arctic, often under the guise of legal considerations [7]. Land claims are not frozen. They are even essential, especially playing on the extension of the exclusive economic zone by extended continental shelf. There are limits of the Committee of the Continental Shelf and of the Committee of London. It is up to them to decide these claims based on rules set by the United Nations Convention on

the Law of the Sea. The treatment of territorial disputes seems to take place in serene conditions despite what the media echoes let appear.

In this context, it is very important that the economic interest is a powerful engine of compromise. In this regard, the relationship between Russia and Norway can be a good example. The land border between Russia and Norway was conformed in 1944, at the end of World War II. A treaty was signed between the two countries, to the detriment of Finland, which lost its access to the Barents Sea. Nowadays, Norway and Russia are active and well represented in a multitude of organizations: the Arctic Council, the Euro-Arctic Barents Council, and the Council of Baltic Sea States. This institutional overlapping is also established at the regional level. For example, the county of Finnmark and Murmansk Oblast have cooperation agreements, either economical or institutional. Another example of this stability: economic interdependence.

This interdependence between Oslo and Moscow is also found on the capital and financial plan. The Norwegian pension fund, very powerful, has a varied portfolio of shares in major companies in the world and especially in major Russian companies in the banking and energy sectors. For example, Tele North Norwegian Telecommunications Company owns 33% of the Public joint-stock company "VimpelCom", one of the three largest Russian telecommunications companies. It should be added that in September 2010 the Treaty of Murmansk was signed, to resolve a long border conflict between Russians and Norwegians. This treaty, signed between Russian President and Norwegian Prime Minister perfectly illustrates this stability [5].

Note, that the Barents region is the most populous of all the Arctic area. There are nearly 3 million between Murmansk Oblast, Arkhangelsk Oblast and the Republic of Karelia. The three most populated cities are Murmansk, 300 000 inhabitants, Arkhangelsk 350 000, and Petrozavodsk, capital of Karelia 270 000. The Russian side represents the largest population. On the Norwegian side, Tromsø is situated, the largest city in northern Norway with 70 000 inhabitants. Then we may say about indigenous people, Fennoscandia and the Kola Peninsula are home to around 40,000 Sami, Norway is home to half of this population. For Russia, although there are no official figures, the population of the Sami could remain around 2000 inhabitants [5].

The bilateral relationships between some Arctic riparian countries are very good organized. But as for the eight member states of the Arctic Council one of the basic document that regulates their relationships in the Arctic region is the Agreement on Cooperation on Aeronautical and Maritime Search and Rescue in the Arctic (see the Figure), signed on 12 May 2011 in Nuuk, Greenland [4].



Fig. Map of the Arctic search and rescue areas, the Agreement of 2011 [4]

The modern Arctic is the crossing point of scientific parameters, technical, diplomatic considerations and legal questions. At present, it is accepted that global warming contributes to lower limits of the polar caps, opening up new opportunities in navigation, which would constitute a new ocean permanently ice-free. Conventionally distinguished, among the so-called Arctic seaways, the most important are the Northern Sea Route along the Russian coast, and the Northwest Passage that borrows multiple straits and bypasses in the Canadian archipelago of islands. The only uncertainty concerns the date on which a track is navigable throughout the year. Over the decades, these two Arctic seaways were completely ice-free, but only for very short periods, especially in September. Moreover, it is not sure that the appropriate port infrastructure already exist, including the Canadian side. However, the riparian States have begun to develop these Arctic waterways. Russia uses it more than any other country. In 2010, four ships passed through the Northern Sea Route; the following year thirty-four ships passed along the Russian coast. Another important issue leads us to emphasize the global dimension of the Arctic fate: the continued protection of its ecosystem [2]. Any human intervention is likely to disturb the balance between plant and animal species. The Arctic is a very vulnerable region. Take the example of migratory species arriving in the Arctic summer, precisely when routes are the most feasible. Ships

and animals are concentrated in the same places, and that increases the risks. Now it is known that the disappearance of species in a chain influences others, especially in an environment where the number of species is relatively small, that is the case of the Arctic. There is no need to mention the risks of pollution because of the oil and gas development.

The above-mentioned examples show that the issues of the Arctic cannot be treated in small groups. It interests worldwide and not only the riparian states. It is in this context that the continued active engagement of all the countries is of particular importance. The risks of the Arctic zone can be transformed into new possibilities not only for the Arctic region but also for the whole world. And in this situation the most important and fundamental efforts should be done by the key players of the international geopolitics of our days, namely the Russian Federation, the United States, the European Union, and the People's Republic of China.

References

1. Alhadeff I. United States and Russia in the Arctic Zone. – URL: <https://iakal.wordpress.com/2015/08/05/united-states-and-russia-in-the-arctic-zone> (access date: 02.03.16).
2. Bolsunovskaya Y., et al. Integrated analysis of risks in terms of Russian Arctic zone sustainable development // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 27. – Conf. 1.
3. Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability: Report, Intergovernmental Panel on Climate Change, 31.03.2014. – URL: <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg2> (access date: 04.03.16).
4. Farré A.B. et al. Commercial Arctic shipping through the Northeast Passage: Routes, resources, governance, technology, and infrastructure // Polar Geography. – 2014. – Vol. 37. – Issue 4. – P. 298-324. POLAR
5. Isachenkov V. Russia to UN: We are claiming 463,000 square miles of the Arctic // Military & Defense, Business Insider, 04.08.2015. — URL: <http://www.businessinsider.com/russia-to-un-we-are-claiming-463000-square-miles-of-the-arctic-2015-8> (access date: 04.03.16).
6. Sentsov A., Bolsunovskaya Y., and Bolsunovskaya L. Effective Planning of the Future of the Arctic // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2014. – Vol. 21 (1).
7. Sentsov A., Bolsunovskaya Y., and Bolsunovskaya L. Modeling of the Future in the Programs of Political Parties // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: Problems of Geology and Subsurface Development. – 2014. – Vol. 21. – P. 536-540.
8. Shcherbinin A., et al. The Russian Arctic: innovative possibilities at the turn of the past and the future // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 27. – Conf. 1.

ASSESSMENT OF RESERVOIR TEMPERATURES OF TARYS AND CHOYGAN GEOTHERMAL SYSTEMS (EASTERN TUVA)

A.V. Shestakova

Scientific advisor associate professor N.V. Guseva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The territory of the eastern Tuva refers to the continuation of the Baikal seismogenic Rift Zone and has significant reserves of geothermal resources. These hydrotherms formed due to the numerous deep faults and the presence of faults in rocks. The thermal and sub-thermal springs manifest by the high temperatures and active depth heat and mass transfer in the bowels of the Eastern Tuva [3].

One of the interesting aspects of the geothermal system study is to determine the subsurface reservoir temperatures, as one of the factors in the groundwater formation. Geothermometers are the most important and universal geochemical tool for the evaluation of reservoir temperatures. The first geothermometers developed by Bodvarsson and Palmason in 1961 were exclusively empirical and based on the link between the silicon content and the contents of some the cations with the reservoir temperature [2]. Using geothermometers involves the establishment of the chemical equilibrium in the geothermal system between a mineral and fluid

In this regard, the aim is to study the thermal conditions of the geothermal system in the Eastern Tuva.

The study of thermal waters in the Baikal Rift Zone was conducted by Lomonosov I.S. (1974), Lisak S.V. (1976), Polyak B.G. (1992), Zaman L.V. (2000), Plyusnin A.M. (2000), Golubev V.A. (2007), Shvartsev S.L. (2015) et al. Badminov P.S., Orgilyanov A.I., Ganchimeg D. (2011) studied subsurface temperature in this territory. Rychkova K.M., Duchkov A.D., Lebedev V.I. and Kamensky I.L. etc. (2007, 2010) carried out the assessment of the heat flow in the Tuva region. In Polyak's works (1994) isotopic composition, heat, and mass transfer of fluids for the Baikal Rift Zone were recorded.

The thermal springs of natural spa complexes Choygan and Tarys were selected for the geothermometric evaluation of the Eastern Tuva geothermal system. Choygan is located in the East Sayan in the north-east of the Republic of Tuva on the border with Buryatia. This is a reservoir of carbonic cold and thermal waters. Groundwater is discharged in the form of springs with the temperature on the surface of up to 39 °C, but the deep water temperature is much higher.

Tarys sources are located on the border with Mongolia, in 300 kilometers southwest from Choygan in outskirts of the Prehubsugul's plateau, it is a province of natural water. The water temperature in Tarys springs reaches 50 °C. The water is considered as medicinal and used by local residents.

Hydrothermal springs of Choygan and Tarys are the hydrothermal system belongs to the southwestern flank of the Baikal Rift Zone, which is formed by heating groundwater of the regional thermal field in the process of deep circulation. The formation of these sources is associated with areas of young volcanism in the Eastern Tuva and, probably, is controlled by a large single submeridional fault [1, 5]. According to the helium isotope, the heat flow rate is 68 mW/m² in Tarys and 84 mW/m² in Choygan [3].

Table

Reservoir temperatures in geothermal systems of Tarys and Choygan

Tarys				Choygan			
№ Spring	Measured T(°C)	Na-K-Ca Fournier and Truesdell (1973), °C	h, km	№ Spring	T(°C) on a surface	Na-K-Ca Fournier and Truesdell (1973), °C	h, km
1	48	118,1	4,3	1	22,6	116,6	3,5
2	43	117,0	4,3	6	29,5	113,8	3,4
3	45	119,3	4,4	7	23,8	115,0	3,4
4	47	112,9	4,2	8	25,3	99,9	3,0
5	47	120,2	4,4	9	27	112,3	3,3
6	48	113,3	4,2	10	30,2	118,0	3,5
7	47	105,4	3,9	11	31,5	118,9	3,5
8	45	120,6	4,4	12	38,5	116,0	3,5
9	30	111,9	4,1	13	36,8	118,4	3,5
10	21	81,7	3,0	15	24,9	98,6	2,9
11	20	90,1	3,3	16	27	108,3	3,2
15	46	119,2	4,4	17	22,4	83,7	2,5
16	25	109,4	4,0	19	30,9	91,5	2,7
17	34	120,5	4,4	26	20,2	83,7	2,5
18	43	92,1	3,4	27	21,4	82,0	2,4
20	32	74,9	2,8	31	27,4	103,7	3,1
21	30	106,2	3,9	32	26,6	107,7	3,2
22	36	121,2	4,5				
23	37	111,3	4,1				
Average	38,1	108,7	4,0		27,4	105,2	3,1

The results of the chemical composition analysis of 19 Tarys thermal springs and 17 Choygan springs were used [4, 6]. Based on these results and water saturation [4] the reservoir temperatures were calculated using Na-K-Ca geothermometers (Fournier and Truesdell, 1973): $T = 1647/(\lg(\text{Na}/\text{K}) + \beta \lg(\text{Ca}^{0.5}/\text{Na}) + 2,24) - 273,15$, Na, K, Ca – concentrations are in mol/L, $\beta = 4/3$ for $t < 100^\circ\text{C}$.

Determination of the fluid formation depth was carried out by the formula: $h = T/\gamma$, γ – geothermic degree [1]. The geothermic degree for Tarys is $27,2^\circ\text{C}/\text{km}$. Taking into account the heat flow rate in Tarys and Choygan, the average heat conduction of metamorphic and igneous rocks in the mountainous regions of Southern Siberia ($2,5 \text{ W}/\text{m}^\circ\text{C}$), and for Choygan – $33,6^\circ\text{C}/\text{km}$. The results of geothermometric are given in Table.

As can be seen from the Table, despite the fact that the measured temperature of the Tarys springs are higher than that of Choygan, their reservoir temperatures are close to each other and range from 75 to 121°C and from 81 to 118°C at Choygan (Figure). The range of the formation depth of Tarys thermal waters is from 2,8 km to 4,5 km, the average is 4 km. For Choygan, the average depth of water circulation is 1 km higher and ranged from 2,4 to 3,5 km. This implies that the Choygan thermal springs formed at a lower depth than Tarys springs at equal temperatures, due to the higher heat flow in Choygan.

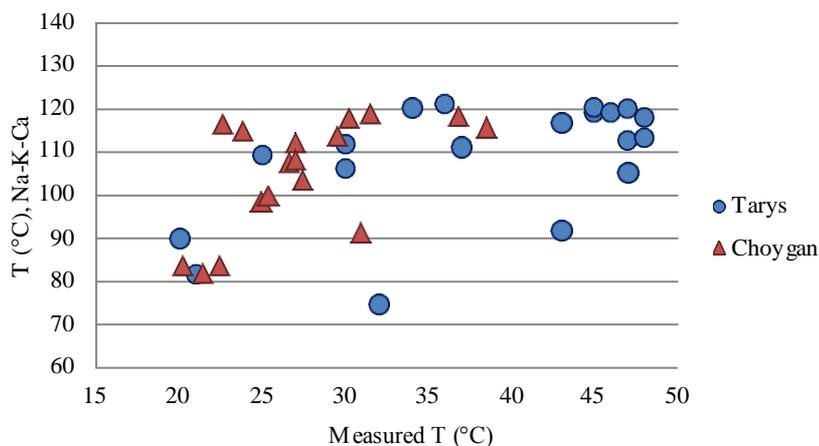


Fig. Graph of linking measured temperature at the discharge of springs and the reservoir temperature of Tarys and Choygan springs

Generally, the results of geothermometry showed that thermal waters of Tarys and Choygan have similar formation temperature. Groundwater reaches temperatures of 100°C at the depth of at least 2,5 km due to heating of the

percolating water on fractured rocks. Thus, the presence of a single deep fault, fracturing the surrounding rock and high geothermic degree of the region are the main factors for the thermal waters formation.

The research was supported by The Russian Foundation for Basic Research (Project No 16-35-00324).

References

1. Badminov P.S., Ganchimeg D., Orgilyanov A.I., Kryukov I.G., Oyuuntsetseg D. Evaluation of deep temperature of thermal springs Khangai and Eastern Sayan using hydrochemical geothermometers // *Vestnic BSU. Chemistry, physics.* – 2011. – Issue 3. – P. 90 – 94.
2. Chelnokov G. Interpretation of geothermal fluid compositions from Mendeleev volcano (Kunashir, Russia) // *Report of the United Nations University GTP, Reykjavik.* – 2004. – P. 57 – 82.
3. Duchkov A.D., Rychkova K.M., Lebedev V.I., I.L. Kamensky, Sokolova L.S. Assessment of heat flow of Tuva according to an isotope of helium in the thermal mineral springs // *Geology and Geophysics.* – 2010. – V. 51. – № 2. – С. 264 – 276.
4. Guseva N.V., Kopylova Yu.G., Khvashevskaya A.A. The study of thermal water saturation by secondary minerals (a natural spa complex Tarys, Tuva) // *Modern problems of hydrogeology, engineering geology and Hydrogeoecology Eurasia: Proceedings of the international conference with the international participation with elements of scientific school. National Research Tomsk Polytechnic University.* – Tomsk, 2015. – P. 400 – 404.
5. Kopylova Yu.G., Guseva N.V., Arakchaa K.D., et al. The chemical composition of the water springs of the natural spa complex Tarys (Eastern Tuva) // *Resort base and the natural therapeutic areas of Tuva and adjacent regions.* – 2015. – V. 2. – № 1–1. – P. 89–98.
6. Shestakova A. V. Investigation of natural mineral waters of Choigan complex (Eastern Tyva) // *Problems of Geology and Subsurface Development: Proceedings of the 18th International Scientific Symposium of students, Tomsk, April 7 – 11, 2014.* – Tomsk: TPU Publishing House. – 2014 – Vol. 2 – p. 797 – 798

GEMS THROUGH THE EYES OF ANTIQUITY

S.O. Sirenko

Scientific advisor teacher M.A. Bazhenova
Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

From the dawn of time the mankind has been interested in exploration of the planet they live in. In ancient times knowledge of the world around – of geology in particular – based on conjectures or religious superstitions due to lack of knowing. However, nowadays science made a real breakthrough and now we know the true reasons of one or another natural phenomena. Although, it is still interesting to cast a look at science past and glance at how our predecessors had explained the appearance of different minerals.

For example, *clear quartz* – the mineral with the most accomplished hexagonal crystals, which heats people’s imagination all through the ages by its extraordinary qualities such as hardness, extremely ideal transparency and low temperature at a touch. In Aristotle’s writings we can find the saying: “*Ex aqua generatur crystallus remoto totaliter calido*” which means that when water loses its’ warmth in full it turns into clear quartz. In other words, ancient Romans thought that clear quartz was the ice which had forgotten how to melt down [2].

While on the quartz variety subject, let’s take a look at *opal* formation legend. There is an Indian story about goddess of rainbow, who was really beautiful and for whose love lots of men had been fighting. One day the goddess was followed by group of men and when she realized that she couldn’t shake off the pursuers she dapped and turned into millions of marvelous opal stones [2].

Interestingly enough, in ancient Egypt there were also a “rainbow legend” but this time it was about *tourmaline*. According to the legend, one colorless stone was walking in the skies and saw a rainbow. The stone was so impressed by the beauty of rainbow colours that he incorporated rainbow colors and became the same multicolored [4].

In The Bible and The Holy Scripture legends about stones have found their place too. The thing is, both sources called *jasper* the progenitor of all minerals on Earth. In addition, jasper is mentioned in a book Exodus, chapter 28 as one of 12 stones which were used for creating golden breastplate with four lines of jewels for Aaron, Moses’ older brother:

Exodus 28:20

The fourth, a topaz, a beryl, and a jasper; they are to be fixed in twisted frames of gold.

As a matter of fact, there is a probability that jasper in Exodus was actually a *nephrite*. Such confusion could be accounted for by similarity in colour of green jasper and nephrite’s coloration. Linguistic similarity brings in even more confusion. For instance, in Chinese and Japanese languages both jasper and nephrite are written by character “玉” [3]. Nevertheless, nephrite was considered as much more valuable stone than jasper at all times, so that is why the majority of geologists are sure that it is referred to nephrite in these legends.

It begs the question, if nephrite is a progenitor of all minerals, what is the progenitor of nephrite? The answer could be found in Chinese tale about The Creation. The legend tells us about a giant called Pangu, the first human on Earth who created the Universe. Pangu divided skies and earth and undersat skies with his shoulders until own death. And when his breath converted into wind, his hair became stars, grass and trees, while blood became rivers and his marrow turned into nephrite and pearls [9].

Talking about *pearl*, Pliny the Elder in his book “Natural History” narrated another way of pearl’s appearance. He supposed that the oyster which produces pearls is a stone. Oyster opens at dawn and takes in the rays of stars, the moon and sun rays and drinks dew, and pearls are made of this mixture [6]. What is more, in legends pearls are

frequently associated with tears of gods or beauties. The only stone mentioned in legends as petrified tears more than pearl is *amber*. In order to prove the point, let's take a slant on Baltic legend about sea nymph's empress called Jurata. She lived in water depth but loved to look at sunsets on the sea surface and one day she saw a young fisherman and felt in love with him. Unfortunately, her father did not approve her choice and killed the fisherman. Ever since, Jurata bewails her lover and her tears, turned into magic pieces of amber, are washing ashore by sea waves [8].

On the contrary, next stone is usually associated with fire. *Asbestos*, finely-fibred mineral, is popular with its exceptional characteristic – it cannot be exposed to combustion. Such unusual quality is embodied in legends about magic beasts all over the world, e.g. a salamander rat, which lives in fire. As salamander rat's fur does not burn in fire, asbestos is sometimes called "salamander's fur". In the same way, some of Ural tales confirm that Mistress of the Copper Mountain wears asbestos-woven hulls [7].

Speaking of the Mistress of the Copper Mountain, we could not bypass *malachite*. Pavel Bazhov who was Russian writer and folklorist wrote a series of fairytales about the Mistress. In accordance to his writings, the Mistress lives inside a cliff, where everything is made from malachite. She is proud-spirited and steadfast, sometimes even ruthless, however only few people of good character can avoid her anger and pick up generous award [1].

One more beast which is consistently mentioned in the same breath with salamander and the Mistress of the Copper Mountain is the Great Snake, the guardian of gold. Once a year the Great Snake sloughs off his old skin and when it hardens it becomes a *serpentine*. Apart from this, not only in Ural tales serpentine is associated with snakes, even serpentine's name recalls to snakes as for example in Latin it sounds like "*serpens*" which means, as you can guess, "a snake". And, to some degree, it's not that surprising because serpentine indeed looks like a snake skin. In contrast to, there is a Christian version of serpentine's appearance. Pursuant to this version, when Adam ate a forbidden fruit he choked and spited it out. The leftover bit had turned into a serpentine [1, 5].

To conclude everything that has been said, it is noticeable that people ascribed divine origin to the most of stones. Depending on a country with its national identity and mentality different versions were created. In Europe, Egypt, Russia and in other west countries stones were usually created or given as a present to the mortals by gods. Alternately, in such countries of East as Japan or China legends about stone's appearance from god's guts or body parts were quite widespread. It could be a link between special focus of eastern people at human's inward and such legends.

It must not escape our attention that tales about pearl and amber are tend to be almost the same. Besides that contemporary science does not qualify pearl and amber as minerals, also in all legends they're described as petrified god's or demigod's tears. As legends about these stones are as like as two peas, it is fair to assume that our predecessors had noticed the exceptionality of amber and pearl.

Obviously, in this article not all the stone legends were mentioned, but the research is still in progress, so in the foreseeable future the continuation will be definitely written.

References

1. Bazhov P.P. The Malachite Casket. – Saint-Petersburg: Rech, 2016. – 592 p.
2. Caire-Morant A. La Science des pierres précieuses, appliquée aux arts, etc. – Paris: A Leroux et C.-Chantpie, éditeurs, 1826. – 423 p.
3. Krendel'ev F.P. Legends and facts about stones. – Krasnoyarsk: Krasnoyarsk book publisher, 1985. – 143 p.
4. Mella D.L. Stone Power II: The Legendary & Practical Use of Gems and Stones. – Albuquerque: Brotherhood of Life, Inc., 1986. – 164 p.
5. Mudrova A.Y. Legends about stones. Keep me, my lucky charm. – Moscow: Centrepoligraf, 2015. – 280 p.
6. Pliny the Elder. The Natural history. Book nine. – London: Bloomsbury Academic, 2015. – 368 p.
7. Vinycomb J. Fictitious and Symbolic Creatures in Art. – London: Chapman and Hall, limited, 1906. – 276 p.
8. http://www.ambermuseum.ru/home/about_amber/legends/jurate_and_kastytis
9. <http://www.legendami.ru/bod/china/china55.html>

UNDERWATER AND ABOVE GROUND PIPELINING

E.V. Sonina

Scientific advisor associate professor G.P. Pozdeeva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Oil and gas sector determines the stability of social and economic development and potential of the world and Russia's national economies. The pipeline transport system a key link in engineering and manufacturing of the oil and gas industry. Development of the pipeline transport system is to efficient and rapid growth of the entire oil and gas sector.

Water body crossing via the pipeline transmission system is of two types which are above-ground and underwater pipelining.

1. Above-ground pipelining

Normally, when narrow width crossing, above-ground pipelining is performed. Depending on the type of pipe laying or crossing, pipelines may be classified into [1]:

- suspended;
- arched;
- girder-type

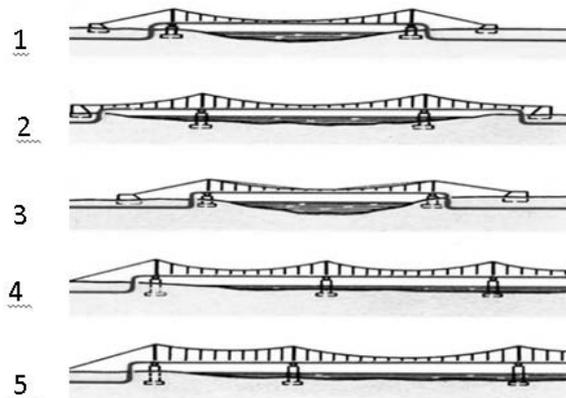


Fig. 1. Scheme of the flexible suspended pipeline: 1 and 2 - single span and circuit; 3 - double circuit; 4 - multi-equally sized span; 5 - multi non-equally sized span.

1.1. Suspended Pipeline

Due to the above-ground pipeline design, the following suspended types are observed: flexible (Fig. 1), slack-line (Fig. 2) and cable-stayed (Fig. 3).

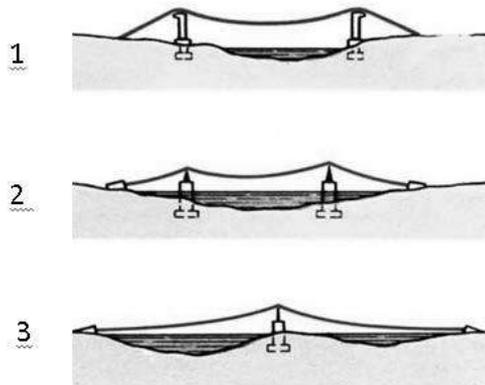


Fig. 2. Scheme of the suspended slack-line: 1 cable-braced single-span; 2 three-span; 3 two-span with one pile.

In the flexible and suspended systems pipeline is attached via piping hangers to one or more suspension lines slung over the piles. The disadvantage of flexible systems is their low vertical stiffness. Consequently, when dynamic loadings (e.g. wind) are have to be sustained, the flexible systems can oscillate with increasing amplitude and result in the metal pipe overvoltage [2]. In the cable-stayed systems, the pipeline is held in a vertical position by the suspension cables, and horizontally by rigid girders and braces, providing pipeline geometric shape when oscillatory motion occurs.

1.2 Arched pipeline

Arched pipelines are usually applied when canal crossing with a calm steady flow.

From both sides, steel-concrete supports are constructed and arched crossing is mounted of enlarged units (semi-arch) via various hoisting devices. When mounting arched pipelines over roads or railway lines, rotation construction method on sheer leg is applied for. Normally, arched pipeline crossing is designed from doubled pipelines to create a greater rigidity and stability.

1.3 Girder-type pipeline

Setting the girder crossing pipeline on the supports (girder crossing) is performed in two stages. The first stage: supports setting, which can be reinforced concrete, masonry work, steel, wood, etc. In the second stage, the pipeline is mounted on set supports. As a rule, a mount is carried out by sliding, but also methods with floating cranes and other mounting devices can be applied.

The advantages of above ground pipeline crossing are the opportunity to facilitate technical state control of the metal pipe as well as corrosion protection. The particular pipeline crossing scheme depends on the pipe diameter, easy maintenance and hydrological conditions of water course.

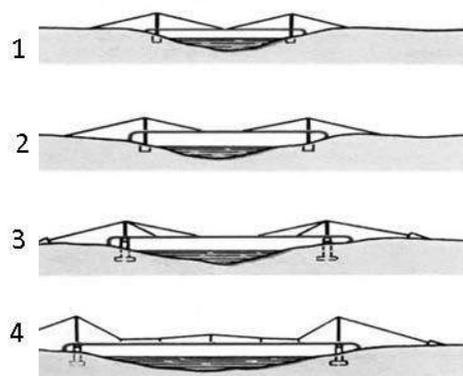


Fig. 3. Scheme of the cable-stayed suspended pipeline: 1, 2, 3 - with inclined cables; 4 - with cable girder.

2. Underwater crossing

Underwater line design is based on long-term geological, geographical, geological and topographical surveys, taking into account the production conditions in the previously built crossing areas; hydro-technical utilities, affecting the water course at the intersections and advanced dredging as well as requirements for fish resource protection. Pipelines across rivers and canals should be installed downstream from the bridges, industrial facilities, piers, river stations, as well as spawning sites and areas of mass fish habitat. The minimum distance from the underwater lines axis to above-mentioned facilities and from the underwater gas pipeline axis, is the same as for underground pipeline [3].

References

1. Bobylev L.I., Bobylev A.L. Equipment for trenchless laying of communications. RSTT 2006, № 1.
2. Construction of pipelines: technology, organization, management / Yu.N.Zabrodin, V.V.Kurochkin, V.D. Shapiro. M: Omega-L, 2013, 1008 p.
3. Samoilov B.V., Kim B.I., Zonenko V.I. The construction of subsea pipelines. M.: Nedra, 1995, 304p.

GROUNDWATER CHEMICAL COMPOSITION OF APTIAN-CENOMANIAN AQUIFER SYSTEM DUE TO SCALE DEPOSITS IN KAYMISOVSKY AREA (WESTERN SIBERIA)

T.S. Siridonov

Scientific supervisor, professor E. M. Dutova, Advisor, R.N. Abramova,
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Scaling emerging on oil facilities during field development and production— is a multifaceted and complex process, especially in cases of well watering. Salification leads to decreasing well productivity, downhole pumping equipment, damage resulting in non-scheduled workovers, which, in its turn, furthers low technical and economic indicators in oil production enterprises. The study of the chemical composition dynamics of produced waters is needed to predict scaling in oilfield equipment. Improving production efficiency is directly interrelated with identifying inorganic salt deposits in production wells. Due to the fact that today numerous oil fields in Russia are under intensive flooding, the study of scaling is important [2]. In view of such a practical importance, scaling in Western Siberia has been studied by many researchers. Most works on this subject were published in the first decades of 2000. Tyumen Oil and Gas University research team headed Semenova T. V. made an attempt to trace the change of ion-salt composition of formation waters at the stage of oil field development. Another group of scientists Galeev R. G., Diyashev R.N., Sattarova M. F., Potapov S. S. from different research institutes conducted a study of the mineral composition to identify the causes of scale on equipment. The staff of the Institute of Oil and Gas Problems RAS: Abukova L. A., Ivanova A. E., Isaeva G. W. studied this problem in perspective development of oil fields. They developed automated selection method of investigate mineral scaling in reservoir and downhole conditions. Forecasting intrastatal deposits of sulfate salts during oil extraction was conducted by Arkhangelsk State Technical University staff under the supervision of A. I. Babikova. Also close to the scaling problem faced A team of researchers of Russian State University of Oil and Gas n.a. I. M. Gubkin: Ivanovo V. N., Sabirov A. A., Gerasimov, I. N., Klimenko K. I. and others also tackled the problem of scaling by developing hardware-software complexes to protect downhole equipment.

Waterflooding of the productive zones- is the main method in oil field development. Geochemical rock formation interaction with injected water leads to emerging produced water saturated with inorganic salts [1]. The most common components of scale deposits is calcium carbonate, calcium sulfate and barium sulfate, usually a mixture of several components with minor terrigenous particles or corrosion products. The scale formation involves several stages beginning with saturated solution as unstable clusters. The atomic clusters convert into fine crystal nuclei, forming initial crystallization zone. These crystals gradually grow as a result of the adsorption of ions within damaged areas. Increasing

in size, they merge into more massive units. In time significantly large crystal aggregates form being unsuspended in the solution, which, in its turn, furthers sediment setting [3,5].

Research object is oilfield water in Kamyshevskoe arch, Western Siberia (Fig.), including Aptian-Albian-Cenomanian aquifer system. To predict scaling in the above-mentioned objects, it is necessary to identify the hydrogeochemical characteristics of this complex. Previous reports of Cenomanian waters were published in the works of I M Kuchina and M S Gurevich. In 1960 the monograph "Water and Gases of the Paleozoic and Mesozoic Deposits in Western Siberia" (N V Dubrova, N M Kruglyakov, M. A Pomernacki and V B Torgovanov of Russian Petroleum Research GeoExploration Institute) was published embracing detailed material on groundwater and gas deposits in West-Siberian artesian basin. A more detailed description of the Aptian-Cenomanian complex in West Siberian artesian basin, its hydrodynamic environment and chemical water composition could be found in the thesis of A D Nazarov and research investigations of RRIofHGEG and SNIIGGiMS employees (A A Childless, V G Ivanov, etc.). In 1979-1980 the Department of Hydrogeology and Engineering Geology, Tomsk Polytechnic Institute conducted research on the geochemical composition of groundwater in West Siberian basin, which, in its turn, is associated with such problems as chemical composition origin, oil & gas producibility, economic usage, environmental protection, hydrogeology of oil fields and estimated reserves of groundwaters of Aptian-Cenomanian sediments due to the flooding of productive strata. In 1981-1984 a more detailed investigation of probable reserves of technical waters in Aptian-Cenomanian complex structures of 1, 2 and 3 orders. Based on the research data the characteristics of areal variability of reservoir properties and hydrogeological conditions of the Aptian-Cenomanian sediments were analyzed. It was found that the chemical composition of commercial-industrial water within oil-producing regions is not sustainable. Differences in mineralization, content of calcium, sulfates, water-dissolved gases were determined [4].

In general, Aptian-Albian-Cenomanian aquifer is characterized by horizontal hydrogeochemical zonation typical for this region, i.e. salinity, increase, content of macro – and microcomponents north-westward. Salinity varies from 10.25 (Vakhscoe field) to 21 g/l (Olenoe field), but in most areas of the study area it is 16-20 g/l (table). Concentration percentage for ocean water ranges from 0.32 (Vakhskaia deposits) to 0.58 (Igol'skoe-Talovoe deposits). Predominant water type is sodium chloride, as well as chloride sodium-calcium (Vakhscoe, Strezhevskoe, Malorechenskoe, Ozernoe). Chlorine-ion content varies from 92 to 99 %-equiv., sodium-ion – from 77 to 90%-equiv., calcium ion from 4 to 15 %-equiv. Sodium-chlorine ratio varies from 0.68 (Luginetskoe deposit) to 0.97 (Central-Vakhscoe) with an average value of 0.88. Chlorine-bromine ratio varies 170-849 with an average of 253. Water complex is mainly characterized by weak acid reaction (pH ranges from 6.3 to 6.6), very low content or absence of sulphate-ion. Vakhsky deposits are characterized by abnormal content (up to 153 mg/l). According to the literature data, redox potential of Aptian-Albian-Cenomanian sediments within oil fields (Vakhsky, Sovietsky, Strezhevskoy) is +50 +120 mV. Content of total organic acids is 1.93 mg/l. Iron distribution is variegated- minimum (0.3-0.5 mg/l) and maximum (206,3 mg/l). There is also a wide range of microcomponents. in the waters of the Aptian-Cenomanian complex. Bromine is changed from 16.6 (Olenye field) to 84-108 mg/l (Malorechensky and Poludeny fields), with an average value of 46.4 mg/l. Iodine content varies from 1.3 (Central Vakhsky m-e) to 12.6 mg/l (day m-f) with an average content of 10.9 mg/l. Good iodine bond is observed with salinity, chlorine, bromine and ammonium.

Strontium content in waters of the complex ranges from 18 (Central-Vakhsky field) to 130 mg/l (Pervomayskaya and Northern deposits), with an average of 70 mg/l. There is a positive bond of strontium with salinity, chloride ion and calcium. According to its geochemical properties strontium is close to calcium. In addition, boron was detected in the waters, the content of which varies from 1.0 (Vakhsky field) to 18.5 mg/l (day field). Content of silicon in waters varies slightly up to 15.7 mg/l (Vakhsky field) with an average value of 6.0 mg/l. Overall, the content of microelements changes in the waters of the Aptian-Albian-Cenomanian complex corresponds to their mineralization changes. Gas saturation of water is insignificant, gas factor value is not more than 0.5m³/m³ Meton is typical of water-dissolved gas. Based on the hydrogeochemical characteristics of this complex it could be supposed that carbonate calcium would be the most significant component in deposit sediments.

Table

Chemical composition of subsurface Aptian-Cenomanian aquifer system

Oil and gas area	Field	Ph	M, mg/l	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺
Kamyshevsky	Krapivinsky	6,3	11708	189,1	5,76	7021	689,38	48,64	3743,6
	Ozerny	6,3	15200	146	16,87	9255	1302,6	119,1	4344
	Pervomaysky	6,6	16812	115,9	8,5	10246	1282,6	82,6	5058,2
	Dvurechensky	6,4	21951	183	13,6	13338	2117,8	7,8	6281,1
	Olenya	6,6	12510	128,1	22,63	7623,9	841,7	165,4	3724,3
	Katylgsky	6,6	22388	164,7	21,8	13559,6	1613,3	85,1	6856,3
Igol'sko-Talovoe	6,6	18949	207,46	11,4	11416	1074,1	92,36	6073,6	

References

1. Ibragimov N. G. Complications in oil production / N. G. Ibragimov, A. R. Khafizov, V. V. Shaidakov; ed N. G. Ibragimova, E. I. Examguide. □□Ufa: Monograph, 2003. – 302 p.

2. Kasantsev V. E. Scaling during oil / Kasantsev V. E., I. T. Mishchenko. □□M., 2004. □□432 S.
3. Crabtree M. Combating scaling □□the removal and prevention of their formation / by M. Ketbi, Eslinger D., F. Fletcher, M. Miller // Oil and gas review. □□2002. □□№ 2. □□P. 52-73.
4. Nazarov A. D. Oil and gas hydrogeochemistry of the South-Eastern part of the West Siberian oil and gas province. – M.: Idea-Press, 2004. -288 p.
5. Pokrovsky D. S., Dutova E. M., Rogov G. M., Vologdina I. V., Timashev A., Lychagin D. V. Mineral neof ormations in the intakes of the Tomsk region / Under. edited by D. S. Pokrovsky. – Tomsk: Publishing house NTL, 2002. – 176 S.: ill.

STUDY OF GEOLOGICAL AND GEOTECHNOLOGICAL CONDITIONS OF URANIUM DEPOSITS IN UZBEKISTAN DURING EXPLORATION WORK

Sh.Sh. Sunnatulloev

Scientific advisor head of technical control service, Mining Administration № 5, NMMC

U.Z. Sharafutdinov

Navoi State Mining Institute, Navoi, Uzbekistan

The research states the principle of classification of natural factors and deposit zoning by operation conditions as it applies to the underground leaching method. Peculiar features of polyelement sheet-infiltration deposits of Uzbekistan, which effect their mining by underground leaching are also described.

The Basic proven, estimated and expected reserves of the uranium are concentrated at Kyzyl-Kum Province of the Republic of Uzbekistan. From 1940s there were intensified research works on the natural recourses at the territory of the Uzbekistan: have been carried out complex geologic surveying at Kyzyl-Kum and special exploration works on uranium, as well as aeroradiometric and surface geological-radiometric searches.

As a result of such exploration works there has been found out more than 70 uranium ore occurrences, this discovery was the beginning of the development of Kyzyl-Kum region from the Uchkuduk deposits at 1952 years. Just from the base of this deposit at 1958 there has been started the construction of the Navoi Mining and Metallurgical Combine (NMMC) and then in 1962 for the first time in mining industry by specialists of the NMMC was discovered the innovative technology of the uranium extraction by the underground leaching method.

Geotechnologic conditions are understood to be the complex of natural factors which substantially effect the possibility to use underground leaching, its process and results. Geotechnologic conditions are studied in order to obtain quantitative prediction of the main operation indices for the deposit on the whole and its individual parts. The indices are:

1. Average concentration of metals in the solution;
2. Efficiency of metal extraction;
3. Amount of leaching solution, and
4. Process duration.

The indices are evaluated on the basis of the study of natural factors and empiric data which characterize experimental work on useful component leaching and its results. These empiric characteristics are called geotechnological parameters and allow to obtain functional dependence between natural factors and operation indices and to make prediction for deposit operation using underground leaching (UL).

Methodology of the study of geotechnological conditions of polyelement deposits has a number of peculiar features:

- all ore components should be known already at early stages of exploration works (exploration-evaluation);
- the study of the entire section of ore-bearing horizon (lithological-facial and mineralogical-geochemical mapping of sediments with determination of lithological types, geochemical and hydrogeologic setting, peculiarities of geochemical limits, determination of mineral forms of useful components);
- the use of thermodynamic data in order to determine geotechnological setting suitable for UL;
- grouping of natural factors and determination of ore grade (by lithology, permeability, degree of carbonatization, sulphide content and other parameters which help to select the UL method) and geotechnologic types of ore-bearing section;
- deposit zoning according to operation conditions.

Complex geotechnological assessment of deposits is carried out with the help of drilling, the study of core sample, testing of rocks, underground water and technological solutions, mineralogical-geochemical and geochemical research, filtration and geophysical tests, special geotechnological studies which allow to understand conditions of leaching of all useful components and provide environment protection measures.

The deposits suitable for UL are concentrated within the large Central- Kyzyl-Kum province in Uzbekistan. They are: Kendik-Tube, Meylisay, Shimoliy, Janubiy Bukinoy, Aulbek, Kuhnur, Istiklol, Severni Kanimekh, Beshkok, Loyliken, Ketmonchi, Yogdu, Sabirsoy, Jarkuduk, Aktau, Terekuduk partially Sugrali and Uchkuduk.

Natural conditions of deposits of the Central- Kyzyl-Kum province affecting the UL method according to the numerous data obtained by the specialists of NMMC who have been explored uranium deposits in Uzbekistan for more than 50 years are as follows:

The depth of ore deposit occurring varies within a wide range - from 300 m (Beshkok, Loyliken, most part of Shimoliy Bukinoy, part of Ketmonchi, Aitimski site of Uchkuduk) and more than 300 m (Severni Kanimekh, most part of Janubiy Bukinoy, Sugrali, part of Sabirsoy, etc.). Mineralization is often multilayer, which is characteristic for deposits of the Bukinoy - Kanimekh ore field where there are up to six ore-bearing subaquifers. The ore is carbonate-free and with low carbonate content (CO_2 - up to 2.5%) (Beshkok, Loyliken, Bukinoy, most part of Severni Kanimekh, part of Ketmonchi, etc.) as well as carbonaceous and highly carbonaceous (CO_2 - up to 5% and more) (Sugrali, Meylisay, part of Janubiy Bukinoy, Ketmonchi and Sabirsoy). The thickness of permeable rock of ore-bearing subhorizons is mainly up to 20 m (from 8 to 30 m); the thickness of uranium deposits varies from 0.5 to 20 m, mostly 3-5 m; ore thickness to permeable host rock ratio is from 1:2 to 1:10, mostly 1:3-1:7. The uranium content is from 1 to 20 kg/m^2 , mainly 2-6 kg/m^2 , in Meylisay, Beshkok, Loyliken uranium content is less. Uranium content of ore varies from 0.01 to 0.1% seldom higher, the average value being 0.03-0.7%.

High uranium content is in Sugrali, Ketmonchi, Sabirsoy formed with participation of reducing epigenesis. The width of ore deposits is 50-300 m; the minimum width is registered in Severni Kanimekh, Janubiy Bukinoy and Terekuduk, etc. All ore-bearing aquifers are confining, the minimum underground water pressure on the roof is in Beshkok, Loyliken, partially in Ketmonchi, and the Aitim site of Uchkuduk (20-250 m). The minimum depth of underground water is in Loyliken (partially spontaneous discharge of underground water), Beshkok, Kuhnur, Meylisay, locally in Ketmonchi, Shimoliy and Janubiy Bukinoy (up to 50 m). The maximum depth is in Severni Kanimekh, Janubiy Bukinoy, Sugrali, partially Ketmonchi (mainly 100 and more meters). The bed water is as a rule low saline (the solid residue is 1-7 g/l).

The main geotechnological type of ore hosting rocks is sand, more seldom gravel (part of Sabirsoy, Ketmonchi) and sandstones with clay (part of Loyliken) and carbonate (part of Sugrali, Ketmonchi) cement. Filtration coefficient of sand is from 2 to 10 m/day, more seldom 0.1-1.0 m/day.

Ore hosting rocks are composed of minerals mostly inert to acid water solutions and salts of alkaline or alkaline-earth metals. As for terrigenous components quartz is predominant (65-80%), feldspar (6-22%), chloride, biotite, muscovite, debris of siliceous (1-5%) and aluminosilicate (5-16%) rocks, clay minerals like hydromica with admixture of kaolinite montmorillonite (1-15%) also occur. As for authigenous minerals the main are calcite and dolomite (up to 10%), pyrite and marcasite (up to 3.5%), sometimes siderite, ankerite, glauconite and other occur.

For many years uranium was considered to be the main useful component of deposits of Central- Kyzyl-Kum. At the same time selenium (native, selenides) 0.01-0.2%, mainly 0.03-0.07%, rhenium (presumably $\text{ReS}_2 + \text{ReO}_2$) - 0.5-2.1 - up to 15 g/t, scandium (presumably hydroxide as well as Sc containing apatite, etc.) - 0.05-0.5% more seldom more; in the deposits of Bukinoy -Kanimekh ore field in ore sand yttrium (up to 120 g/t), lanthanoids (up to 50 g/t), cerium (up to 150 g/t), samarium, europium up to 3 g/t), gadolinium, terbium (up to 1.5 g/t) dysprosium, erbium, thulium, ytterbium (up to 10 g/t) also occur. Useful components in sandy aquifers (subaquifers) form complex ore deposits 100-500 m in width.

By the chemical composition the ore is mainly silicate (SiO_2 - 63-85%); in Sugrali, Janubiy Bukinoy, Severni Kanimekh, Sabirsoy there are the sites with substantially carbonate ore. The phosphorus content of ore is 0.03-0.4%, reaching 4-6% in some parts of Ketmonchi; the pyrite sulphur content varies within 0.05-3% (maximum value is in a number of sites of Sugrali and Sabirsoy); the organic carbon content is from 0.03-0.1 to 10% (in some sites of Sabirsoy and Ketmonchi). Bitumen is well developed in Sabirsoy.

The rock temperature within mineralization varies from 20 to 40°C (minimum is in Beshkok, Loyliken, parts of Ketmonchi and Bukinoy, maximum temperature in Severni Kanimekh, Sugrali, in the north-eastern part).

The described principles of grouping of natural factors of uranium deposits make it possible:

- to draw necessary conclusion about the possibility to use underground leaching already at an early stage of geologic study;
- at the stage of detail exploration to carry out zonation of deposit in order to evaluate geotechnical parameters in technical-economic calculations;
- to carry out field underground leaching tests in one selected region and applying the results for other regions with allowance for natural factors;
- almost all polyelement sandstone deposits of Uzbekistan are suitable for underground leaching.

MATHEMATICAL MODELLING OF THERMAL EFFECT IN HYDROTREATING REACTOR WITH QUENCHING

A.A. Tataurshchikov, N.I. Krivtcova

Scientific advisor professor E.D. Ivanchina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Hydrotreating of diesel fuel is a process that deserves special attention in the field of petroleum refining. This is due to the increase of production of oils with high sulfur content, as well as tightening regulatory requirements for the quality of the diesel fuel and the content of organosulfur compounds in it. The need for optimization of the process poses engineer in front of a computer modeling problem, which would identify patterns of chemical reactions in the process of hydrotreating without the expense of full-scale experiments and give the possibility to form recommendations for process improvement.

The purpose of this study is to identify the patterns of technological parameters influence on activity of the catalyst loaded into the reactor of hydrotreating unit "LG-24/7", and accordingly, influence on the quality of the product – hydrotreated diesel fraction. Such sulfur-containing substances as homologues of benzothiophenes (C_1BT ; C_2BT ; C_3BT) and homologues of dibenzothiophenes (DBT; C_1DBT ; C_2DBT ; C_3DBT) are chosen for study.

Experimental data allowed to prepare a list of possible chemical reactions. The change of the Gibbs energy for each reaction was calculated using the Gaussian 09 and HyperChem software packages. In previously published studies calculation of kinetic parameters by solving the inverse kinetic problem was conducted [1, 2]. The resulting kinetic parameters are shown in Table 1 and are used in a mathematical model of the current process.

Table 1

Gibbs energy change and chemical rate constants of organosulfur substances hydrogenation

No.	Gibbs energy change $\Delta G, \frac{\text{kJ}}{\text{mole}}$	Chemical rate constant, k, h^{-1}	Reaction equation
1	-95,3	2,114	$(C_1BT) C_9H_9S + 3H_2 \rightarrow C_9H_{13} + H_2S$
2	-83,5	2,065	$(C_2BT) C_{10}H_{11}S + 3H_2 \rightarrow C_{10}H_{15} + H_2S$
3	-71,1	1,956	$(C_3BT) C_{11}H_{13}S + 3H_2 \rightarrow C_{11}H_{17} + H_2S$
4	-65,1	1,907	$(DBT) C_{12}H_9S + 2H_2 \rightarrow C_{12}H_{10} + H_2S$
5	-54,3	1,877	$(C_1DBT) C_{13}H_{11}S + 2H_2 \rightarrow C_{13}H_{13} + H_2S$
6	-53,7	1,761	$(C_2DBT) C_{14}H_{13}S + 2H_2 \rightarrow C_{14}H_{15} + H_2S$
7	-49,4	0,968	$(C_3DBT) C_{15}H_{15}S + 2H_2 \rightarrow C_{15}H_{17} + H_2S$

The LG-24/7 hydrotreating set has a reactor with quenching of hydrogen and diesel fraction feed into the middle of the reactor between first and second catalyst beds according to feed flow direction (Fig.1).

After the moment when heated feed leaves furnace it flows to the first bed of catalyst where it undergoes an exothermic reaction with hydrogen during desulfurization process. The second smaller flow of feed is forwarded into the section in the middle of reactor between upper and lower catalyst layers.

The mathematical model of hydrotreating process with quenching is developed by using the law of acting masses and thermodynamic parameters of chemical substances which undergo a series of reactions. The system of differential equations was prepared, which is presented in the table 2.

Table 2

Mathematical model of hydrotreating thermal effect

Benzothiophenes (BT)	Dibenzothiophenes (DBT)
$W_1 = k_{C_1BT} C_{C_1BT} C_{H_2}^v$ $W_2 = k_{C_2BT} C_{C_2BT} C_{H_2}^v$ $W_3 = k_{C_3BT} C_{C_3BT} C_{H_2}^v$	$W_4 = k_{DBT} C_{DBT} C_{H_2}^v$ $W_5 = k_{C_1DBT} C_{C_1DBT} C_{H_2}^v$ $W_6 = k_{C_2DBT} C_{C_2DBT} C_{H_2}^v$ $W_7 = k_{C_3DBT} C_{C_3DBT} C_{H_2}^v$
$\frac{dT}{d\tau} = \frac{\sum_{i=1}^N Q_i W_i}{\rho C_p^{feed}}$	
Initial conditions: $dC_i = C_{i,0}; t = 0$	

The variables, presented in the table 2 are: W_i – speed of chemical reaction; k_i – chemical rate constant; C_i – concentration of the reactant; Q_i – thermodynamic effect of the reaction; ρ – density of feed; C_p – thermal capacity of feed; τ – duration of the reactants residue in the reactor; v – stoichiometric coefficient.

The supposed temperature profile of the reactor (Fig. 2) will have two stages of temperature rising because of exothermic hydrogenation reactions which occur in two layers of catalyst.

This research can be useful in determining imperfections in the hydrotreatment technological parameters or reactor construction. The new catalyst or different flowchart can be supposed for modification of "LG-24/7" hydrotreating unit to compensate these imperfections and to make the process more effective.

References

1. N.I. Krivtsova, A.A. Tataurshikov, I.D. Ivanchina, E.B. Krivtsov, A.K. Golovko. Calculation of the Kinetic Parameters of the Hydrofining Process of Diesel Fraction Using Mathematical Modeling // International Conference on Oil and Gas Engineering, OGE-2015. Omsk State Technical University, Omsk, Russian Federation, 25 – 30 April 2015 – Procedia Engineering / Volume 113, 2015. Pages 73 – 78.
2. Krivtsova N. I., Ivanchina E. D., Tataurshchikov A. A. Mathematical modelling of the catalytic hydrodesulfurization of diesel fuels // XXI International Conference on Chemical Reactors (CHEMREACTOR 21). Delft University of Technology, TU Delft Process Technology Institute, The Netherlands ; ed.: A.S. Noskov, Delft, September 22-25, 2014. - Novosibirsk: Boreskov Institute of Catalysis SB RAS, 2014 - p. 392-393 –CD

**METHODS AND CRITERIA FOR ASSESSING THE RISK OF SUBSIDENCE PIPELINES
IN SIBERIA**

E.A. Teterin

Scientific advisor professor L.A. Strokovva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Russian gas pipeline system crosses the areas with different climatic, geological, tectonic, hydrogeological conditions and it is exposed to the negative impacts of different hazardous processes. It means such process which refers to the geological or geotechnical process, that may lead to the violation of the normative status of natural-technical system or its separate parts. Relatively to South Yakutia, there can be meet many dangerous geological and geocryological disasters, such as erosion, swamping, karst, thermokarst, thermal erosion, aufeis formation, bloating, screes, mass displacement of thawed soil on the slopes, etc. [1].

Geohazards presents a separate group of possible threats for the pipeline. Assessment of the risks of dangerous geological situations includes evaluating the likelihood of damaging loads. The differences between «safe» and «unsafe» occasions are related to the stability of the pipeline construction under the load [2]. For instance, first accident will not bring a harm for the pipe, because this geological event can be considering as non-damaging related to the pipeline system. At the same time, other occasion can break integrity of pipeline, which considered as damaging event. There exist distinctions with geological risk estimation for the pipeline.

Absolute susceptibility is case when pipeline system in «safe» condition. It means that nothing happens with integrity of pipeline even under consideration. This situation is possible only if there are no threats or the system has high reliability to resist a stress. However, some elements of pipeline system have less stability than a pipe, that is why some parts should be assessed separately (Fig. 1).

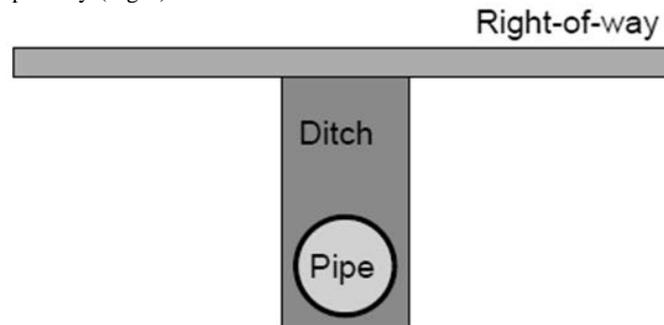


Fig. 1. Pipeline elements

The biggest influence on the pipeline system has the process of surface subsidence. The earth surface subsidence may occur slowly or suddenly because of different causes, for example, removing groundwater or oil (gas), presence of sinkholes, underground working, destruction of permafrost and so on. Land subsidence does not mean only a downward movement. Down motion may be accompanied by side movement vector of the soil. Both of movement can be the reason of negative impact on pipeline and it may create big risky compressive stress and disrupt the stability of structures. This deformation of land surface can occur in the form of bending, tilting, and the precipitate or in the form of soil drop. The table, which was mentioned below (Table 1), shows the list of geohazards and their effects on a pipeline system.

Table 1

List of hazards and their influence on pipeline system

Disaster	Effects	Elements affected (directly only)		
		Pipe	Ditch	ROW
Thawing of permafrost under the pipe	Can be the cause of thawing pipe, as a result pipes deform, because of pipe bending in areas of cavities	Yes	No	No
Thawing of ice-rich backfill	Increasing a chance of pipe destabilization, displacement because of erosion along ditch	No	Yes	No
Thaw ROW	May be the cause of drainage violation because ground subsidence	No	No	Yes
Ground shaking	Increasing dynamic strain on pipe	Yes	No	No
Colliquation of soil	Decreasing strength of earth accompanied by soil movement	Yes	Yes	Yes
Water scour of soil	Over the pipe occurs hydraulic erosion of the material	Yes	Yes	No
Sinkhole development (karst)	Below the pipe occurs possible pipe deformation depending on size and depth of sinkhole	Yes	No	No

This list shows only a part of all possible geohazards which can be the cause of pipeline subsidence. The table is evidence of consequences severity for the pipeline system. To avoid all these disasters, it is necessary to evaluate risk in order to predict and eliminate problem before it is happened. Risk assessment is the procedure of quantitative estimation the danger which is related to a certain situation and was defined as a threat. This process has two specific moments. The first determines the likelihood of risk frequency, the second one – identify the influence of the risk, i.e. severity of consequences [3]. Generally, risk management process consists from the following steps:

- 1) Risk management planning. The step is responsible for determination the impact of hazard and planning of future events;
- 2) Risk identification. The purpose of it, to provide an examination of issues;
- 3) Qualitative and quantitative risk analysis. This step assumes analysis of charts, graphs and other data;
- 4) Risk response plan. The meaning of the point to create solving plan and fix the problem;
- 5) Risk monitoring and control. The step in charge of quick response for after the intervention.

Often, the method and criteria which were mentioned above, is not enough to predict subsidence of the earth's surface with sufficient precision. In this case, it is necessary to use additional parameters of the rocks, their tectonic fractures, morphometric characteristics of the relief, physical and mechanical properties of soils, groundwater characteristic and so on. The next method is suggested to consider widespread geological indicators which are quite common in karst research. Usually, they use the list consisting of 21 parameters separated into 6 groups [4]: structural-tectonic, geological, hydrogeological, geomorphological, engineering-geological and geocryological (Table 2).

Table 2

List of criteria to assess the risk of surface subsidence

Group	Parameters
Structural-tectonic	Linear density of lineaments Ll, 1/km ²
	Number of intersections of lineaments Ml, amount/km ²
	Modularity Bl, km ²
	Distance from lineaments Rl, m
Geological	Power of loose quaternary rocks
	Power of peat
	Composition of bedrock
Hydrogeological	Depth establishing of groundwater HQ, m
	Depth establishing of the fissure-karst waters Hk, m
	Salinity of groundwater M, g/dm ³
	Hydrochemical facies of groundwater
Geomorphological	Slope of the terrain β, degree
	Distance from river U, m
	Slope of catchment tg α, u. f.
Engineering-geological	Density ρ, g/cm ³
	Module total deformation of the soil cover thickness E ₀ , MPa
	Internal angle friction of soil cover thickness φ, degree
	Specific cohesion of the soil cover thickness c, kPa
Geocryological	Soil temperature T, °C
	Ice content i _{tot} , u. f.
	Total humidity W _{tot} , u. f.

One of the most important factors in the development of subsidence is a geological structure of the area, which means the material composition of soluble rocks; its textural and structural features; the content and composition of insoluble residue; the composition, structure, power, and nature of bedding layers, the genesis and age of karst rocks. Karst is dangerous especially because of possible underground cavities, which are sometimes difficult to engineering geological assessment and potential threat for pipeline system.

The methods which were described in this paper and criteria for the assessment of surface subsidence can be used to predict and monitor the occurrence of surface subsidence and protect the pipelines from their negative impact. Studying of the influence of natural factors on the stability of pipelines in karst areas is of big significance for the development of the oil industry on geological difficult territories and it is attracted investments in high-tech industry. In conclusion, analyzing the methods and criteria of risk assessment that were mentioned in this article, we can say that complex approach is the best way to solve the problem and it will ensure optimal results and effective monitoring of pipeline accidents.

References

1. Strokova L. A., Ermolaeva A. V. Assessment of karst danger in case of design of the main gas pipeline in Yakutia // Environmental safety and construction in karst areas: materials of the International Symposium. – Perm, 2015. – P. 149 – 153.
2. Strokova L.A. Modeling of tunneling-induced ground surface movement // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2015. — Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, Tomsk, Russia. — [012030, 6 p.]

3. Strokova L. A., Teterin E. A. Methods for karst hazard forecast and pipeline protection in South Yakutia (Article number 012033) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015 – Vol. 27. – P. 1 – 7.
4. Strokova L.A., Teterin, E.A. Methods for forecasting and protection pipelines from karst collapse // Environmental safety and construction in karst areas: materials of the International Symposium. – Perm, 2015. – P. 62 – 65.

COLLOID TRANSPORT OF PLUTONIUM IN WATER BODIES IN THE SEMIPALATINSK TEST SITE

A.S. Toropov

Scientific advisor professor L.P. Rikhvanov

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The consequence of nuclear power facilities operation, accidents at nuclear fuel cycle enterprises, nuclear weapons tests was result of the presence in the environment of technogenic radionuclides, particularly transuranic isotopes, which are able to make a substantial contribution to the total radioactivity of natural objects [1]. It is necessary to take into account the duration of transuranic elements decay, the half-life of them reaches dozens of thousands years, and exposure to biosphere very longtime.

The actual rate of migration such elements as Pu, Am, Eu, etc. with groundwater significantly higher than the predicted using thermodynamic calculations that took into account sorption on host rocks, complexation in solution and the formation of slightly soluble compounds [1, 22]. In [4, 8] it is emphasized that the description of plutonium migration with groundwater is not possible without considering the contribution of the colloidal particles in the process. Colloidal particles are essential to mobility of radionuclides in groundwater and surface systems, but systematic research of physical and chemical forms of the actinides in natural waters quite a bit.

Underestimating the "colloidal transport" mechanism of these radionuclides has resulted to mistakes in the calculation of the plutonium migration rate in groundwater at the Nevada Test Site [3, 5]. Despite the significant role of colloids in the migration of some radionuclides, yet there is no a unified model of migration behavior of radionuclides, which takes into account the role of colloidal particles [4, 6, 10]. Scientists in this field highlights the lack of reliable experimental data (both real and for model systems), as well as the lack of understanding of the mechanisms of formation of stable colloidal particles and regularities occurring on their surface sorption reactions [4].

In the 2000s, the fragmentary studies of radionuclide content and form of their occurrence in water bodies of the Semipalatinsk test site within the various programs and projects were carried out [9, 12].

The authors studied the radionuclide content and forms of occurrence of plutonium and uranium in well water of the village "Sarzhai", located near the borders of the nuclear test site, wells of wintering in the "North" part of the Semipalatinsk test site; stream Uzynbulak, Shagan River and lakes Telkem-1 and Telkem-2 [9]. They distinguish the following forms of speciation: suspended matter, oxidized forms of uranium and plutonium (oxidation state +5, +6, total), reduced forms of plutonium uranium (oxidation state +3, +4 and total) by the method "limited iron" technique and sequential precipitation reduced and oxidized forms. According to the authors of [9, 12] in the water from funnel of explosion "Telkem-2" from 89 to 98% of plutonium was in a state of Pu (III, IV), the remaining part, they believed, was in a state +6. High proportion of reduced forms they associated with the presence in water a large amount of dissolved organic matter.

The reports of of the Radium Institute named Khlopin has unpublished research (2006) under Professor Y. Dubasov, where they studied the water of the tunnel creek an object D2 territory of the ground "Delegen". It was found that the percentage of plutonium in a fraction of the pseudo-colloids is between 9 to 20%, the proportion of plutonium in the +6 state ranged from 7 to 11%. The main plutonium fraction (70-80%) is in form Pu (III, IV).

The aim of this work is the study of the speciation of plutonium in the water bodies of the Semipalatinsk test site.

The selection of the objects for the study of the forms of radionuclides in the water is based on literature data on the content of radionuclides in the water bodies of the Semipalatinsk Test Site [1]. The objects of this study were watercourses of portal areas of tunnels 176, 177, 503, 504 and 511 at "Delegen" ground of the Semipalatinsk Test Site.

The volume of water samples ranged from 2 to 10 liters. The water sample was collected into clean polyethylene containers, avoiding stirring up of sediments and inclusion any extraneous impurity, and then filtered through a cellulose filter with a pore diameter of 5-8 microns on place or within 24 hours of sampling in the laboratory.

Then, the sample was divided in two parts, one part of the sample was acidified and concentrated with nitric acid to pH = 2 and co-precipitation of iron hydroxide was carried out. Another part was filtered through a membrane polyethylene terephthalate filter with a pore diameter of 0.2 microns, permeate was acidified whereupon added isotope tracers and concentration in a similar way was carried out. Thus, this sample preparation allowed arbitrarily distinguishing the following forms of occurrence: "suspended matter", "colloidal substances" and "true-soluble form".

Basic parameters of the tunnel water streams "Delegen" test ground composition are presented in Table 1.

According to the general chemical composition, tunnel streams are predominantly fresh and slightly mineralized waters (Tun. 504), in anion-cation composition – for tunnels 176, 177, 511 watercourses bicarbonate and calcium ions are dominant, and for tunnels 503, 504 streams dominant ions are potassium, magnesium and sulfate.

It has been established that plutonium activity in the studied water bodies ranged widely – from $n \cdot 10^{-2}$ to $n \cdot 10^0$ Bq/l (Table 2).

Table 1

Chemical composition of «Degelen» test ground water bodies

Name of the object	pH	Mineralization	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ³⁻	SO ₄ ²⁻
Tunnel 176	7,7	170	7,5	45	5,1	5,9	120	42
Tunnel 177	6,4	400	31	76	17	9,8	210	120
Tunnel 503	6,8	430	22	90	17	9,3	120	220
Tunnel 504	5,9	1100	54	160	100	14	4,9	870
Tunnel 511	6,4	410	23	72	22	6,5	270	37

Note: mineralization and the main measuring ions unit - mg/l.

Table 2

Activity of Pu isotopes in water bodies of Semipalatinsk test site separated by cascading filtration, Bq/l

№	Name of the object	Suspended matter	Colloidal substance	Dissolved
1	Tunnel 176	0,11±0,02	$7,3 \cdot 10^{-2} \pm 1,4 \cdot 10^{-2}$	$2,7 \cdot 10^{-2} \pm 0,9 \cdot 10^{-2}$
2	Tunnel 177	0,13±0,02	$4,3 \cdot 10^{-2} \pm 1,0 \cdot 10^{-2}$	$9,7 \cdot 10^{-2} \pm 1,8 \cdot 10^{-2}$
3	Tunnel 503	2,2± 0,7	1,1 ± 0,1	4,8 ± 0,1
4	Tunnel 504	$3 \cdot 10^{-2} \pm 1,3 \cdot 10^{-2}$	$1,8 \cdot 10^{-2} \pm 0,6 \cdot 10^{-2}$	$2,7 \cdot 10^{-2} \pm 0,9 \cdot 10^{-2}$
5	Tunnel 511	$< 6,5 \cdot 10^{-3}$	$2,2 \cdot 10^{-2} \pm 0,7 \cdot 10^{-2}$	$< 4,2 \cdot 10^{-3}$

The maximum content of plutonium isotopes in natural waters of the Semipalatinsk test site identified at the level of 8.1 Bq/l (the sum of all forms of speciation) in water stream from tunnel 503, including the amount of colloidal and dissolved forms - 5.9 Bq/l. This is more than an order of magnitude higher than the action level set by hygienic regulations [11]. In other water sources the maximum permissible level exceedance has not been found.

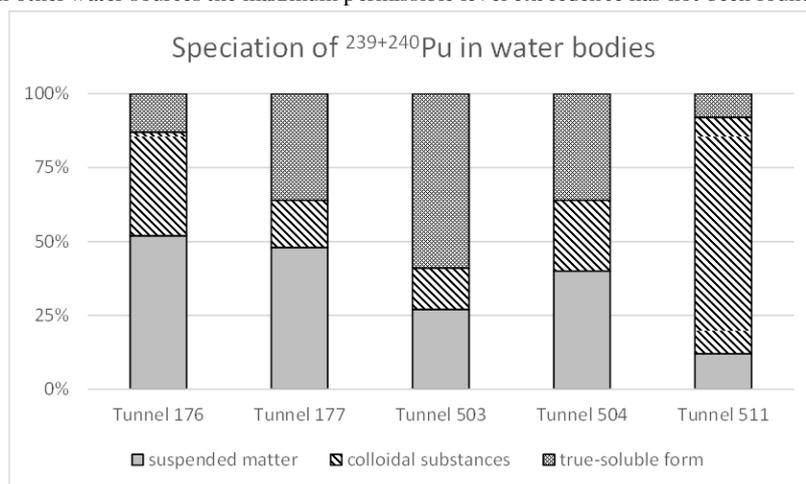


Fig. Speciation of Pu isotopes in water objects of the Semipalatinsk Test Site, %.

It is well known that plutonium has a complex chemical behavior in natural waters, tends to hydrolysis, coagulation, complexation with mineral and organic ligands, colloid formation, and change in the degree of oxidation, and accordingly, the change in the form of speciation as a result of even minor fluctuations of water composition [2, 4, 7].

The distribution of the forms of occurrence of plutonium has been uneven (Fig. 1). It is noted that the radionuclide is present in the water in all forms studied. Depending on the water source, the proportion of suspended forms ranges from 27% to 52.4%, plutonium, associated with colloidal substances - from 13 up to more than > 80%, and dissolved forms - from 13 to 59%.

References

- Aidarkhanov, A.O. et al. Mechanisms for surface contamination of soils and bottom sediments in the Shagan River zone within former Semipalatinsk Nuclear Test Site // J. of Environ. Radioact. – 2013. – Vol. 124. – P. 163-170.
- Batuk O.N. et al. Multiscale Speciation of U and Pu at Chernobyl, Hanford, Los Alamos, McGuire AFB, Mayak, and Rocky Flats // Environ. Sci. Technol. – 2015. – Vol. 49 (11). – P. 6474–6484.
- Buddemeier R.W., Hunt J.R. Transport of colloidal contaminants in groundwater: Radionuclide migration at the Nevada test site // Appl. Geochemistry. – 1988. – Vol. 3. – P.535–548.
- Kalmykov S.N. The role of the colloidal particles in the migration of actinides with groundwater: Abstract. diss ... Doctor. Chem. Sciences. Moscow, 2008. - 49 p. (In Russian).
- Kersting A. B. et al. Migration of plutonium in ground water at the Nevada Test Site // Nature. – 1999. – Vol. 397 (6714). – P. 56-59.

6. Novikov A.P. et al. Colloid transport of plutonium in the far-field of the Mayak Production Association, Russia // Science. – 2006. – Vol. 314. P. 638-641.
7. Novikov A.P. Migration and concentration of artificial radionuclides in environmental objects // Geochemistry Int. – 2010. – Vol. 48 (13). – P. 1263-1387.
8. Novikov A.P., Kalmykov S.N., Tkachev V.V. The forms of existence and migration of actinides in the environment // Ros. Chem. J. - 2005. - Т. XLIX. - №2. - P. 119-126. (In Russian).
9. Priest N. et al. Investigation of Radiological Situation in the Sarzhai Region of the Semipalatinsk Nuclear Test Site. – Final report, 2003. – NATO SfP-9760046(99).
10. Salbu B., Skiperrud L. Speciation of radionuclides in the environment // J. Environ. Radioact. – 2009. – Vol. 100(4). – P. 281-282.
11. Sanitary regulations "Sanitary-epidemiological requirements to ensure radiation safety"//approved by Decree of the Government of the Republic of Kazakhstan. – № 261 from 27.03.2015. (In Russian).
12. Vintró L. et al. Americium, plutonium and uranium contamination and speciation in well waters, streams and atomic lakes in the Sarzhai region of the Semipalatinsk Nuclear Test Site, Kazakhstan // J. Environ. Radioact. – 2009. – Vol. 100. – № 4. – P. 308–314.

INTEGRAL ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD DATA FOR SELECTION OF OILFIELD DEVELOPMENT STRATEGY

K.V. Tsivelev, A.A. Milke

Scientific advisors associate professor O.S. Chernova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The purpose of the research is selection of optimum development system and economic calculations for studied oilfield A.

The oilfield A is located in the Kaymysovky oil region next to Dvurechenskoe and Krapivenskoe oilfields. There are 9 exploration wells drilled in field A, five of which have core data. The base properties, such as porosity, permeability and water saturation, are determined on the basis of core data. As the main material the following logs data are used: gamma ray log (GR), spontaneous potential log (SP), resistivity logs, neutron logs, potential logs, and so on. There were 270 samples taken from core of different production intervals. All data were analyzed separately for two production intervals: U_{1-2} and U_{1-3-4} . The properties distribution was constructed on the basis of core data.

First of all, the intervals, which could be potential sources of hydrocarbons, were determined on the basis of SP and GR logs for all wells [3]. The shaliness should be calculated for the effective porosity calculations. Shale normally contains radioactive bearing minerals and gamma ray log could be used for shale identification. Shaliness was analyzed using different models, the best result was achieved by the Larionov model. On the basis of this method the effective porosity curve was calculated for each well. The comparison of core porosity and log porosity for U_{1-2} and U_{1-3-4} was made separately. Then on the basis of the «base well» concept, the effective porosity curves were built for wells without core data. The «base well» was determined using the following criteria: wells lithology similarity and the lateral distance between the wells (well A2 was chosen).

The permeability was measured with the use of nitrogen gas, so the core permeability data were corrected on the Klinkenberg effect, provided that there was a slippage effect of gas molecules along the grain surface. Then the relationship between porosity and permeability was calculated based on core data. The effective porosity curves were used for this reason. It was decided to use unique relationship for each development object. Despite the fact that the exponential type of correlation was obtained, the determination coefficient was high. This is due to log and core porosity similarity. The average log derived parameters for U_{1-2} : $\varphi=15\%$, $k=7.7$ mD, $S_w=0.48$; for U_{1-3-4} : $\varphi=17.2\%$, $k=176$ mD, $S_w=0.43$. The average core derived parameters for U_{1-2} : $\varphi=13.2\%$, $k=8.8$ mD, $S_w=0.56$; for U_{1-3-4} : $\varphi=18\%$, $k=162$ mD, $S_w=0.37$.

One of the main objectives of property estimation is correct calculation of Stock Tank Oil Initially in Place (STOIIIP). However, additional step should be made in order to eliminate the values which are of minor importance for reservoir field development. The criteria for this elimination include several steps: water saturation, porosity, permeability and shaliness cut-off criteria. The cut-off criteria are estimated separately for each productive formation. The cut-off criteria are defined for U_{1-2} : $S_w=0.76$, $\varphi=0.116$, $k=0.88$ mD, $V_{sh}=0.24$ and for U_{1-3-4} : $S_w=0.73$, $\varphi=0.1202$, $k=1.06$ mD, $V_{sh}=0.27$.

The interpreted parameters such as porosity, lithology logs and well picks of formation boundaries were used as an input data. The structures of geological model were constructed by offsetting Bazhen bottom structure.

The next step was to build up of 3D structural grid. Using modeling software, separate grids were constructed for U_{1-2} and U_{1-3-4} . Geological model was build using cell size of 100 m by 100 m for U_{1-2} and U_{1-3-4} . The size was chosen to optimize calculating time as well as obtain accurate model. The number of layers were selected so that the model fully describes vertical heterogeneity typical for regional depositional environment. The STOIIIP (Stock Tank Oil Initially In Place), which estimated by geological model, was $U_{1-2} = 7.92$ mln m and $U_{1-3-4} = 34.81$ mln m.

The lithology was distributed by means of indicator modeling. In terms of lateral trends variogram from similar surrounding deposit was used and vertical lithology was distributed by vertical proportional curves for each layer separately. Variogram parameters for lateral distribution were: azimuth – assumed direction of sediment deposition, long section rank – 4000 m, cross-section rank – 2000 m. Vertical variogram parameters: 1 m for U_{1-2} and up to 3 m for U_{1-3-4} . In terms of input data the pointwise interpretation of porosity log was used and then it was scaled into cells. Then the porosity parameter was distributed by kriging interpolation method. The same azimuth of variogram was used for lithology distribution.

The estimation of hydrocarbons volume is based on statistic data correlation results of petrophysics and core analysis. The STOIP estimation is conducted by three primary methods: deterministic, stochastic or probabilistic, and geo modeling [1]. Using the deterministic method, the STOIP for U_{1-2} is $7.49 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ and for the U_{1-3-4} is $33.9 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Using the stochastic method the STOIP for U_{1-2} is $7.6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ and for the U_{1-3-4} is $34.2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Using the geological model, the STOIP estimation is $7.92 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ and $34.81 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, respectively.

The simulation model was based on geological model. Upscaling process was implemented to reduce the number of cells and optimize calculating timing. The lateral dimension of a cell remained unchanged; however vertical cell thickness was scaled up from 0.8 m to 2 m. The reservoir properties were scaled up to a coarser cell. The STOIP of geological and simulation model were 42.73 mln m^3 and 41.39 mln m^3 , respectively, for both layers. The dynamic processes were defined by single relative permeability result provided with the core data [2].

Simulation modeling was produced by Tempest «Roxar» software. Static parameters, such as geological model porosity, permeability, and saturation were used as initial parameters and also PVT properties (Pressure, Volume, Temperature) were used being approximated by specific correlations.

Economics of the project was based on evaluation of several potential scenarios of field development. The main variation parameters were drilling pattern and distances between wells, rate of fluid extraction and water injection, changing pattern orientation, hydraulic fracturing, horizontal wells, separate and unified development of both production intervals. All these scenarios were evaluated by the economic model and the most profitable scenario was 5-point pattern with $500 \cdot 500$ in low permeability-thickness product (kh) zones and $1000 \cdot 1000$ in high kh zones.

There were two development objects identified at field A, U_{1-2} and U_{1-3-4} , which were of different thicknesses. Therefore, there were different volumes of geological resources. The reservoir pressure (262.1 atm) and bubble point pressure (60 atm) were the same for both formations.

The choice of formation pressure maintenance was defined by type of formation, the size of the formation and its oil-bearing zone, the presence of gas cap, formation oil viscosity, type of reservoir rock and its permeability, the level of formation heterogeneity, the presence of tectonic failure, and others. The presence of two objects of development with similar properties resulted in evaluating two distinct variants of development: joint and separate.

Two zones of different kh values were defined during reservoir properties evaluation. The kh varies from 1000 to $5000 \text{ mD} \cdot \text{m}$ at north-west block, whereas at the south-east block the kh is not exceeding $1000 \text{ mD} \cdot \text{m}$.

The largest oil recovery index of 51.1% was demonstrated by 5-spot with the 500 meter spacing between production and injection wells. However, comparing economic interpretations, it was shown that, according to kh maps, the most efficient approach was to develop two production zones separately: $500 \cdot 500$ between production and injection wells within zones of low kh and less concentrated pattern of $1000 \cdot 1000 \text{ m}$ in zones of higher kh values. The case was considered to be the most economically viable with recovery factor 50.6%, which was less than previously mentioned pattern (with recovery factor 51.1%) by only 0.5%.

Also, the variant with natural depletion mechanism was simulated. Initially, the case had shown recovery factor 2%, whereas after simulation modeling it revealed recovery factor 9%, which indicated that the aquifer was not included in calculations. As one of the potential pattern of development, horizontal well pattern was simulated. The main challenge in this case was to justify the bottomhole pressure on production wells.

Basic economic inputs were obtained from "Social economic development forecast of the Russian Federation for 2015", tax law and custom law.

The construction is assumed to start in late 2015 and it is to be continued to first quarter of 2018 when the production commences. The estimate economic life of the field is 8 years with a payback occurring between year 3 and 4. The total production of oil recovered during the project life is 21.2 mln tons of oil and 712.1 mln m^3 of gas (used for power generation). The economic oil recovery index is 0.45 achieves in 8 years and technical oil recovery index is 0.50 achieves in 25 years.

Depreciation of assets was performed using Declining Balance method with 25% rate. There were additional funds accounted for miscellaneous (5% from total Capital Expenditures (CAPEX), excluding drilling cost) and for environmental reclamation (5% from total CAPEX). Also, to account for uncertainties, the contingency fund of 25% from total CAPEX was established. There was some exploration cost included in Well development section of capital expenditure.

The revenue will be generated from sales of oil. Contained gas volumes are not in sufficient marketable quantities. Taxation represents 78%, a significant portion of total expenses on the project. Tax model consists of various federal and regional, labor taxes and royalties.

Sensitivity analysis was carried out on the following parameters by changing one parameter at a time between $\pm 30\%$ at 10% intervals while maintaining the rest of the following parameters constant. The Net Present Value (NPV) of field A is the most sensitive to the taxes and exchange rate and less sensitive to Operating Expenditures (OPEX). The Internal Rate of Return (IRR) period of project was the most sensitive to taxes and CAPEX and, secondly, to oil price and less sensitive to OPEX.

The project will produce marketable Urals brand oil which will be sold to local transfer oil pipeline located 30 km from field A. The oil will be treated and analyzed on site before releasing for sale.

References

1. Gross J.G. The Philosophy of Reserve Estimation//SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. – Dallas, Texas, 1997.

2. Lomeland F., Ebeltoft E. and Hammervold Thomas W. A New Versatile Relative Permeability Correlation // Review ed Proceedings of the 2005 International Symposium of the SCA (Securities and Commodities Authority). – Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2005.
3. Merkulov V.P. Production well logging. – Tomsk Polytechnic University, 2008. – p. 139.

MODERN TECHNOLOGIES IN SHALE OIL EXTRACTION

V.V. Vasiliev, Yu.Yu. Mikhailina

Scientific advisor associate professor G.P. Pozdeeva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The relevance of the research is that the total volume reserves of oil shale far exceed the reserves of conventional oil. The object of research presents consideration of future production and use of shale oil. The subject of the research is scientific articles, experts' forecasts in the oil and gas industry.

The research implies accomplishment of the objective which to study the development prospects of shale oil extraction while performing the following set of tasks:

- To conduct a literature review for investigated theme;
- To investigate the positive and negative factors of shale oil extraction;
- To compare the different methods in terms of their resource intensity, efficiency and borders of applicability.

The theoretical basis of our research is based on the general scientific methods of research: information, logic.

The use of these methods of research allowed showing the way and prospects of shale oil extraction.

Oil shale is a sedimentary rock that is also a fossil fuel. Shale oil extraction is commonly conducted above ground (ex situ processing) by mining the oil shale and then treating it in processing facilities. Other contemporary methods conduct the processing underground (on-site or in situ processing) by using heat and extracting the oil by means of oil wells.

The earliest description of the process dates to the 10th century. There are three major methods of in shale oil extraction.

1. Horizontal Drilling (Fig.) is the key compared to vertical methods; horizontal drilling puts the well casing in contact with a much greater percentage of the oil reservoir's surface area, making recovery from shale faster and more efficient. In modern horizontal drilling, producers drill straight down until they hit shale, and then use directional drilling techniques to bend the drill string in parallel to the shale layer. Downhole motors and advanced measurement using drilling sensors at selected intervals along the drill string help the crew above ground steer the drill and make real-time adjustments based on directional data [2].

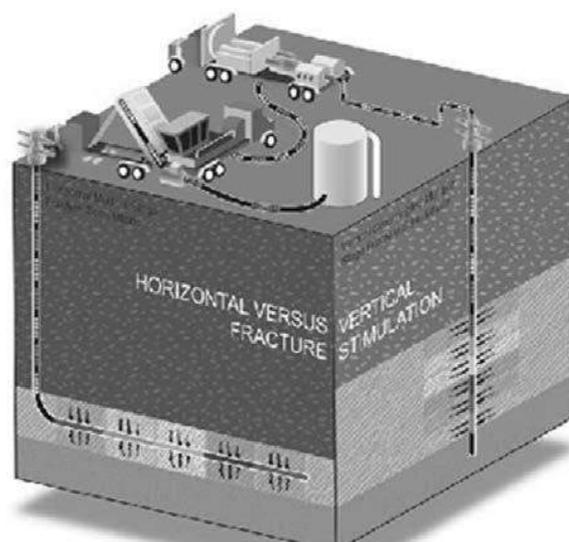


Fig. Horizontal Drilling

2. Multistage hydraulic "fracking" increases the speed and precision of the fracturing process, increasing cost-effectiveness and production output. Area residents and environmental groups have raised concerns about possible effects of this method on groundwater and air quality, but environmental impact studies suggest that horizontal drilling effects are comparable to conventional techniques [1].

3. Situ technologies boil up oil shale underground by injecting hot fluids into the rock formation, or by using linear or planar heating sources followed by thermal conduction and convection to distribute heat through the target zone. Shale oil is then regained through vertical wells drilled into the formation. These technologies are potentially able to extract more shale oil from a given area of land than conventional ex situ processing technologies, as the wells can reach

greater depths than surface mines. They present a chance to recover shale oil from low-grade deposits that traditional mining techniques could not extract [4].

ExxonMobil's in situ technology (ExxonMobil Electrofrac) uses electrical heating with elements of both wall conduction and volumetric heating methods. It injects an electrically conductive material such as calcined petroleum coke into the hydraulic fractures created in the oil shale formation which then forms a heating element. Heating wells are placed in a parallel row with a second horizontal well intersecting them at their toe. This allows opposing electrical charges to be applied at either end.

The Illinois Institute of Technology evolved the idea of oil shale volumetric heating with the help radio waves. This method was subsequently developed by Lawrence Livermore National Laboratory. Oil shale is heated by vertical electrode arrays. Deeper volumes could be processed at slower heating velocities by instruments, which spaced at tens of meters. The idea assumes a RF (radio frequency) at which the skin depth is many tens of meters, so overpassing the thermal diffusion times, which necessary for conductive heating. Its disadvantages are intensive electrical demand and the opportunity that groundwater or char can absorb undue amounts of the energy. RF processing in combination critical fluids is being developed by Raytheon together with CF Technologies and tested by Schlumberger. In any case, all the ways of shale oil extraction negatively effect on the environment [5].

Environmental influence of the oil shale industry contains the discussion of issues such as land use, waste management, and water and air pollution caused by the extraction and working up of oil shale.

Surface mining and in-situ processing requires extensive land use. Mining, processing and waste disposal require land to be withdrawn from traditional uses, and therefore should avoid high density population areas. Oil shale mining reduces the original ecosystem diversity with habitats supporting a variety of plants and animals. After mining the land has to be reclaimed. However, this process takes time and cannot necessarily re-establish the original biodiversity. The impact of sub-surface mining on the surroundings will be less than for open pit mines. However, sub-surface mining may also cause subsidence of the surface due to the collapse of mined-out area and abandoned stone drifts. The waste material may consist of several pollutants including sulfates, heavy metals, and polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs), some of which are toxic and carcinogenic [3].

Main air pollution is caused by the oil shale-fired power plants, which provide the atmospheric emissions of gaseous products like nitrogen oxides, sulfur dioxide and hydrogen chloride, and the airborne particulate matter (fly ash). It includes particles of different types (carbonaceous, inorganic ones) and different sizes.

The global influence of shale oil could spread revolutionary ideas in the world's energy markets during the next couple of decades, as a result emphatically lower oil prices, higher global Gross domestic product, changing geopolitics and shifting business models for oil and gas companies, according to new analysis from PwC.

The effects of a lower oil price resonate along the entire energy value chain, and investment choices based on long-term predictions of a steady increase in real oil prices may need to be reassessed. The potential magnitude of the impact of shale oil makes it a profound force for change in energy markets and the wider global economy. It is therefore critical for companies and policy-makers to consider the strategic implications of these changes now.

References

1. Fracking Illustrated: A Guide to Shale Oil Extraction [Internet resource] – Retrieved from: <http://www.popularmechanics.com/science/energy/a7700/fracking-illustrated-a-guide-to-shale-oil-extraction-9654630/>.
2. New Technologies Open Vast Oil Reserves [Internet resource] – Retrieved from: <https://www.asme.org/engineering-topics/articles/energy/new-technologies-open-vast-oil-reserves>.
3. OIL SHALE: Armed with new technology, industry tries again to tap rich U.S. deposits [Internet resource] – Retrieved from: <http://www.eenews.net/stories/1059962595>.
4. Processing oil shale. NOSA [Internet resource] – Retrieved from: <http://oilshaleassoc.org/?p=69>.
5. What's oil shale? [Internet resource] – Retrieved from: <http://science.howstuffworks.com/environmental/energy/oil-shale1>.

BIOSTRATIGRAPHIC RESEARCH OF MAASTRICHTIAN SEDIMENTS IN THE SAMARA REGION

A.O. Vyazovkina, E.O. Vyazovkina

Scientific adviser senior lector M.P. Bortnikov
Samara State Technical University, Samara, Russia

Mesozoic sediments in the Samara region are the most common on the right bank of the Volga River in the Volga upland. The Volga Upland is mostly formed by Meso-Cenozoic sediments including Maastricht sediments represented with white writing chalk stone with beds of chalky marl and lying under Paleogene formations [5]. Tectonically operation area falls within the Stavropolskaya a drawdown of the Melekesskaya depression.

Stratigraphically Cretaceous rock mass are partitioned based on macrofauna (ammonites and belemnites). Recently, the stratification of these sediments is conducted by microfauna foraminifera complex. Sampling material for microfauna research were taken in the course of field work near Ivashévka and Novoselki villages in Syzran area. Foraminifera, molluscas, echinoderms, ostracod were found out as a result of research (Fig.). The most significant findings are foraminifera.

200 copies of foraminifera were selected in the course of work. The representatives of the following kinds are predefined: *Recurvoidella sewellensis* (Olsson) *parvus* (Belousova), *Cribrostomoides trinitalensis* Cushman et Jarvis

subsp. *sibiricus* Podobina, *Cribrostomoides cretaceus* Cushman et Goudkoff subsp. *exploratus* Podobina, *Recurvoides memorandus* (Podobina), *Gaudryina retusa* (Cushman), *Nodosaria lepidula* (Schwag), *Astacolus elatus* (Podobina), *Lenticulina tatarsiensis* (Mjatliuk), *Gyroidinoides turgidus* (Hagenow), *Cibicides gankinoensis* (Neckaja), *Stensiöina gracilis* (Marsson) subsp. *Stellaria* (Vassilenko), *Pyramidina curvisuturata* (Brotzen).

Zone fossil complex is represented by the following kinds: *Orbignyna sacheri* (Reuss) is used in foraminifera complex of Campan, Lower and Upper Maastrichtian; *Spiroplectammina suturalis* (Kalinin) is used in foraminifera complex of Campan, Lower and Upper Maastrichtian; *Cibicoides voltzianus* (Orbigny) is used in foraminifera complex from Brotzenella praeacuta to Brotzenella complanata zones; *Bolivina incrassata crassa* (Vass) is used in foraminifera complex from Hanzawaia ekbloimi to Brotzenella complanata zones [7].

The mapping schema of the Maastrichtian faunal zones was created as a result of the literary sources analysis, zone fossils were identified and it was found that the studied foraminifera complex is typical for the Maastrichtian. The finding *Cibicides voltzianus* (Orbigny) allows to restrict faunal zones from Brotzenella praeacuta to Brotzenella complanata. Litologically we can come to preliminary conclusion that the sediments belong to the Radishevskaya set and faunal zone Brotzenella praeacuta (Upper Maastricht). Collected samples were embed 1-2 m lower than Paleogene gaizes.

The issue of detailed stratification of sediments of the Samara region is now open. We hope Microfauna analysis will help with this problem.

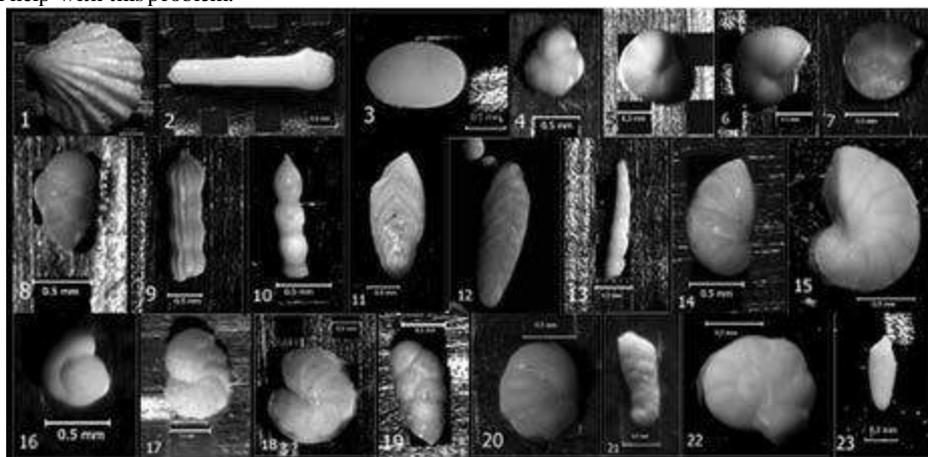


Fig. Studied microfauna complex

1-Mollusca, *Chlamys* sp.; 2- Echinodermata, *Echinoidea* sp.; 3 - Ostracoda, *Cytherellida* sp.; 4-23-foraminifera: 4- *Recurvoidella sewellensis* (Olsson) *parvus* (Belousova); 5 - *Cribrostomoides trinitalensis* Cushman et Jarvis subsp. *sibiricus* Podobina; 6 - *Cribrostomoides cretaceus* Cushman et Goudkoff subsp. *exploratus* Podobina; 7 - *Recurvoides memorandus* (Podobina); 8 - *Gaudryina retusa* (Cushman); 9, 10 - *Nodosaria* sp.; 11, 12 - *Flabellina* sp.; 13 - *Nodosaria lepidula* (Schwag); 14- *Astacolus elatus* (Podobina); 15 - *Lenticulina tatarsiensis* (Mjatliuk); 16 - *Gyroidinoides turgidus* (Hagenow); 17- *Cibicides gankinoensis* (Neckaja); 18 - *Stensiöina gracilis* (Marsson) subsp. *Stellaria* (Vassilenko); 19 - *Pyramidina curvisuturata* (Brotzen); 20 - *Orbignyna sacheri* (Reuss); 21 - *Spiroplectammina suturalis* (Kalinin); 22 - *Cibicoides voltzianus* (Orbigny); 23 - *Bolivina incrassata crassa* (Vass).

References

1. The Upper Cretaceous fauna atlas of the North Caucasus and the Crimea. Ed. M.M. Moskvina // Gostopteh-izdat. M, 1959, 502.
2. Mesozoic fauna and spore-pollen complexes atlas of the Lower Povolzhje and cross-border regions. Vol. 1. General. Foraminifera. Ed. V.G. Kamysheva-Epat'evskii // Saratov. Publishing house of The Saratov State University, 1967, 258 p.
3. Benyamovsky V.N. Infracretaceous biostratigraphic partition schema of the Upper Cretaceous of the East European province to benthic foraminifera. Article 2. Santon-Maastrichtian // Stratigrafiya. Geol. correlation. 2008. T. 16. № 5. S. 62 - 74.
4. Benyamovsky V.N., Kopaevich L.F., Akimets V.S., Baryshnikov V.I., Bondareva M.V., Gladkova V.I. To the stratigraphy of the Upper Cretaceous of Ulyanovsk Volga region to foraminifera. Moscow, The Moscow State University. Ser. geol. 1988. № 5. C. 65 - 74.
5. Bortnikov M.P. Geology of the Samara region. Samara. Samara State Technical University Publishing House, 2010, 112 p.
6. Vassilenko V.P. Upper Cretaceous Foraminifera of Mangyshlak Peninsula // Tr. All-Russia Petroleum Research Exploration Institute. 1961. Vol. 171. 487.
7. Practical Guide to microfauna of the Union of Soviet Socialist Republics. Volume 5. Mesozoic foraminifera. Ed. B.S. Sokolov // Leningrad. Publishing house of the Leningrad branch of the "Nedra", 1991, 278p.
8. Stratigraphic schema. "Volgageologiya". 2005

ENVIRONMENTAL PROBLEMS OF OIL PRODUCTION IN THE BAZHENOV FORMATION**M.V. Yurkova**Scientific advisors associate professor L.A. Krasnoschekova, associate professor D.A. Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Russia has long been the world's leader in hydrocarbon production. Since conventional oil and gas reserves are being depleted, the continuous research is being carried out to find a new resource base, which will be comparable in terms of recoverable hydrocarbons to the existing oil and gas provinces which are currently being developed.

The two most probable sources for alternative hydrocarbon production have been recently identified: the Arctic shelf and the Bazhenov formation, which is the largest oil shale formation in the world. It is obvious that Arctic shelf development will be conducted in the conditions unsuitable for human life, while the Bazhenov formation which embraces almost entirely West Siberian territory is located in areas with more developed oil production infrastructure.

According to the experts' researches, about 26 trillion of shale oil can be recovered from world's deposits of oil shales. The amount is 13 times higher than conventional oil reserves. These resources will provide continuous production for about 300 years considering the modern rates of hydrocarbon consumption. Therefore, based on technological progress, the development of shale oil deposits is currently a top priority due to large amounts of shale oil reserves.

The fact that Bazhenov formation provides an analogue to Bakken formation is of great importance. It is well-known that Bakken formation development led to a high increase in US oil potential. The identification of common and distinctive features of Bazhenov and Bakken shales becomes relevant to apply American technology to shale oil extraction in case of the Bazhenov formation, taking into account its characteristics.

The similarity of "black shales" in low-permeability reservoirs is proved due to common features of rocks in both formations which are high radioactivity, high reservoir pressures, as well as abnormally low conductivity.

The main differences between Bazhenov suite and Bakken formation are:

- presence of low-permeability rocks in the Bakken formation, in contrast to Bazhenov suite, which is characterized by abnormal permeable rock sections;
- different ages (Bazhenov suite refers to Upper Jurassic formation, while Bakken deposits to Paleozoic formation).

The Bazhenov formation is mainly composed of thick dark fractured mudstones and siltstones with schistose texture, and characteristic oil odor (Fig. 1). The rocks contain jelly-like macrofauna and organic matter (Fig. 2).



Fig. 1. Bazhenov formation core sample (depth selection - 2822.7 m)

Thus, Bazhenov shales can be the source for oil and gas industry development.

There are two basic ways of shale oil extraction which are open-cast mining and subsurface drilling. Open-cast mining leads to shale oil processing in special installations where shales are pyrolyzed without access of air, thereby the resin is released from the shale rock. Extraction of oil directly from the reservoir is done through drilling horizontal wells and subsequent hydrofracturing, sometimes alongside with additional thermal or chemical reservoir heating. Unconventional oil development conducted by these methods leads to a number of environmental problems:

- Water pollution. As a result of shale oil production through hydrofracturing, ground waters are polluted by hazardous chemicals, which were used for formation breakdown, and due to release of huge methane amounts, which get into the soil and drinking water, making it "explosive".

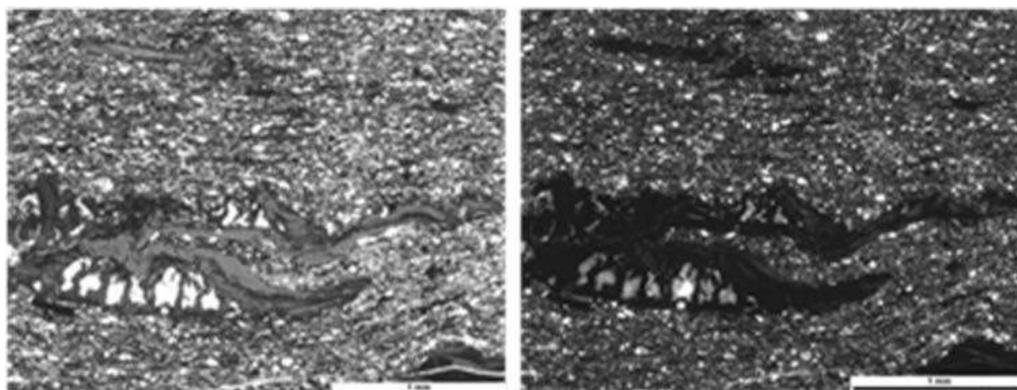


Fig. 2. Thin section images of Bazhenov formation rocks with macrofauna (left - without the analyzer and right - with the analyzer)

- Water Consumption. Shale oil production directly from the reservoir requires large quantities of water. In a standard field a single hydraulic fracturing is performed using about 27-86 million cubic meters of water per volume accounting for 0.5-1.7 million cubic meters of chemicals. On average, 12 hydraulic fractures may be performed in each well.
- Climate change. Emission levels of greenhouse gases during shale oil-gas production and employment are much higher than in conventional hydrocarbon production. As a result of the research it was revealed that the damage from the use of raw shale is comparable to the damage from the use of coal. According to the US government, methane seepage amounts in shale gas extraction are at least one third higher than in case of natural gas production.

At present commercial development of Bazhenov shale oil deposits is certainly a priority for the oil and gas industry in Russia. Nevertheless, high profit should not be the only reason for producers in exploration and development of shale oil deposits, since shale oil production technology has not yet reached the level at which the environmental impact is insignificant.

References

1. Адильбеков А.С. Геолого-геофизическая характеристика формации Баккен (в сравнении с баженовской свитой) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. 2013. Т. 1. С. 378-380.
2. Бахтина Е.С. Перспективы сланцевой нефти баженовской свиты Томской области по данным пиролитического анализа Rock-Eval // Творчество юных - шаг в успешное будущее: материалы VII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. 2014. С.131-133.

COMPOSITE FOAM GLASS WITH PROTECTIVE AND DECORATIVE GLASS COVERING ON THE BASIS OF THE AMORPHOUS SILICEOUS ROCKS SOUTH KAZAKHSTAN REGION

B.Ye. Zhakipbayev, M.A. Kadyrbekov, A.A Abdullin

Scientific advisor professor B.Ye. Zhakipbayev

M. Auezov South Kazakhstan State University, Shymkent, Kazakhstan

The possibility of obtaining a composite foam glass with protective and decorative glass coatings based on amorphous siliceous rocks of South Kazakhstan region by one-stage technologies, while foaming foam glass mixture and sintering finishing with a vitreous layer is considered. Some results of the research samples of the resulting material are presented. The processes of sintering occurring during heat treatment in the preparation of foamed glass, the nature of the effect of dispersion of the starting powders of raw materials and temperature-time conditions of heat treatment on the structure and properties of the resulting material have been studied. The expediency of adding sodium hydroxide (13-20% conc.), ensuring the formation of a foamable mass during the heat treatment, which allows to increase the vapor pressure, which in turn allows to increase the porosity and the foam glass to achieve uniform distribution of pores in the material, thereby improving the insulation performance of foam glass is proved.

Due to the huge scales of modern construction the ways of foam glass usage in construction of various buildings and constructions are extending steadily.

In comparison with other heat-insulating materials a foam glass most fully meets requirements of modern constructive architectural concepts in construction, caused, first of all, by that it has a number of valuable properties, such as porosity, small water absorption, durability, etc [1].

Foam glass is known to be a kind of material from the closed glass cells that has a spherical shape. Water absorption of it in full immersion in the liquid does not exceed 5% of the total volume of material and caused only by the accumulation of moisture in the surface layer. Waterproofing and vapor sealing properties of the foam glass and isolation applied with high reliability. In its operation the thermal conductivity, strength, stamina and form do not change. Foam

glass does not shrink and does not alter the geometric dimensions over time under the weight of the building structures. Moreover, its compressive strength is several times higher than that of fibrous materials and foam [1].

At this time, the production of bulk foam glass waste is associated with the use of plants for the production of construction and container glass. The special glass granulates, compounds of which are characterized by containing (in % mass) SiO_2 70-72, CaO 7-8, MgO 3-4, Na_2O 15-16, Al_2O_3 0-2 is commonly used as a raw material. To meet these ratios of the chemical composition final mixtures of silica sand, limestone, dolomite, soda and sulphate are developed as a rule. As known, the composition of the charge is not easy. Taking into account all the requirements of the standards to the components, one can imagine the complexity of the formation of mixtures. Moreover, it is important to consider that the production of foam glass under the scheme is technically difficult and very energy consuming.

This allowed us to make a research on the possibilities of direct technological application of siliceous sedimentary rock of biochemical with the addition of cheap and non-deficient blowing agent, which eliminates the traditional scheme of the very expensive manufacture of glass granules.

Receiving heat-insulating and composite foam glass for protective and decorative facing of external walls of buildings and constructions, demands a complex research as foam glass is high-porous material (porosity of 80-95%) and obtaining continuous qualitative glass covering on it is one of the actual tasks.

Recently the attention has been paid to possibility of producing a foam glass with drawing to its surface vitreous contact layer, however, it is necessary to consider that drawing on the surface of foam glass of vitreous layer assumes its subsequent secondary energy-intensive heat treatment which leads to durability loss, change of the foam glass sizes and internal tension which in turn promotes violation of integrity of foam glass structure and its further deformation.

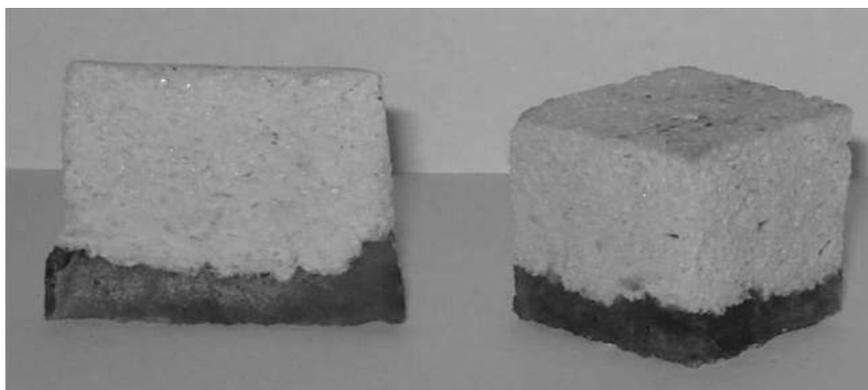


Fig. 1. The received composite foam glass

In this regard authors experimentally confirmed possibility of receiving a composite foam glass in simultaneous foaming and agglomeration of foam glass mix and finishing vitreous layer that allows to simplify the production technology of this material with protective and decorative glass covering at the expense of exception of the separate stage is melting of vitreous layer [2].

The study of coupling nature of glass covering and foam glasses received in the form of a composite foam glass (Fig. 1) was carried out using the low-vacuum raster electronic microscope of JSM 6490LV with system of the x-ray power dispersive microanalysis (Fig. 2) [2].

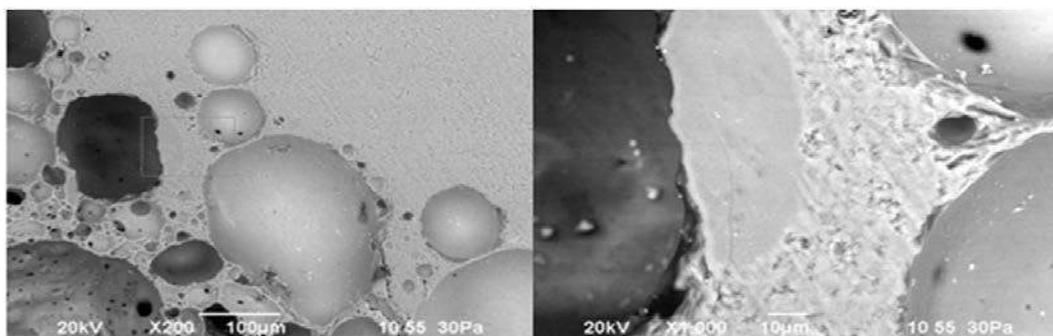


Fig. 2. REM-structure of anshlif on the composite border "glass covering-foam glass"

In Figure 2 one may see that estimated intermediate contact layer between glass covering and a foam glass is not revealed.

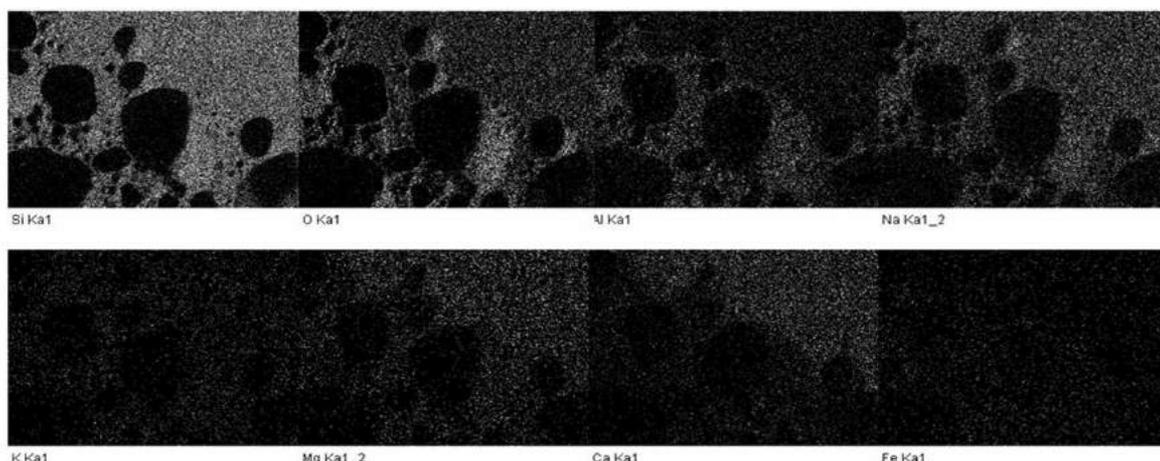


Fig. 3. Mapping of elements on the composite border "glass covering – foam glass"

It is confirmed by the mapping of elements on the sample surface by means of the x-ray power of dispersive microanalysis where in Figure 3 uniform distribution of cards of the Si, O, Al, Na, K, Mg, Ca and Fe elements is distinctly shown that testifies to its absence[2].

References

1. Астана, (2010) Программа по развитию строительной индустрии и производства строительных материалов в Республике Казахстан на 2010-2014 годы. -90с.
2. Жакипбаев Б.Е. Исследования природных кремнеземистых кристоллических осадочно-химических пород с целью создания высокоэффективной технологии пеностекла. Сборник статей V Международной научной конференции «Инновационное развитие и востребованность науки в современном Казахстане» (24-25 ноября 2011.). Фонд I Президента Республики Казахстан, Совет Молодых Ученых. –Алматы, 2011. –Часть 3. - С.124-127.
3. Жакипбаев Б.Е. Производство теплоизоляционного пеностекла на основе природного наноструктурированного кремнеземистого сырья // Каталог V Международного форума молодых ученых стран СНГ «Молодежь в науке – 2012». Фонд I Президента Республики Казахстан, Совет Молодых Ученых. –Алматы, 2012. –С.17-19.

INFLUENCE OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF STABILIZATION COLUMN OPERATION (A PART OF DIESEL FUEL PRODUCTION UNIT) ON THE CONTENT OF HYDROGEN SULPHIDE IN STABLE GASOLINE

I.V. Zyryanova, N.V. Popova, N.S. Belinskaya

Scientific advisor assistant N.S. Belinskaya

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Oil and gas industry experiences losses resulting from corrosion of pipelines and vessels. Hydrogen-sulphide corrosion is one of the main reasons for corrosive damage during operation of equipment under a wide range of media and conditions. Hydrogen sulphide can cause damages resulting from chemical and electric-chemical corrosion and hydrogen embrittlement. The fact is that the most aggressive component of the feedstock – hydrogen sulphide – appears not only in products of oil field, but also forms as a result of thermal and catalytic transformation of organo-sulphur compounds (thiols, sulphides, disulphides, thiothenes), carbon disulphide. In particular, in hydrodewaxing process significant fraction of hydrogen sulphide forms at the stage of hydrotreating. Increasing in temperature leads to increasing in hydrogen sulphide content as a result of both decreasing in its solubility and increasing in decomposition of sulphur-containing compounds. Corrosion is a complicated problem as large amount of influencing factors has to be taken into account. Corrosion prevention is not only increasing service life of petroleum refining equipment, but also decreasing operational costs as well as improvement of technical and economic indices of petroleum refining.

The aim of the present work is to research the influence of the operating conditions in stabilization column (a part of catalytic dewaxing unit) on hydrogen sulphide content in stable gasoline using the modelling environment HYSYS.

Research of influence of operation conditions at various process flow diagrams on the content of hydrogen sulphide in stable hydrogenate at different contents of hydrogen sulphide in unstable hydrogenate.

The considered apparatus – stabilization column – operates ineffectively. This is reflected in the fact that the degree of hydrogen sulphide and light hydrocarbons removal is too low. As a result the high concentration of hydrogen sulphide in the effluent is observed [1]. The effluent then is sent to rectification stage where one of the products – stable gasoline – is obtained and entire hydrogen sulphide is concentrated in this overhead product which promotes corrosion of the head of rectification column and pipelines.

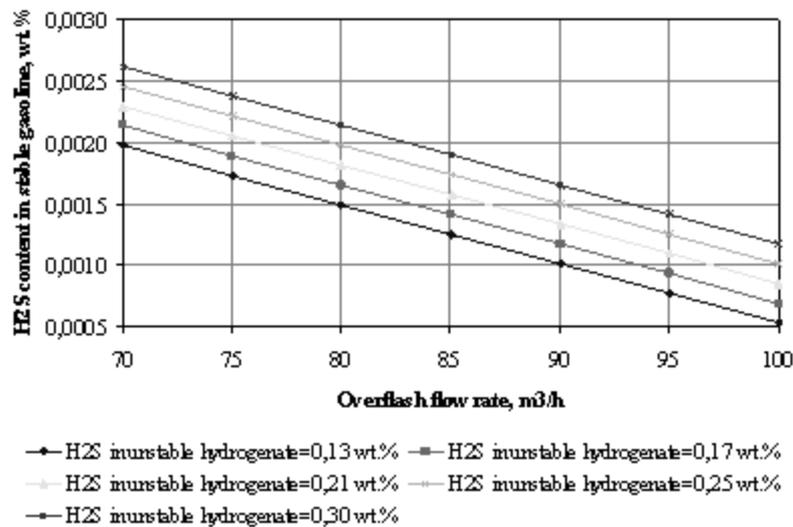


Fig. 1. Influence of overflow flow rate on hydrogen sulphide content in stable gasoline

To solve the considered problem the regression equation was obtained based on calculations performed in modelling environment HYSYS as follows:

$$C_{H_2S} = 0.6906 + 0.0002 * X_1 - 0.0068 * X_2 - 0.0033 * X_3 - 0.0005 * X_4,$$

here C_{H_2S} – the content of hydrogen sulphide in stable hydrogenate, g; X_1 – the content of hydrogen sulphide in unstable hydrogenate, g; X_2 – overflow flow rate, m³/h; X_3 – stable gasoline flow rate into the bottom of the column, m³/h; X_4 – hydrogen-rich gas flow rate, m³/h.

Figure 1 shows influence of overflow flow rate on hydrogen sulphide content in stable hydrogenate.

Increasing in overflow flow rate into stabilization column from 70 to 100 m³/h the content of hydrogen sulphide in stable hydrogenate declines at hydrogen sulphide content in unstable hydrogenate varying from 0,13 wt.% to 0,30 wt.%. However, hydrogen sulphide presents in stable gasoline in considerable amount.

The calculation of hydrogen content in stable gasoline was performed depending on the flow rate of recycled stable gasoline, which is injected into the bottom of the column, and for the variety of hydrogen sulphide content in unstable hydrogenate. The results of calculation is presented in Figure 2.

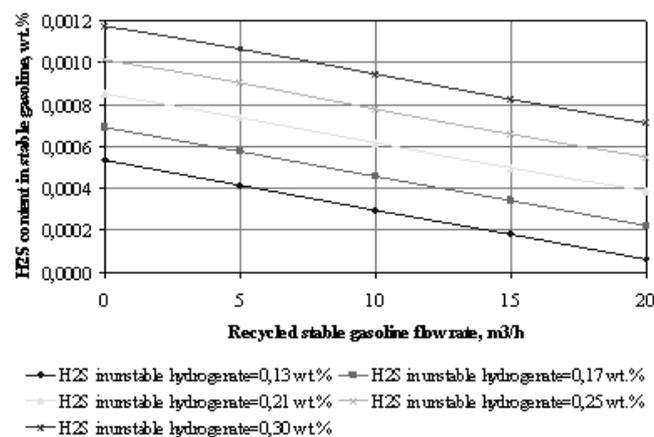


Fig. 2. Influence of recycled stable gasoline flow rate on hydrogen sulphide content in stable gasoline (overflow flow rate is equal to 100 m³/h)

The rise of vapour flow due to increase in recycled stable gasoline flow rate from 0 to 20 m³/h feed into the bottom of the column provides decline in hydrogen sulphide in stable gasoline. Nevertheless, the concentration of corrosive hydrogen sulphide is high especially in case of stabilization hydrogenate containing high amount of hydrogen sulphide (more than 0,21 wt.%).

The research of hydrogen-containing gas flow rate influence on the presence of hydrogen sulphide in stable gasoline was carried out in the range from 0 to 300 m³/h.

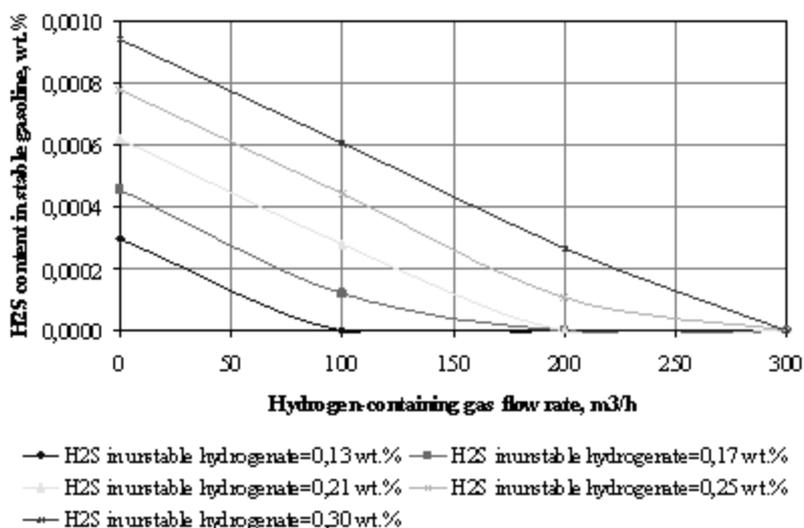


Fig. 3. Influence of hydrogen-containing gas flow rate on hydrogen sulphide content in stable gasoline (overflow flow rate is equal to 100m³/h, recycled stable gasoline flow rate is equal to 10m³/h)

As it can be seen in Figure 3 the injection of hydrogen-containing gas into feed flow allows reaching absence of hydrogen sulphide in stable gasoline and thus decreasing corrosiveness of stable gasoline.

To reach the absence of hydrogen sulphide in stable gasoline is possible by increasing vapour flow in stabilization column. The conducted research has proved that this is possible to do by increasing the amount of overflow, recycled stable gasoline flow rate and addition of hydrogen-containing gas into the column. At optimum mode of column operation hydrogen sulphide content in stable gasoline decreases to trace amount. As a result the service life of equipment, quality of stable gasoline and resource efficiency of the catalytic dewaxing unit increase.

References

1. Belinskaya N.S., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Chuzlov V.A., Faleev S.A. Mathematical modeling of the process of catalytic hydrodewaxing of atmospheric gasoil considering the interconnection of the technological scheme devices // Procedia Engineering. – Vol. 113 – 2015 – pp.68-72

ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО

Подсекция 1.

ПРОБЛЕМЫ МЕЖЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

ИСТОРИЯ И ТРАДИЦИИ ЯЗЫКОВОГО ОБРАЗОВАНИЯ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ

И.А. Матвеевко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Методика преподавания иностранных языков в ВУЗе – сравнительно молодая дисциплина, ее история насчитывает около пяти десятилетий. Об этом свидетельствует, в частности, тот факт, что еще в 50-е годы XX столетия вопрос о необходимости теоретического обоснования практической методики преподавания языков в школе и вузе широко обсуждался на конференциях и в периодической печати. Эта проблема только начала формулироваться в те годы в связи с преобладанием грамматико-переводного метода на уроках иностранного языка. Хотя политическая ситуация того времени не требовала от выпускников вузов глубоких знаний иностранного языка, стало очевидным, что недооценка специфики данного предмета ведет к отрыву знаний грамматики от практического владения языком. Так, в статье «Методика преподавания иностранных языков на новом пути» говорится о том, что «нередки случаи, когда студент, изложивший грамматическое правило, не умеет определить грамматическую форму при практической работе над текстом» [1]. Такие недочеты были вполне закономерными при «перекосе» в сторону одного из аспектов языка – грамматики. Тем не менее, этот недостаток подтолкнул советских преподавателей к осознанию необходимости теоретического осмысления имеющихся методических проблем в области преподавания иностранных языков.

Однако только в 1960-е годы данная проблема получила реальное развитие и начала решаться на правительственном уровне. В 1961 году вышло в свет постановление Совета Министров Союза ССР «Об улучшении изучения иностранных языков», в котором указывалось на возрастающее значение знания иностранных языков специалистами различных отраслей науки и техники в связи с расширением международных связей СССР. Действительно, несмотря на «железный занавес», существовавший в стране, для повышения обороноспособности требовались выпускники вузов, способные получать информацию из первоисточников. Именно в это время ставится задача создания отраслевых учебных пособий, профессиональной ориентации обучения языкам в высшей школе, а также практического овладения знанием иностранных языков. Решение таких задач требовало перестройки всей методики преподавания, разработки качественно новых учебников, направленных на развитие навыков устной речи в области будущей специальности на научной основе, с учетом корректного подбора материала, его последовательности и пропорциональности. В данное десятилетие начали свою научную работу такие выдающиеся методисты, как Б.А. Липидус, С.К. Фоломкина, В.В. Морозенко и др. Их труды положили начало методике преподавания в высшей школе как теоретически обоснованной, связанной с другими науками дисциплине.

Несмотря на наметившуюся переориентацию языкового образования в советских вузах на достижение практического владения иностранным языком, коренной сдвиг произошел только к концу 1960-х – началу 1970-х гг., когда появилось большое количество экстралингвистических исследований, которые заставили сменить фокус интереса с изучаемого языка на самого обучаемого. Таким образом, психологические и лингвопсихологические особенности обучения студентов стали предметом тщательного изучения, с материала изучения внимание переключилось на человека, который должен усвоить этот материал. «В связи с этим появилась необходимость выявить механизмы, лежащие в основе усвоения обучаемым языкового материала», – так определила проблему языкового образования 1970-х годов Е.В. Рощина [3].

Возраставшая потребность в разработке новых образовательных программ, которые ориентировались бы на потребности личности студента, явилась причиной возникновению новых идей и теорий, которые нашли свое отражение и на практике обучения иностранному языку. Здесь, прежде всего, стоит упомянуть коммуникативный метод, разработанный Е.И. Пассовым, и связанную с ним идею формирования мотивации студентов к изучению иностранного языка, а также появление андрагогики, науки о самостоятельном образовании взрослых [2]. Методика преподавания иностранного языка в вузе приобретала все более солидную теоретическую базу, а само языковое образование более четко становилось профессионально ориентированным: «Нельзя упускать из виду функцию иностранного языка как средства формирования профессиональной направленности (что имеет первостепенное значение), т.е. интереса к своей будущей профессии и стремления получить знания по возможно большему количеству коммуникационных каналов, одним из которых в таком случае становится владение иностранным языком, обеспечивающее возможность знакомства с достижениями в профессиональной области за рубежом» [3]. Больше внимания стало уделяться развитию у студентов навыков

вербального общения, взаимосвязи обучения всем видам речевой деятельности и учету специфики каждого из них.

К 1980-м годам разносторонние и многоплановые исследования в области методики преподавания иностранных языков, как в средней, так и в высшей школах потребовали определенной систематизации. Если говорить конкретно о методике обучения иностранным языкам в неязыковых вузах, то, по словам С.К. Фоломкиной, «этот раздел методики, несмотря на большое количество исследований, до сих пор <...> находится в стадии становления. Все отдельные проблемы, которыми занимаются исследователи, можно было бы объединить в одну центральную – рационализацию методов преподавания и повышение эффективности последнего» [5]. Действительно, в условиях столь ограниченного количества часов, отводимых на изучение иностранного языка в вузе, методисты были вынуждены искать пути оптимизации учебного процесса, повышения эффективности преподавания. Решение данных проблем проходило по нескольким направлениям, которые можно определить как: организация самостоятельной работы студентов и ее соотношение с аудиторной работой; специфика итогового и рубежного контроля всех видов речевой деятельности; разработка новых типов учебников по иностранному языку для неязыкового вуза; оптимизация использования ТСО в аудиторной и самостоятельной работе обучаемых.

Опираясь на смежные области знаний, в методике преподавания был разработан новый подход, направленный на развитие навыков и стратегий и, прежде всего, это касалось обучения чтению и пониманию литературы по специальности. Как утверждает О.Г. Поляков, «в основе данного подхода лежит идея о том, что всякое использование языка базируется на единых процессах аргументации и интерпретации, которые независимо от внешних форм помогают нам извлекать значение дискурса» [2]. В связи с этим повышенное внимание исследователей уделялось дифференциации языкового материала, развитию у студентов навыков вероятностного прогнозирования и, опять же, повышению мотивации студентов к изучению иностранного языка.

Как известно, 1990-е годы ознаменовались коренными изменениями в нашей стране и за рубежом. Процессы перестройки, а в мировом масштабе – глобализации, интернационализации науки потребовали от высшей школы модернизации образования, совершенствование целей, главной из которых явилась подготовка квалифицированного специалиста, конкурентоспособного, компетентного, готового к работе на уровне мировых стандартов, к постоянному профессиональному росту. Знание иностранных языков становится неременным требованием к образованию любого выпускника вуза, что требует изменение подхода к языковому образованию. Таким подходом, разработанным на основе зарубежных теорий, явился компетентностно-деятельностный подход, позволяющий «заменить систему обязательного формирования знаний, умений и навыков набором компетентностей (комплексом компетенций), которые будут формироваться у студентов на основе обновленного содержания и в процессе их деятельности по овладению таким содержанием» [4]. Внедрение данного подхода в систему высшего образования позволит эффективно сформировать «вторичную языковую личность» выпускника вуза, готового к профессиональной межкультурной коммуникации.

Как известно, 1990-е годы ознаменовались коренными изменениями в нашей стране и за рубежом. Процессы перестройки, а в мировом масштабе – глобализации, интернационализации науки потребовали от высшей школы модернизации образования, совершенствование целей, главной из которых явилась подготовка квалифицированного специалиста, конкурентоспособного, компетентного, готового к работе на уровне мировых стандартов, к постоянному профессиональному росту. Знание иностранных языков становится неременным требованием к образованию любого выпускника вуза, что требует изменение подхода к языковому образованию.

В системе высшего технического образования Томский политехнический университет одним из первых в России осознал важность проблемы формирования коммуникативной иноязычной компетентности будущих специалистов и наметил пути ее решения, разработав Комплексную программу совершенствования языковой подготовки на период 1998-2005 г.г. Основной целью программы ставилось обеспечение личностно-ориентированной языковой подготовки студентов, направленной на формирование нового качества межкультурной коммуникации профессионального общения, а также интеграция образовательной и научной деятельности университета в мировое академическое пространство. Такие цели предполагали творческую исследовательскую работу преподавателей в области поиска методов и технологий организации образовательного процесса.

Поэтапное формирование профессиональной коммуникативной иноязычной компетенции осуществляется на основе модульной организации образовательного процесса: базовый иностранный язык на младших курсах и профессиональный иностранный язык на старших курсах.

Обновление технологии обучения базируется на построении интегративных связей языковой подготовки с будущей профессиональной деятельностью специалиста на основе компетентностно-деятельностного подхода. Такой подход осуществляется через определенные виды деятельности, что немыслимо без специалистов профилирующих и выпускающих кафедр. В результате в ТПУ предпринята беспрецедентная попытка разработать программу взаимодействия языковых и профильных кафедр с учетом современных образовательных и профессиональных требований. Участие преподавателей спец. кафедр в преподавании дисциплины ПИЯ обеспечивает переход от профессионально-ориентированного обучения к профессиональному.

Таким образом, реализованная в ТПУ программа совершенствования языковой подготовки была подготовлена всем ходом развития методики профессионально-ориентированного обучения. Дальнейшее развитие обучения профессиональному иностранному языку видится в разработке преемственной программы «Профессиональная коммуникация инженера», являющейся логическим продолжением предыдущих замыслов и определяющей дальнейшую стратегию языковой подготовки выпускников ТПУ.

Литература

1. Методика преподавания иностранных языков на новом пути // Иностранные языки в высшей школе. Вып. 1, 1952.
2. Поляков, О.Г. Английский язык для специальных целей: теория и практика. М.: НВИ-ТЕЗАУРУС, 2003.
3. Рошина, Е.В. Функции иностранного языка как учебного предмета в системе обучения в университете // Иностранные языки на неспециальных факультетах. Ленинград, 1978.
4. Федорова, О.Н. Компетентностно-деятельностный подход к обучению иностранным языкам в высшей профессиональной школе // Языковое образование в вузе. СПб.: КАРО, 2005.
5. Фоломкина, С.К. За дальнейшее развитие методики обучения иностранным языкам в неязыковом вузе // Иностранные языки в высшей школе. М.: МПИ, 1989. Вып. 21.

**АНГЛИЙСКИЙ ЯЗЫК КАК СРЕДСТВО МЕЖДУНАРОДНОГО ОБЩЕНИЯ:
ПЛЮСЫ И МИНУСЫ СЛОЖИВШЕЙСЯ СИТУАЦИИ****Д.М. Бетчанов, Е.С. Водина**

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Появившись на свет, через определенный период времени человек вступает в процесс коммуникации с теми, кто говорит с ним на одном языке. Во взрослом состоянии возникает естественная потребность расширить свой круг общения, и в силу разных причин (личностных, профессиональных и т.д.) его партнерами по коммуникации могут оказаться представители такого сообщества, языка которого он не знает. Вот здесь и появляются трудности общения из-за незнания другого (чужого) языка или плохого владения им. Поэтому на протяжении веков человечество мечтало о таком языке, который был бы понятен всем. И даже предпринимались попытки создать искусственный язык, который был бы единым мировым языком.

Известно, что «единого мирового языка не было никогда, но на определенном этапе развития человечества существовали единые языки для целых культурных ареалов: древнегреческий (койне), латинский, церковнославянский, классический арабский, санскрит, пали, классический тибетский, древнекитайский (вэньянь) и др. Они имели международный и межгосударственный характер, противопоставляясь непрестижным и не имевшим официального статуса языкам бытового» [1].

Становится очевидным, что на современном этапе настоящее и будущее развития человечества связано со способностью общаться. Мы уже давно говорим о глобализации, т.е. о способности людей во всем мире работать вместе, сотрудничать в разных областях, объединяя усилия всех народов.

Ни для кого не секрет, что в силу высокоразвитой экономики страны, проведения определенной политики в отношении других менее развитых или более слабых в экономическом отношении стран, в основу глобализации легла англо-американская модель общества. Естественно, что в такой модели общества и культуры английский язык стал претендовать на роль первого всемирного языка в историческом процессе развития человечества. Многие исследователи называют глобализацию американизацией. Так, например, Н.Е. Покровский писал, что «американизация, по сути, представляет собой конкретизацию глобализации с включенными элементами американской национальной культуры. Причем особенностью американизации в области культуры состоят в иррационализации рациональных матриц (доведения до абсурда рациональных элементов культуры), приоритет количественных характеристик (коммерциализация), готовность к употреблению (оперативность), полностью гарантированное качество на определенном уровне, упакованность в яркие символические формы, виртуализация культурных образов» [3].

Говоря о том, что английский язык становится глобальным, еще рано утверждаться в мысли, что скоро наступит одноязычие во всем мире. Характеризуя его роль как языка международного общения, мы можем констатировать, что он продолжает утверждаться в этой роли и распространяться в ходе глобализации, но он по-прежнему остается всеобщим вторым языком.

Факт, что английский язык – язык международного общения, является бесспорным. Тому существует ряд доказательств, например, если брать область науки и образования, то все университетские программы увеличивают количество времени на изучение языка, многие известные компании отказывают в приеме на работу, если кандидат на занимаемую должность не имеет хотя бы среднего знания английского языка. Что касается научной сферы, то многие научно-исследовательские институты, университеты, академии заставляют общаться с коллегами из-за рубежа только на этом языке, чтобы не иметь возможности выпасть из единого научного пространства. Говоря о системе Интернет, сеть которой охватывает миллиарды людей на планете, то можно смело утверждать, что то мы имеем дело с «самым массовым продуктом американской информационной индустрии», естественно базирующемся на материале английского языка.

Итак, зададимся вопросом: какие плюсы и минусы несет английский язык как язык международного общения для языков и культур других не англоговорящих стран. Склониться в пользу плюсов нас вынуждают ряд очевидных фактов. Рассмотрим их подробно:

1. Распространение и утверждение английского языка в роли «глобального» уходит корнями в прошлое Британской империи (политика колонизации, когда она была царицей не только на море, но и на большой части суши). Сейчас можно говорить об ослаблении «имперских позиций» Англии и появлении другой супердержавы США, а, следовательно, и об укреплении английского языка как языка Америки, стремящейся к мировому лидерству и роли избранной нации.

2. Полагают, что самой значительным по внедрению и укреплению английского языка и культуры стала область образования. Действительно, получить образование в США или Англии является престижным, поэтому многие школьники, студенты, магистранты каждый год отправляются в эти страны, чтобы повысить уровень владения языком, получить новые знания или усовершенствовать уже имеющиеся, которые помогут повысить квалификации и в дальнейшем стать конкурентоспособным на рынке труда и получить высокооплачиваемую работу. Поскольку в процессе обучения используется учебная литература для преподавания английского языка, то естественно не прекращает работу индустрия выпуска соответствующих учебных материалов, мультимедийных курсов, словарей и т.д.

3. В условиях глобализации экономики естественным образом укрепляется и английский язык как язык международного общения, поскольку появляется возможность использовать один язык, чтобы вести организационные и финансовые дела компаний, организаций, совместных предприятий.

4. Объединение многих стран в Европе в Евросоюз, беспокойная политическая и экономическая ситуации в мире (войны, катаклизмы, техногенные катастрофы) заставляют многих покидать свою страну, становиться экономическими или вынужденными мигрантами. Эти обстоятельства требуют единого средства международного общения.

5. Многие исследователи, проводившие опросы сотрудников и служащих во всемирно известных международных организациях, таких как Организация Объединенных Наций, Всемирная Торговая Организация, ЮНЕСКО и многих других, говорят о том, что около 2/3 опрошенных респондентов выбирают для общения с коллегами английский язык. Они аргументируют это тем, что использование одного языка в ходе обсуждения важных вопросов очень удобно и эффективно.

6. И, наконец, сеть Интернет, о плюсах которой говорилось выше. Ни у кого не вызывает сомнения, что появление и быстрое распространение Интернета добавляет определенное количество баллов на чашу весов по укреплению позиции английского языка как глобального.

Теперь попытаемся разобраться в минусах, которые несет с собой английский язык, становясь глобальным.

1) Упомянув о том, что человечество раньше предпринимало попытки искусственно создать единый для всех язык. Ничего из этого не получилось: язык был создан, но единым для всех он не стал. Этому есть объяснение – за искусственно созданным языком никогда не стояла культура, как естественно составляющая часть неразделимо спаянного «организма». Когда продвигается один язык, становясь доминирующим, естественно, что он понесет в другой язык и, соответственно, в культуру элементы чужой культуры и чужой идеологии, наносит тем самым вред и входя в противоречие с национальной культурой языка, который подвергается такой «атаке».

2) Становясь глобальным языком, английский таит в себе второй минус, который находится в тесной связи с первым минусом – это навязывание через язык своих ценностей и своего образа жизни и мышления другим народам. Конечно, нельзя говорить о том, что умрет свой родной язык и культура, но о том, что произойдет нивелирование национальной культуры, стоит побеспокоиться сейчас, т.к. она может лишиться «национального видения мира». Всем странам, куда «вторгается» английский язык как язык международного общения, «навязывается» и культура данной страны (например, праздники, которых нет в этих странах и которые чужды их культуре), медленно приводя к потере самобытности стран.

Итак, попытаемся подвести итоги обсуждения проблемы английского языка как глобального. Приходим к выводу, что процесс глобализации очевиден, но, анализируя плюсы и минусы, видим, что, принимая роль английского языка как языка мирового общения, каждый язык должен стараться сохранить свою самобытность и упрочить свои позиции на мировой арене.

Литература

1. Двирная К.С. Английский язык как глобальный: «за» и «против». Вестник ЧитГУ №4 (41), 2006. С.70-75
2. Кристалл Д. Английский как глобальный перевод с английского. – М.: Весь мир, 2001. – 240с.
3. Покровский Н.Е. Глобализация и высшее образование в России // Унив. ерситетский ученый в «мультиверсуме» культуры. М., 2002, с. 23-24

«EDUTAINMENT» В КОММУНИКАЦИИ И ОБУЧЕНИИ

Р.Р. Булатов

Научный руководитель доцент Д.А. Терре

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном мире все построено на международном сотрудничестве. Трудно вообразить отдельные закрытые государства, которые не контактируют с внешним миром. Именно глобализация является первоочередным фактором развития, так как гораздо проще решать глобальные проблемы, сообщая всем миром. Отсюда вытекает потребность в профессиональной коммуникации и для этого требуется универсальный международный язык. В качестве такого языка по всему земному шару используется английский язык.

Однако, возникает проблема, которая заключается в том, что не все имеют возможность изучать английский язык эффективно, чувствовать себя уверенно во время разговора. В качестве основной трудности выступает обычно нехватка словарного запаса, дефицит устной и письменной практики, неспособность мыслить на иностранном языке. Также количество книг, прочитанных студентами, как правило, стремится к нулю, а это

ключ к пониманию основных контекстов употребления слов, а, следовательно, и развитию коммуникативных умений в дальнейшем.

Существует множество методик изучения языка, но в целом учебные заведения придерживаются консервативного академического метода обучения. Консервативное обучение проверено годами, упорная работа рано или поздно принесёт свои плоды. Что касается методик, то они не могут прижиться моментально, каждая из них уникальна и интеграция какого либо метода требует детального анализа всех плюсов и минусов, что в свою очередь затягивает процесс внедрения. Консервативное академическое обучение в подавляющем большинстве случаев проходит скучно и однообразно, вследствие того, что не все преподаватели могут и хотят приложить усилия, чтобы превратить занятие в запоминающееся выступление. К тому же не стоит забывать, что студенты являются личностями, а каждая личность воспринимает учебные дисциплины по-разному: кому-то интересна физика, но этот человек засыпает на экономике. Без должной мотивации невозможно заставить кого-либо обучаться. Без мотивации к обучению, какой бы первоклассный преподаватель ни был, ничего не выйдет.

Все эти проблемы препятствуют овладению иностранным языком на уровне, достаточном для активного участия специалистов в международном сотрудничестве, и научное сообщество всего мира постоянно старается найти универсальное решение проблемы эффективного изучения английского языка и формирования у студентов способности иноязычного общения в конкретных профессиональных и научных сферах. Одним из перспективных и набирающих популярность принципов организации обучения является подход, получивший название «edutainment». Термин «edutainment» фактически является контаминацией (или, в неклассической терминологии, «словом-бумажником») двух слов – education и entertainment и передает идею образовательного развлечения или изучения через развлечение и удовольствие.

Принцип соединения познания и удовольствия получил широкое распространение, прежде всего, в сфере профессиональной коммуникации. В России и по всему миру появились различные международные познавательно-развлекательные практики, которые возникли как повод и мотивация пообщаться с профессионалами из своей области [1]. Наиболее известный пример такого формата представляет конференция TEDx, когда эксперты в разных областях излагают основную суть своей проблематики за 10 минут. TEDx активно поддерживает традиции популяризации и распространения знаний в США: Вы слушаете лекцию профессора МП или Стэнфорда, и вам хочется слушать его бесконечно, общаться с ним, прочесть все его книги. Проекты «Science Slam», «Coursera» появились, когда организаторы обнаружили, что люди в разных городах собираются, чтобы обсуждать курс лекций по своей специальности, выложенный в интернете. В России форматы «Тотальный диктант», «Открой рот» или «Earlydays» являются следствием реализации такого подхода. В ходе работы в рамках подобного познавательно-развлекательного мероприятия вместе с практикой общения расширяется опыт, появляются новые навыки, видение и возможности в профессии. Подобная тенденция, как отмечается, формирует современную среду города. Огромное значение в продвижении идей развлекательного познания играют сервисы и различные интернет приложения. Реальность такова, что инструменты мобильных устройств последнего поколения проектируются с учетом тенденции развлекательного изучения.

Система традиционного образования пытается адаптировать идеи познавательно-развлекательного подхода к обучению с тем, чтобы оставаться конкурентоспособной на рынке образовательных услуг. Процесс адаптации направлен в сторону сочетания академического подхода с использованием информационно-коммуникативных технологий, стимулирующих интерес к изучению. Обучение превращается в увлекательный, развлекательный, а порой и соревновательный процесс. Исследования психологов показывают, что максимум своих возможностей человек проявляет в эмоциональных и экстремальных условиях. Во время обучения студенты увлекаются настолько, что работают на максимуме своих возможностей без каких либо приложенных усилий в комфортной, расслабленной атмосфере.

В процессе обучения на основе принципа «edutainment» студенты могут видеть полезность получаемых знаний. Также обучающиеся могут приобретать знания самостоятельно, имея, при этом, свободный доступ к обучающему материалу в любое удобное время. Эти, казалось бы, незначительные мелочи помогают обучаться эффективней. Важно передать информацию в привлекательной и удобной для усвоения форме. Нельзя не согласиться с мнением С. В. Кувшинова: “Учебный процесс превращается в событие, активное участие, действие для студента, своеобразный «экшн»...учебный процесс должен быть событием, медиатеатром, причем не одного актера (преподавателя), – все участвуют в этой постановке”[5].

Информационные технологии и разнообразная, нетрадиционная «упаковка» языкового материала делают изучаемую информацию более привлекательной. Разных людей развлекают разные вещи, поэтому при обучении иностранному языку ориентируются на формирование положительного опыта у студентов в процессе изучения. Позитивные эмоции приносят:

- интересное содержание предлагаемого материала;
- материал мотивирующий, представляющий смысл для учащегося, практически применимый;
- удовлетворение от самостоятельного решения какой-либо задачи;
- социальное взаимодействие с другими учащимися;
- прогресс в обучении [3].

Как следствие, в настоящее время невозможно представить общение и изучение иностранного языка без использования телевизионных программ, компьютерных игр и видео фрагментов, художественных и учебных фильмов, кроссвордов, песен, веб-квестов и других мультимедийных ресурсов, которые формируют мотивацию изучения. Студенты получают знания в различных формах, как части большого пазла под названием “English”. В рамках принципа «edutainment» изучение иностранного языка может проходить в кафе, парке, музее,

офисе, художественной галереи, ночном клубе - везде, где есть возможность узнать полезную информацию по определенной теме в расслабленной атмосфере [8].

Тем не менее, как указывается в [7] вследствие чрезмерного увлечения развлекательными формами и приемами данный подход формирует новое представление об учебном процессе. Отождествление обучения с развлечением приводит к простому следствию. Если студента не развлекают, то он перестает учиться. Обучение представляется, как своеобразное препятствие, которое студент должен преодолеть, что не вызывает положительных эмоций у студента, и не стимулирует его учебную активность. В современной педагогике отношение к «edutainment» можно выразить словами Д. Перушева [6]: «Edutainment – это передача знаний, возможность узнать что-то новое из достоверных источников, а не альтернатива академическому образованию. Она работает в любой возрастной группе и подержана моде. В зависимости от конкретного события может перевешивать либо развлекательная, либо образовательная часть, главное, чтобы был этот “микс”».

На сегодняшний день по структуре, целям, содержанию и набору современных средств, посредством которых реализуется данный подход, для «edutainment» характерны все признаки «современной технологии обучения». В рамках многих методических и педагогических исследований [2, 4, 8] «edutainment» определяется как технология обучения, представляющая собой совокупность современных технических и дидактических средств и приемов обучения, которая направлена на достижение целей обучения с использованием элементов развлечения. В современном обучении наблюдается стремление разрабатывать материалы и применять технологии «edutainment» при изучении различных дисциплин, в том числе иностранных языков, которые предполагают, что для успешного овладения познавательную информацию необходимо предъявлять в понятной, простой и привлекательной форме, и осуществляться это должно в комфортных условиях.

Литература

1. Абрамов Д. Мода на любопытство: как образовательные практики меняют город [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://theoryandpractice.ru/posts/8685-be-curious>.
2. Атабаева А.К. Интерактивные технологии в образовании, как средство повышения эффективности учебной подготовки студентов. 2013. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://articlekz.com/article/6371>.
3. Евлампиева Т. Обучение через развлечение [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.slideshare.net/Evlampieva4life/ss-35377450>
4. Исаева Т.Е. Новые европейские технологии формирования компетенций // Материалы Международной научно-практической Интернет-конференции «Преподаватель высшей школы в XXI веке». – Ростов-н/Д., 2010.
5. Кувшинов С.В. Edutainment: Аудиовизуальные интерактивные технологии в образовании [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.polymedia.ru/ru/news/142/>.
6. Перушев Д. Уроки словобразования [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://finditnow.osa.pl/atp/?sai>.
7. Чередниченко Г., Климова О. Принцип совмещения развлечения и образования в обучении иностранным языкам [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://enufir.nuft.edu.ua/jspui/bitstream/123456789/8956/1/ED.pdf>.
8. Anikina O.V., Yakimenko E.V. Edutainment as a modern technology of education [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/273299997_Edutainment_as_a_Modern_Technology_of_Education.

СРЕДСТВА ГЕЙМИФИКАЦИИ В ПРОФЕССИОНАЛЬНО-ОРИЕНТИРОВАННОМ ОБУЧЕНИИ Г.В. Гондверкер

Научный руководитель доцент Д.А. Терре
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Расширение международных контактов и связей в условиях глобализации приводит к увеличению числа и влияния информационно-коммуникативных технологий, которые обеспечивают мобильность и продуктивность деятельности. Складывается ситуация, когда академическое профессиональное образование, с одной стороны, старается использовать данные технологии в свою пользу и формирует интерактивную среду обучения, а с другой стороны, чтобы составить конкуренцию различным виртуальным ресурсам, оно вынуждено представить традиционное содержание обучения в форме интересной и увлекательной для студентов. Fun или веселье, удовольствие составляет центральное понятие геймификации. Именно через привнесение удовольствия и веселья в рутинные задачи достигается результат - повышение внутренней мотивации к выполнению этих действий.

Целью и ожидаемым результатом геймификации становится изменение привычного поведения аудитории, вовлечение в деятельность, не меняя содержания выбранной деятельности, но определенным образом ее структурируя, тем самым влияя на повышение мотивации к решению поставленной задачи, а так же увеличение времени приверженности этой задаче [4]. Сама же технология геймификации состоит из комплекса мер, которые могут применяться как в полном объеме, так и частично. В обучении профильным дисциплинам, как и в сфере образования в целом [2] выделяются такие тенденции геймификации, как разработка компьютерных обучающих игр; геймификация систем управления обучением и учебным содержанием в электронном профессионально-ориентированном обучении; геймификация как способ повышения мотивации обучающихся.

Внедрение данной технологии может осуществляться через применение образовательных игр, которые имеют четко обозначенную цель и соответствующий ей результат, достижение которого требует применения

знаний, полученных в ходе обучения по специальности. Как свидетельствуют психологические исследования, то, что мы слышим, активно усваивается на 40%, то, что видим, – на 50%, если мы видим и слышим одновременно, то это запоминается на 70–75%, а если мы это делаем сами, мы запоминаем на 92% [1].

Современный студент хорошо владеет информационно-коммуникативными технологиями и активно использует электронные носители. Это делает возможным, проводить часть обучения в online режиме, за рамками занятий в аудиториях, что позволяет увеличить аудиторную нагрузку за счёт применения интересных и доступных студентам элементов учебного процесса. В рамках данной технологии компьютерные игры могут создаваться в образовательных организациях в зависимости от характера задач учебной деятельности на определенном этапе профессионального обучения и содержания изучаемой дисциплины, при этом используется вполне доступное программное обеспечение. Специальные визуальные редакторы предоставляют разработчику игр, например, такие возможности как расставлять графические объекты на сцене игры, перетаскивая их мышкой; назначать нажатием клавиш клавиатуры некоторое поведение персонажа игры; определять уровни игры; рисовать графические объекты, не используя дополнительных программ, и т. д.; позволяют использовать компьютер, мобильный телефон, планшет, и другие мультимедийные устройства в сочетании с разными операционными системами в игровом интерактивном процессе.

Существует большое разнообразие компьютерных обучающих игр, которые активизируют различного типа познавательные сценарии, в их число входят ситуационный анализ; ролевая игра; симулятор виртуального мира; симуляторы-макеты; конструктор схем; решение задач; исправление текстов; викторина; кроссворд; картинная галерея [2].

Выделяются так называемые игры в альтернативной реальности, которые представляют интерактивное повествование с игровыми элементами, использующее в качестве платформы реальный мир [3]. ARG являются частным случаем проникающих игр (Pervasive games) — игры, где нет четкой границы между реальностью и линией игры. Такие игры могут быть предназначены для воспроизведения в реальном мире. Однако, игры, проходящие в реальном мире и в реальное время, требуют огромной гибкости, так как невозможно запланировать все вероятные сценарии поведения участников.

Новое направление в образовательных играх – это так называемые «серьезные игры» (Serious games or Science games), которые требуют от играющих практически уже профессиональных компетенций: оптимизировать ресурсы, выстраивать логистику, работать с персоналом. Например, в ходе игры «Виртуальный университет» [2] игрок в качестве ректора университета, находящегося на финансовом самообеспечении, исполняет роль кризисного управляющего, задачей которого является вывод учебного заведения из состояния упадка, сложившегося на момент начала сессии.

Специфика дисциплины определяет способ представления изучаемого материала в виде игр. Например, для технических и медицинских дисциплин обычно используют симуляторы, виртуальные эксперименты, для иностранных языков актуальны видеоклипы, игры в слова, составление предложений из слов и т. п. Игры по развитию стратегического мышления, навыков ведения бизнеса – стратегии, логические игры и квесты (так называемые «бродилки») позволяют реализовать учебные задачи в экономических дисциплинах.

Привлекательным аспектом компьютерных игр является возможность «учиться на своих ошибках». В ходе игры участник может совершать неправильные действия, но при этом, стремясь достичь успеха, он совершает новые попытки и открывает новые средства и варианты для успешного достижения цели. Фактически чем быстрее студент сделает что-то неправильно, тем скорее он найдет правильное решение. Система оценок, когда каждый начинает с нуля и каждое задание оценивается определенным количеством баллов, мотивирует дополнительно. Понимая, что он находится в одинаковых условиях с остальными, студент знает, что необходимо зарабатывать баллы для хорошей оценки, он концентрируется на учебе, и перестает делать ошибки.

Другим значимым фактором обучения с использованием компьютерных игр является командная работа. Одним из источников положительных эмоций признается удовольствие от общения. Компьютерные игры учат командному взаимодействию, когда студенты с большим интересом изучают материал вместе.

Кроме того компьютерные игры, в том числе и образовательные показывают обучающимся их прогресс — что именно они изучили, а что еще предстоит впереди. Человеку важно знать, в какой точке пути он находится, сколько он уже прошел и куда он вообще направляется. Также есть возможность пользователям ресурсов устанавливать свои собственные цели в обучении, что является выражением внутренней мотивации, и чего нет в классическом образовании, где цели навязаны обучающимся извне.

Одним из способов повышения мотивации является включение элементов геймификации в обучающие компьютерные программы [2, 3]. Мотивация достигается за счет сочетания сюжета, дизайна, интерактивности, обратной связи и сценария игры. С этой целью в интерфейс программ встраивают забавные аватарки (иконки), за выполнение заданий начисляются баллы или пользователь получает некие виртуальные предметы, которые может потом использовать, широко используются элементы соревновательности (деление на команды). Для привлечения внимания можно внедрять виджеты (движущиеся изображения и видео) на страницу. Интерактивность и обратная связь – основные составляющие популярности игры.

В настоящее время с целью повышения эффективности электронного обучения в рамках электронных курсов различных профессиональных дисциплин, разработанных в соответствии с последними требованиями времени, осуществляются попытки геймификации различных электронных платформ, составляющих интерактивную среду обучения многих вузов. Среди функций, которые могут употребляться для геймификации платформ, применяются в основном элементы, обеспечивающие прозрачность учебных достижений и различные виды поощрений [2, 3, 4], например:

- элементы завершения курса, правила, дедлайны и др.;

- знаки отличия;
- шкала достижений;
- определение лидеров и пр.

На сегодняшний день включая игры в учебный процесс, преподаватели в качестве поощрений используют вполне осязаемые награды, например, такие как заказ пиццы для отличившихся обучающихся, разрешение задать вопрос преподавателю на экзамене без снижения оценки, возможность есть на уроке и пр. Западные обучающиеся, особенно студенты, «насытились» виртуальными наградами и для мотивации требуются новые материальные виды поощрения и наказания [2].

Помимо положительных отзывов и соображений по поводу геймификации в образовании, существует и критика. Так, в качестве недостатков данной технологии рассматриваются следующие негативные следствия и особенности геймификации процесса профессиональной подготовки [3]:

- геймификация привносит сугубо внешнюю мотивацию в процесс обучения. Внешняя мотивация, внешние награды, такие как бейджи и пр. необходимы, но более важно познавательное содержание предмета изучения, важна внутренняя мотивация студентов к обучению;
- геймификация представляет собой всего лишь новый «маркетинговый ход». Известно огромное число примеров пренебрежительного использования наград в обучении, поэтому и преподаватель и студент должны четко определять и осознавать, за что именно даются награды (бейджи, очки и т. д.);
- геймификация психологически подрывает поведение. Многие студенты стремятся получить сами награды, но не сосредоточены на процессе обучения.

Геймификация при обучении в вузе направлена на создание информационно-обучающей среды, которая формирует самостоятельное, активное стремление студента к приобретению знаний, навыков и профессиональных умений, включая критическое мышление, умение командной работы и быстрого принятия решения, быть способным к эффективному взаимодействию. Таким образом, геймификация способствует раскрытию творческих способностей и стимулирует самообразование. Несмотря на бурное развитие процесса геймификации обучения, многие вопросы, особенно применения и места компьютерных игр в учебном процессе, находятся в стадии осмысления и экспериментирования.

Литература

1. Варенина Л.П. Геймификация в образовании [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/geymifikatsiya-v-obrazovanii>
2. Карленко О.М., Лукьянова А.В., Абрамова А.В., Басов В.А. Геймификация в электронном обучении [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.muh.ru/content/doc/2015/gamification_st_2015.pdf
3. Ницца А. Геймификация в образовании [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://te-st.ru/2012/12/21/gamification-education/>
4. Титова В.Н. Что такое геймификация? [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://moodle.ido.tsu.ru/course/view.php?id=741§ion=7>

ПРИЧИНЫ КОММУНИКАТИВНЫХ НЕУДАЧ В УСЛОВИЯХ МЕЖЪЯЗЫКОВОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБЩЕНИЯ

А.Д. Горюнов

Научный руководитель доцент Д.А. Терре

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мы живем в то время, когда международное сотрудничество играет всё большую роль. Конечно же, политическое, экономическое, научное сотрудничество невозможно без прямого общения между представителями разных языковых групп. Отсюда вытекает очень важная проблема, следствием которой может стать языковой барьер. Проблема успешности существует и в повседневном общении, но в сфере профессионально-коммуникации имеет решающее значение.

Межъязыковая профессиональная коммуникация рассматривается как содержательный (смысловой) процесс взаимодействия субъектов как носителей профессионального опыта с целью обмена информацией в производственной ситуации и достижения согласия (понимания) [3], осуществляемый при помощи иностранного языка, не являющегося родным для одного или обоих говорящих.

Включение в структуру коммуникации субъекта [1, 5], который обладает своим жизненным опытом и представлениями об окружающей его действительности (картиной мира), приводит к тому, что коммуникация рассматривается как обмен информацией, в ходе которого происходят процессы кодирования и декодирования самобытных «миров» говорящих, как следствие, неизбежны потери и помехи.

В общении могут возникать ситуации, когда между участниками отсутствует взаимодействие, взаимопонимание и согласие. Положение вещей, при котором вовлеченные в общение люди не могут реализовать свои коммуникативные ожидания, составляет основу понятия «коммуникативная неудача». В [4] коммуникативную неудачу определяют как такой сбой в общении, при котором речевые произведения не выполняют своего предназначения.

Выделяют три класса причин, вызывающих коммуникативные сбои [2].

1. Порождаемые устройством языка.
2. Порождаемые культурными различиями.
3. Порождаемые ситуацией общения.

Как и в любом другом виде общения, серьезным основанием для отчуждения участников профессионального межкультурного общения может служить низкий уровень языковой компетенции. Недостаточное владение языком, на котором ведется общение, может проявляться в некорректном использовании языковых средств и применении речевых стратегий, а также в неверном понимании содержания услышанного в ходе восприятия речи партнера по общению. При этом ошибки и нередко неверное истолкование значения слова связаны с различными представлениями о содержании понятия в рамках разных культур (например, разница в значении слова «магазин» в русском и «magazine» в английском языках), а также профессиональных сообществ (например, разница в понятиях «erosion» и «эрозия» в геологической сфере в зарубежной и отечественной традиции).

В межкультурном профессиональном общении происходит взаимодействие двух видов контекста: социокультурного и ситуативного, несоответствия в которых чаще и сильнее влияют в целом на успешность речевого общения вовлеченных лиц. Ситуационный контекст представляет собой совокупность компонентов, которые составляют коммуникативную ситуацию, и включают время и место, степень формальности/неформальности, участников общения. Набор норм и правил поведения, которые характеризуют определенную ситуацию и основываются на национальных особенностях, составляющих ценности культуры участников общения, составляет социокультурный контекст [4].

Каждый язык отражает реальный мир по-своему, фиксируя и закрепляя в языковой системе те или иные аспекты окружающей действительности (например, различие в системе времен в русском и английском языке). Своеобразие языковых картин мира будет оказывать влияние на успешность межкультурной профессиональной коммуникации. Межкультурная коммуникация – это, прежде всего, диалог культур. Различия между культурами приводят к возникновению трудностей в речевом взаимодействии, представители различных культур по-разному дешифруют полученные сообщения, что приводит к непониманию, напряженности, трудности и невозможности общения.

Степень близости или наоборот несовместимости различных культур нашла отражение в понятии культурной дистанции [2]. Чем меньше культурная дистанция, тем легче происходит адаптация к новой культуре. Культурная дистанция фиксирует отличия в одинаковых элементах культур: в языках, в одежде, пище, в религии, в уровне образования, в структуре семьи, обычаях и даже в климате.

Ситуационный аспект приобретает значение в силу того, любая коммуникация – это обмен информацией между людьми. Нарушение ожидания (обратной связи) в силу неполной адекватности понимания текста, приводит к непониманию участниками друг друга, выражающееся в чувстве неуверенности, неопределенности, беспокойства, недовольства.

Первый тип неопределенности проявляется в том, что человек точно не знает представлений и целей другой стороны общения, т.е. его индивидуальное представление об устройстве мира не эффективно в данной ситуации действительности. Поведенческая неопределенность связана с невозможностью предсказания поведения своего партнера. Эмоциональная неопределенность отражается в психологическом состоянии, когда человек переживает чувство тревоги, что он будет понят неправильно, его действия получают отрицательную оценку, как следствие, будет нанесен ущерб его личности и самооценке.

Ряд исследований показали, что степень неуверенности связана с неязыковым выражением состояния готовности начать общение, степенью интимности взаимодействия, искренности и симпатии в процессе коммуникации. Неопределенность ситуации для участников общения тем больше снижается, чем больше человек предоставляет другому участнику взаимодействия сведений о себе, показывает себя.

В чуждой коммуникативной среде наблюдаются трудности восприятия смыслов важных для собеседников вследствие отсутствия заинтересованности. В ходе общения при посторонних лицах участники могут испытывать дискомфорт, что мешает сторонам общения освоиться в данной ситуации общения и построить стратегию собственного коммуникативного поведения. В контактах с малознакомыми людьми уровень дискомфорта усиливается, и процесс нахождения общего языка затягивается. Чувство дискомфорта может возникать вследствие различных моментов, отвлекающих внимание и мешающих сконцентрироваться: прерывания разговора третьими лицами, непреднамеренных пауз, переключения внимания с разговора на другую деятельность из-за различных причин [4].

Таким образом, межкультурное профессиональное общение в значительной степени определяется неязыковыми условиями и формирует неязыковые реакции, такие как отношения и эмоции. Как следствие, успешность коммуникации, а также неудачи речевого общения в меньшей мере зависят от использования определенных языковых форм говорящими. В рамках общения в коллективе в чуждой коммуникативной среде очень трудно достичь согласия при обсуждении любых тем, так как социальные, психологические различия проявляются в большей степени; и коммуникация затрудняется из-за разницы в образовании, понимании нравственных норм. Также разные интересы, мнения, оценки, знания партнеров общения часто не позволяют добиться понимания в обсуждаемых вопросах.

Литература

1. Козлов Н.И. Коммуникация и коммуникативные навыки [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.psychologos.ru/articles/view/kommunikaciya>
2. Проблемы коммуникативных неудач в межкультурной коммуникации [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://studopedia.ru/3_204173_problemi-kommunikativnih-neudach-v-mezhkulturnoy-kommunikatsii.html
3. Профессиональное общение. Психология общения. Энциклопедический словарь [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://communication_psychology.academic.ru/

4. Типология коммуникативных неудач [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://bibliofond.ru/view.aspx?id=561066>
5. Уткина Ю.В. Подходы к уточнению понятия «профессиональная коммуникация педагога» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://obrazovanie21.narod.ru/Files/2012-1_p123-129.pdf

ЭТАПЫ РАБОТЫ С ВИДЕОМАТЕРИАЛАМИ НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ

А.Р. Кайтукаев, С.Д. Моисеев, Н.В. Ануфриев

Научный руководитель доцент Ю.В. Колбышева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные тенденции образования в настоящих условиях предъявляют особые требования к будущим специалистам и их профессиональной подготовке. Это касается не только уровня образования студентов, но также и развития у них коммуникативных способностей, формирования потребности в постоянном профессиональном росте и в готовности к профессиональной мобильности. Немаловажный акцент делается на развитии культурных ценностей у человечества в целом. В современных условиях глобализации, у человека появляются неограниченные возможности общения. Для того чтобы осуществлять общение в мировом масштабе, встаёт вопрос о владении несколькими иностранными языками. В этой связи возникает необходимость в формировании языковых, реальных коммуникативно-познавательных и культурных компетенций личности. Развитие экономических и политических связей приводит к широкому использованию иностранного языка в международном общении [1].

В XXI веке развитие современных технологий происходит быстрыми темпами. Это влечет за собой изменения в культуре, общение и взаимоотношение с другими людьми, в способе познания окружающего мира в целом [2]. В этой связи изучение иностранного языка открывает возможности познакомиться с культурой другого народа, а также воспитать уважение к чужой культуре.

Цель обучения иностранному языку в вузе заключается в формировании таких условий, которые позволят развить коммуникативную компетенцию необходимую для иноязычной деятельности по освоению зарубежного опыта в разных областях науки и техники. Все эти условия позволят будущему специалисту в дальнейшем осуществлять межкультурное и профессиональное общение. Проблема заключается в том, что овладение коммуникативной компетенцией на иностранном языке, особенно, если не находиться в стране изучаемого языка, достаточно сложная [3].

В межкультурном взаимодействии могут возникнуть культурные барьеры, которые связаны с традициями и привычками других народов. В этой связи при обучении иностранному языку стоит задача сформировать у студентов умение не только правильно строить свое речевое высказывание, но и достигать при этом взаимопонимания с другой стороны. Любое общение начинается с мотива и цели. Общение представляет собой процесс, который позволяет человеку взаимодействовать с другими людьми в социуме. Следовательно, для общения в иноязычном обществе необходимо, чтобы студенты учились общаться на иностранном языке в такой форме, которая характерна носителям языка.

В настоящее время при обучении иностранному языку используются различные способы получения информации, такие как аудио- и видео- источники. Они положительно влияют на прочность усвоения страноведческого и языкового материала. Наиболее эффективным способом изучения иностранного языка является использование видеоматериалов. Использование видеоматериалов позволяет не только услышать речь, но и наглядно увидеть происходящее, создавая общее представление и облегчая процесс понимания. Таким образом, наглядность позволяет воспринимать и перерабатывать речевую и зрительную информацию. Изучение любого иностранного языка основывается на четырёх основных принципах: чтение, письмо, говорение и восприятие речи на слух. Восприятие на слух является одной из важнейших ступеней овладения языком. Существует ряд способов, которые позволяют научиться воспринимать речь на слух, например, полезным может оказаться общение с носителем языка, самостоятельно можно прослушивать иностранные песни. Однако наиболее эффективным и доступным одновременно является просмотр фильмов. По некоторым подсчетам, правильный подход к просмотру иностранных фильмов обеспечивает быстрое распознавание почти 80% иностранной речи в повседневной жизни.

Правильно отобранные видеоматериалы позволяют повысить мотивацию к изучению иностранного языка у студентов особенно неязыковых специальностей. Доступность видеоматериалов является одним из преимуществ его использования. Для эффективности изучения иностранного языка требуется структурированная и поэтапная работа с видеоматериалами. Любой видеоряд представляет собой комбинацию видео- картинок и сопровождающего их текста, который воспринимается на слух [3]. Современный видеоматериал является источником разнообразной информации: получение новых страноведческих знаний, совершенствование навыком восприятия спонтанной речи на слух, развитие навыков монологической и диалогической речи. Видеоматериал позволяет в сочетании с прослушиванием побывать на месте события. Видеоматериал знакомит с реальными языковыми моделями, улучшает знания и опыт использования языка [2].

Следовательно, возникает вопрос, как смотреть иностранные фильмы правильно и с пользой. Есть ряд правил, которым необходимо следовать при просмотре фильмов на иностранном языке:

1. Перед просмотром фильма необходимо приготовить лист бумаги и ручку для записи.
2. Для начала, если вы новичок в изучение иностранного языка – выберите фильм, который вы уже видели в переводе и помните общую сюжетную линию.
3. Если вы владеете иностранным языком на достаточном уровне, в таком случае можно выбрать любой

фильм с незнакомым сюжетом.

4. Убедитесь, что к фильму есть субтитры. Если нет, то их всегда можно скачать в Интернете, например, для таких целей есть замечательный сайт www.tvsubtitles.net. Если вы будете смотреть фильм целиком без субтитров, вы вряд ли что-либо выучите.

5. Смотрите фильм эпизодами – как правило, до окончания какой-нибудь сцены или ситуации – от 5 до 20 минут (в зависимости от уровня владения языком). Первый раз смотрите фильм на английском без субтитров вообще – постарайтесь уловить общий смысл. Если вы смотрите фильм в компании, можете попробовать обсудить, кто что понял после первого просмотра: какие услышали знакомые слова и фразы. Во время первого просмотра хорошо бы услышанные знакомые фразы сразу выписывать себе на бумагу.

6. Далее просмотрите эпизод с английскими субтитрами. Останавливайте видео на непонятных моментах, выписывайте незнакомые слова и фразы, пользуйтесь словарем для их перевода. Обращайте внимание на ситуации, в которых произносятся фразы. Если это ситуации общения в аэропорту, магазине, банке, вы можете выписывать целые предложения, чтоб потом использовать их в реальной жизни в подобных ситуациях.

7. Не переживайте, если первые пару эпизодов в фильме отнимут у вас больше времени, чем вы планировали. Вам нужно привыкнуть к речи героев – интонациям, темпу, акцентам. После первых 15-20 минут вам будет легче распознавать их речь.

8. Не переживайте, если у вас не получится разобрать весь фильм за один раз. Иногда на это может уйти времени в 3 раза больше, чем продолжительность самого фильма. Можно уделять занятию просмотра фильма на иностранном языке от получаса каждый день до одного-полтора часов несколько раз в неделю, особенно если вы уже видели фильм в переводе и знаете сюжет.

9. Фильмы, которые вы однажды уже разобрали, можно через какое-то время пересматривать на иностранном языке без субтитров. Таким образом, вы освежите уже пройденные слова и выражения.

10. Старайтесь обращать внимание именно на речь и на то, как (с каким произношением и интонацией) разговаривают герои. Ведь именно для этого вы и разбираете фильм [4].

Следующий вопрос, который может возникнуть, это где можно посмотреть фильмы на иностранном языке. Огромным ресурсом фильмов располагает Интернет. Например, некоторые фильмы можно полностью посмотреть на YouTube.com, где они уже разбиты на эпизоды по 10 минут. Естественно, что приятней и правильней смотреть фильмы полностью, а не частями. В таком виде вы их можете найти на торрентах или специальных сайтах, таких как rutracker.org, torrents.net.ua, ex.ua, fs.to, <http://easyspeak.ru/blog/sovety-i-sekretы/kak-pravilno-smotret-filmy-na-anglijskom>. Также множество новых и популярных фильмов можно найти в он-лайн видеотеке Green Forest - MovieVille. Подписывайтесь на группу на этом сайте, и каждый день вы сможете просматривать интересные и обучающие видео, сериалы и фильмы на иностранном языке. Студенты старших курсов могут найти полезным для себя сайт uidio.com. На этом сайте можно смотреть фильмы и сериалы он-лайн и, зачастую, в отличном качестве. К сожалению, при просмотре он-лайн невозможно использовать субтитры.

В заключении следует отметить тот факт, что необходимо правильно подбирать видеоматериалы. Они должны учитывать желания и интересы студентов, уровень сложности языкового материала, уровень подготовленности самих студентов. Учитывая принцип коммуникативного подхода в обучении, работа с видеоматериалами является одним из важных компонентов построения самого процесса обучения иностранному языку. При обучении иностранному языку видеоматериалы обеспечивают дополнительный стимул у обучающихся в дальнейшем изучении иностранного языка и повышают мотивацию студентов. Благодаря просмотру фильмов на иностранном языке появляется возможность погрузиться в среду изучаемого языка и начать понимать живую иностранную речь. Также с помощью фильмов на иностранном языке можно легко запомнить разговорные фразы и научиться общаться не только на «бытовом» уровне.

Литература

1. Дигина, О.Л. Формирование межкультурной коммуникации студентов гуманитарных вузов: На примере изучения иностранного языка. Докт. диссер. на соиск-ие науч. ст. канд. пед. наук [Internet resource] – URL: <http://www.disscat.com/content/formirovanie-mezhkulturnoi-kommunikatsii-studentov-gumanitarnykh-vuzov-na-primere-izucheniya#ixzz40hP3mxzE> (access date 17.02.2016)
2. Плитчук М.В. Работа с видеоматериалом на уроках английского языка [Internet resource] – URL: <http://festival.1september.ru/articles/419925/> (access date 27.02.2016)
3. Коваленко, Н.С., Колбышева Ю.В. Этапы работы с видеоматериалом на иностранном языке в техническом вузе (на примере Института природных ресурсов ТПУ) // Филологические науки. Вопросы теории и практики. – Тамбов: Грамота, 2011. – № 2 (9). – С. 85-87.
4. Советы о том, как правильно смотреть кино на английском языке [Internet resource] – URL: <http://greenforest.com.ua/journal/read/10-sovetov-o-tom-kak-pravilno-smotret-kino-na-anglijskom-yazyke> (access date 19.02.2016)

СТУДЕНТ НЕЯЗЫКОВОГО ВУЗА И ЕГО ИНТЕРЕС К ИЗУЧЕНИЮ ИНОСТРАННОГО ЯЗЫКА
А.А. Кегелик

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Современные условия жизни таковы, что молодые люди, становясь студентами неязыкового вуза, должны иметь представления о тех требованиях, которые будут предъявлены к ним как к будущим специалистам. Выбирая ту или иную специальность, они уже с первого курса обучения начинают готовить себя к тому, чтобы быть способными составить конкуренцию на рынке труда другим выпускникам вузов.

Современному выпускнику высшего учебного заведения уже недостаточно быть высококлассным специалистом в своей области. Пальму первенства среди дополнительных плюсов при устройстве на работу по-прежнему держит владение иностранным языком. В условиях глобализации таким языком является английский язык. Поэтому студенты понимают, что уже не является достаточным умение прочесть и перевести профессиональный текст, требуется нечто большее – а именно умение использовать иностранный язык в разных сферах общения.

Все изменения, происходящие в области науки и техники, влекут за собой появление огромного количества новой информации как в своей стране, так и в странах дальнего зарубежья, поэтому большое количество специалистов вовлекается в то, чтобы непосредственно осуществлять международные научно-технические связи, а также способствовать тому, чтобы расширялись деловые контакты и крепились культурные связи. Ни для кого не секрет, что система международной информации только тогда будет функционировать на должном уровне, когда этим будут заниматься профессионалы. Под профессионалами понимаются те люди, которые помимо своей специальности еще и владеют иностранным языком и в состоянии за очень короткое время извлекать из иностранных источников всю интересующую их информацию и использовать ее на практике или в научной работе.

Реальная ситуация складывается таким образом, что, имея определенное количество часов на изучение языка в вузе, преподаватель бывает не в состоянии за столь короткий срок подготовить специалиста, хорошо владеющего иностранным языком. Но только ли проблема в количестве часов? Естественно, нет. Значительная часть проблем связана с мотивацией студентов, с их желанием знать язык хорошо.

Следует отметить, что в неязыковом вузе у большинства студентов в настоящее время наблюдается достаточно низкая мотивация к овладению иностранным языком. И этому есть объяснения. В числе первых причин, снижающих мотивацию, можно назвать трудность, вызванную спецификой предмета. У всех разные способности к изучению языков, поэтому поступая в неязыковой вуз и желая стать специалистом, например, в технической области, студент и сталкивается с проблемами, которые могли быть у него еще в общеобразовательной школе.

Надо отметить, что это не единственная трудность при дальнейшем изучении иностранного языка в вузе, которая уходит корнями в среднюю школу. Отсутствие или недостаточное количество преподавателей иностранных языков в школах (особенно в сельских районах) приводит к тому, что у будущих студентов из-за непонимания данного предмета, рождается непреодолимый страх перед этой дисциплиной, теряется вера в себя. В будущем, став студентом и столкнувшись вновь с этим трудным предметом, бывший школьник и нынешний студент начинает терять интерес к иностранному языку.

Говоря о мотивации, хочется отметить тот факт, что далеко не все студенты попадают в группу со сниженной мотивацией. Встречаются студенты (и таких немало!), которые уже на начальной ступени обучения в высшем техническом учебном заведении имеют достаточно хороший уровень владения иностранным языком. Это, как правило, либо выпускники школ и гимназий с углубленным изучением иностранного языка, либо школьники, дополнительно индивидуально занимавшиеся с преподавателями. Из этой ситуации логически вытекает вывод о том, что и отношение к языку у студентов с разным начальным уровнем владения иностранным языком будет неодинаковым при изучении его в вузе. Несомненно, это объясняется той сферой профессиональной деятельности, которую выбрал студент, и насколько ему потребуется использовать в ней иностранный язык [1].

Языковая политика вуза на современном этапе такова, что, учитывая вышеперечисленные трудности, преподаватели кафедр иностранного языка предпринимают попытки сформировать учебные группы таким образом, чтобы в них оказались студенты с одним уровнем владения языком. Это дает возможность учащимся в группах с низким уровнем знаний преодолеть свой собственный страх общаться на неродном для них языке, так как они оказываются среди тех, кто равен с ними по уровню, у них появляется уверенность, что они могут говорить и рождается интерес к данному предмету. Что касается групп с уровнем владения языком выше среднего, то здесь студенты получают возможность совершенствовать свои знания, расширять кругозор и повышать эрудицию.

Говоря о количестве часов, отведенных на изучение иностранных языков в неязыковом вузе, нельзя обойти стороной такую проблему, как введение профессиональной тематики, начиная со второго года обучения. В этом есть острая необходимость, так как многие студенты, приходя в вузы уже с опытом научных исследований, пытаются продолжить заниматься наукой, будучи студентами первого курса.

Как известно, одно из требований к научным публикациям на современном этапе – это перевод статьи на английский язык. Становится очевидным то, что студент должен быть готов к этому, то есть он должен овладеть лексическим материалом, учитывающим профессиональную направленность студента.

Студент, обучаясь в техническом вузе, должен, в первую очередь, понимать, что выучить иностранный язык не является для него самоцелью. Ему необходимо понять, владение языком – это средство достижения цели повысить свой уровень образования, стать высококлассным специалистом и быть востребованным на рынке труда.

Стоит отметить, что современному студенту в неязыковом вузе вполне возможно добиться достаточно высоких результатов в изучении иностранного языка, поскольку высшие учебные заведения очень хорошо технически оснащены. Активно внедряются информационные технологии в традиционный процесс обучения, оказывая существенную помощь для получения студентами знаний в этой области.

Студенту, изучающему иностранный язык в неязыковом вузе, предоставлено сегодня гораздо больше возможностей знать его лучше. Разработаны и внедряются различные электронные курсы с учетом специфики профилирующих специальностей, которые, во-первых, помогают сделать традиционное занятие более интересным, а во-вторых, их целью становится оказывать воздействие на студентов неязыковых вузов более глубоко изучать иностранный язык [3].

Итак, исходя из того, что из себя представляет студент, поступающий в неязыковой вуз, в плане владения иностранным языком на современном этапе, и, учитывая требования, которые к нему будут предъявлены работодателем на выходе из учебного заведения, приходим к выводу, что, во-первых, у него должен быть определенный уровень знаний в этой области, во-вторых, он должен иметь мотивацию в повышении уровня владения языком, и в-третьих, обязательно должна быть заинтересованность преподавателей в получении студентами качественных знаний и успешном их практическом применении.

Литература

1. Алексеева Т. Д. Проблемы теории и методики языковой подготовки в вузе. Модульный принцип обучения иностранному языку в условиях разноуровневой системы высшего образования // Вестник Российского государственного университета им. И. Канга. – 2009. – Вып. 2. – С. 69–74.
2. Титова С.В. Информационно-коммуникационные технологии в гуманитарном образовании: теория и практика. СПб. : Квинто-Консалтинг, 2009. 240 с.
3. Шевченко С. С., Баркунова Н. Б. Продуктивные условия эффективной деятельности преподавателя как предпосылки формирования личности студента при обучении иностранному языку // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. VIII Междунар. науч. конгр. : Междунар. науч. конф. «Геопространство в социальном и экономическом дискурсе» : сб. материалов в 2 т. – Новосибирск: СГГА, 2012. Т. 1. – С. 198–206.

ВЕБ-КВЕСТ КАК КОМПОНЕНТ ВИРТУАЛЬНОЙ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ СРЕДЫ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ИНОСТРАННОГО ЯЗЫКА В ВУЗЕ

М.С. Кириллина

Научный руководитель доцент Д.А. Терре

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день темпы развития современного мирового сообщества, открытость границ, необходимость совместного решения глобальных проблем вносят изменения во все сферы жизнедеятельности людей, в том числе и в образование. Будучи основой современного постиндустриального общества, информация является одним из ресурсов для производства, фундаментом для развития экономики и общества. Быстрый рост объема информации ведет к изменению технологий образовательной деятельности. В условиях все более возрастающего значения и появления новых информационно-коммуникативных технологий высшие учебные заведения вынуждены использовать в образовательном процессе возможности, которые дает глобальная сеть Интернет.

В настоящее время необходимым условием конкурентоспособности молодых специалистов на рынке труда являются навыки эффективного поиска и профессиональной обработки информации. Быстрый и результативный поиск сведений осуществляется для решения профессиональных задач, и способность использовать с этой целью виртуальную среду, также влияет на достижение успеха в работе и обучении.

Практика международных университетов [3] показывает, что можно достичь соответствия традиционного образования современным потребностям, создавая виртуальную среду обучения. Вслед за [2] виртуальная образовательная среда рассматривается нами как «информационное содержание и коммуникационные возможности локальных, корпоративных и глобальных компьютерных сетей, формируемые и используемые для образовательных целей всеми участниками образовательного процесса».

Существующее программное обеспечение предоставляет достаточно количество коммерческих и некоммерческих разработок, которые позволяют создавать виртуальные средства обучения. В условиях внедрения цифровых технологий в учебный процесс применение игровых методов с опорой на информационно-коммуникативные технологии открывает большие возможности для развития культуры общения студентов посредством их погружения в условные ситуации, созданные в виртуальной среде, в которых происходит формирование профессиональной личности студента [8].

Веб-квест (от английского «Web» - интернет пространство; «Quest» - продолжительный целенаправленный поиск, который связан с приключениями или игрой) - это проблемное задание с элементами ролевой игры, для выполнения которого используется информация из Интернета. Работа при выполнении задания осуществляется с сайтом в Интернете [5]. Технология веб-квест рассматривалась в аспекте

стимулирования мотивации [6], активизации деятельности [7], повышения интерактивности при изучении иностранного языка [4], а также использования комплексного подхода в обучении и развития критического мышления [1].

Применение этой технологии в учебном процессе со студентами, изучающими иностранный язык в вузе, создает у обучающихся устойчивый интерес к изучению языка и развитию речевых умений и навыков, приобщает исподволь к чтению специальной литературы на изучаемом языке. Этот вид деятельности позволяет совершенствовать мыслительные способности личности, и проявляет креативные возможности студента. Данная технология также способствует формированию таких качеств, как самостоятельность, целеустремленность в ходе взаимодействия обучаемых, развивает умение грамотно работать с Интернетом и рационально пользоваться временем, повышает мотивацию к самообразованию и др. Открытость, взаимодействие участников деятельности, возможность оказать помощь в получении результата, накопление совместно добываемого знания и возможность взаимной оценки и самоконтроля составляют характеристики создаваемой среды общения при работе с образовательными квестами [4].

Веб-квест имеет определенную структуру, которая включает:

- Вступление, которое знакомит студентов с темой и сценарием веб-квеста, а также с ролью участников квеста;
- Задание, которое должно быть легко выполнимо и содержать проблему, предложенную для рассмотрения, или вопрос, на который нужно найти правильный ответ. В качестве учебной задачи также может быть представлена позиция известного человека, которая должна быть обоснована и доказана;
- Процесс работы, который знакомит с инструкцией выполнения задания, обязательной для исполнения каждым участником;
- Ресурсы, представляющие собой ссылки на Интернет-ресурсы, книги и учебники, которые необходимы для выполнения задания, часто с кратким описанием основного содержания;
- Оценивание, осуществляемое на основе описанных требований, которые предъявляются к обучающимся. Критерии, по которым оцениваются достижения, определяются типом учебных задач, для решения которых предназначен веб-квест;
- Заключение, содержащее итог квеста, то есть своеобразный обмен опытом, который студенты получили во время прохождения веб-квеста. Результаты могут быть представлены как слайды презентации, в виде Интернет-страницы, или же просто документа Word, а также иной форме, позволяющей показать достижения студентов.

В качестве примера использования этой технологии на занятиях по профессионально-ориентированному иностранному языку можно привести образовательный веб-квест «Famous Rock Scavenger Hunt», предназначенный для студентов геологических направлений, изучающих тему «Породы и минералы» в рамках модуля «Геология». Данный веб-квест представляет собой кратковременный тип [7], целью которого является скорее углубление знаний и их интеграция, и рассчитан он на одно занятие.

Работа по выполнению данного проектного задания состоит из нескольких этапов:

1. Начальный этап – ознакомительный этап: командный этап, где студенты знакомятся с заданием, в соответствие с которым они получают роль любознательных и увлеченных геологов, цель которых заключается в том, чтобы собрать как можно больше сведений о полезных для их дальнейшей работы артефактах. Причем, конкурирующая группа старается их постоянно опередить. Кроме того, студенческие команды получают сведения о «поле битвы» - информацию о сайте, где им предстоит выполнить тест.

2. Второй этап – собственно интерактивный этап, когда участники в соответствие со своими ролями непосредственно выполняют тестовое задание индивидуально и находят информацию, требуемую для ответа на предложенный вопрос, выходя на различные сайты по ссылкам. При этом проводится анализ текстовой, а иногда представленной только графически информации. На этой стадии в команде может происходить взаимное развитие умений работы на компьютере с разным программным обеспечением и поиском информации в Интернете. Результаты фиксируются в соответствующих формах для ответов. Индивидуальная работа студентов ориентирована на совместный результат команды. Команда, для достижения своей цели, обменивается материалами, и подводит общий итог в форме презентации или устного доклада. Как вариант, можно опубликовать свои работы в сети.

3. Заключительный этап – этап оценивания. На этом этапе команды работают вместе с преподавателем. Подводят итоги по результатам исследования. Проводится конкурс между командами, где оценивается результат их работ. В оценивании работы принимают участие, как преподаватели, так и сами студенты. Основными критериями оценивания являются:

- Правильное понимание задания;
- Глубина проработки использованной информации;
- Логичность, структурированность представления информации;
- Индивидуальный, творческий подход к представлению темы;
- Языковая правильность при оформлении отчетных работ.

Как и в любом проектом задании, работа с веб-квестом включает формирование таких навыков как поиск, отбор, анализ, переработка информации, а также развитие умений работать в команде, аргументировать свою точку зрения, приходить к общему решению. Использование перечисленных навыков и умений основывается на знаниях языка и специальности, а также умениях работы с электронными сервисами, приобретенных на предыдущих занятиях. Таким образом, происходит взаимное объединение знаний в рамках

нескольких дисциплин: английского языка, информационных технологий и основной специальности, что определяет междисциплинарный характер осуществляемых проектов [1]. Преподаватель уже не является основным источником сведений и знаний для обучающихся. Он превращается в консультанта, который помогает эффективно использовать приобретенные знания. Преподаватель предлагает доступные проблемные задания, подбирает источники и ссылки в интернете, высказывает рекомендации, и тем самым создает комфортную учебную обстановку, при которой учебная деятельность протекает в условиях благоприятного климата, характерного для интенсивного обучения в рамках творчества.

Литература

1. Аверкиев Л.Г., Чайка Ю.А. О Междисциплинарных проектах на основе интернет-технологии веб-квеста в обучении профессиональному иностранному языку // Филологические науки. Вопросы теории и практики Тамбов: Грамота, 2013. № 7 (25): в 2-х ч. Ч. I. С. 15-18. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/o-mezhdistsiplinarnyh-proektah-na-osnove-internet-tehnologii-veb-kvesta-v-obuchenii-professionalnomu-inostrannomu-yazyku>
2. Вайндорф-Сысоева М.Е. Виртуальная образовательная среда как неотъемлемый компонент современной системы образования [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/virtualnaya-obrazovatel'naya-sreda-kak-neotemlemyy-komponent-sovremennoy-sistemy-obrazovaniya>
3. Колдунова Е.В., Ефремова К.А. Виртуальная образовательная среда как фактор конкурентоспособности образования [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://old.mgimo.ru/news/experts/document125817.phtml>
4. Кузнецова Т.А. Технология веб-квест как интерактивная образовательная среда [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ito.edu.ru/2011/ivanovo/II-0-12.html>
5. Пестрецова О.Ю. Использование технологии «веб-квеста» на уроках иностранного языка // Современные тенденции в обучении иностранным языкам и межкультурной коммуникации: Материалы Международной заочной научно-практической конференции. – Электросталь: Новый гуманитарный институт, 2011. С. 284-287. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.noungi.ru/NID/Teachers/Collection%202011.pdf>
6. Садовская Ж.И. Использование технологии веб-квеста как способ повышения мотивационной деятельности студентов // Современные тенденции в обучении иностранным языкам и межкультурной коммуникации: Материалы Международной заочной научно-практической конференции. – Электросталь: Новый гуманитарный институт, 2011. С. 287-289. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.noungi.ru/NID/Teachers/Collection%202011.pdf>
7. Романцова Ю.В. Веб-квест как способ активизации учебной деятельности учащихся [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://festival.1september.ru/articles/513088/>
8. Шайхлисламова Л.Ф. Ролевые игры на основе информационно-коммуникационных технологий в обучении диалогической речи студентов неязыковых вузов // Филологические науки. Вопросы теории и практики. Тамбов: Грамота, 2015. № 12(54): в 4-х ч. Ч. I. С. 201-204. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://scjournal.ru/articles/issn_1997-2911_2015_12-1_57.pdf

МЕТАФОРА КАК ОСНОВНОЙ СПОСОБ ОБРАЗОВАНИЯ ТЕРМИНОВ В СФЕРЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА Р.Р. Нутфуллин

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Одной из важных задач проведения лингвистических исследований на современном этапе является изучение и детальный анализ терминологии в любой отрасли промышленности. В России XXI века нефтегазовая отрасль является локомотивом экономики, поэтому именно в этой области очень активно продолжает развиваться международное сотрудничество. Следовательно, для успешного развития сотрудничества в области нефтегазового дела необходимо изучать терминологию и правильно использовать ее, поскольку это приобретает особую значимость и имеет практический интерес.

В настоящее время с развитием международных отношений нефтегазовых компаний и повсеместной интеграции российских компаний-операторов в зарубежное пространство особенно явно чувствуется необходимость в быстром, качественном техническом переводе документации, деловых переписок и переговоров. От этого зависят такие важные показатели, как скорость, качество выполняемых работ, репутация компании и, конечно же, ее прибыль и благополучие.

Современному инженеру для успеха в профессиональной деятельности английский язык так же необходим, как и французский язык был нужен для успеха в обществе в 18-19 веках [3]. Следовательно, любая нефтегазовая компания будет нуждаться в специалистах, владеющих иностранным языком на очень высоком уровне, поскольку на своем рабочем месте данный специалист столкнется с огромным количеством информации на английском языке.

Основная проблема, с которой, как правило, оказываются лицом к лицу молодые специалисты любой компании, выступающие одновременно и в роли переводчиков – это умение совместить глубокие знания в области нефтегазового дела с не менее обширными знаниями «технического английского». Необходимо отметить, что корректный перевод и грамотное использование английской терминологии нефтегазовой отрасли на сегодняшний день представляет собой слабое место каждой российской компании, которая сотрудничает с зарубежными компаниями-партнерами. В процессе работы мы встречаемся с терминами, при дословном переводе не дающими нужного значения или же имеющими несколько возможных вариантов перевода. Часто мы рискуем допустить серьезные ошибки, которые впоследствии могут привести к непониманию сторонами

друг друга, задержке выполнения работ и проектов, поставке неподходящего оборудования или порче существующего, что, в свою очередь, выливается в неоправданные расходы, невыполненные планы и задачи, а иногда и несчастные случаи.

Наиболее ярким примером таких «опасных» слов являются термины-метафоры, на первый взгляд, весьма отдаленно соотносимые с описываемыми ими объектами и явлениями. Однако, если посмотреть на них более внимательно, становится ясно, что они отражают свойства предмета, с которым проведено сравнение (например, либо описывают его геометрическую форму, либо выполняемую им функцию, либо некое его свойство). В связи с этим перед исследователем встает весьма важная и интересная задача – изучить основные трудности перевода технической литературы нефтегазовой тематики и, в частности, заострить свое внимание на наиболее часто употребляемых терминах-метафорах, вызывающих большие сложности, как у русскоговорящих соотрудников-инженеров, так и у профессиональных переводчиков.

Известно, что терминология – это ни что-то обособленно существующее в языке, а достаточно большая часть общелитературного языка. Поскольку язык является «живым организмом», следовательно, он постоянно изменяется, подвергается преобразованиям, поэтому и терминология, как его часть, не является чем-то статичным. Говоря о формировании терминологического корпуса в области нефтегазового дела, стоит остановиться на способах, при помощи которых происходит создание терминов. Из основных известных способов, коими являются морфологический, семантический и синтаксический, мы остановимся в своем исследовании на лексико-семантическом. Объяснить выбор данного способа терминообразования очень просто, т.к. самой частотной из его разновидностей является метафоризация.

Поскольку в своей работе мы имеем дело с терминами-метафорами, частотность которых очень велика в документопотоке международного нефтегазового предприятия, то дадим определение и «метафоре», и «термину». Итак, метафора – это слово или выражение, употребляемое в переносном значении, в основе которого лежит неназванное сравнение предмета с каким-либо другим на основании их общего признака. Термин определяется как слово или словосочетание специального (научного, технического и т. п.) языка, создаваемое (принимаемое, заимствуемое) для точного выражения специальных понятий и обозначения специальных предметов. Объединяя два определения в одно и получая термин-метафору, мы будем понимать под ним слово или словосочетание, которое описывает конкретное техническое понятие или явление путем сравнения двух разных предметов.

Доказано, что возможности метафоры очень широкие, т.к. задействованными оказываются различные ассоциативные механизмы, присущие метафоре [2]. Характер метафора, существующей в системе терминообразования нефтегазовой отрасли, можно назвать универсальным. Анализ исследуемого материала (это англоязычные тексты нефтегазовой тематики) показал, что наиболее часто встречающимися оказались антропонимические термины-метафоры, то есть такие метафоры, в основе метафорического переноса которых стоит человек как биологическое и социальное существо, а также так называемые зооморфизмы и биоморфизмы, где основой метафорического переноса являются образные характеристики представителей фауны и флоры:

- антропонимические термины-метафоры: age – возраст, arm – лапа долота, arm mixer – лопастная мешалка, arm's length negotiations – переговоры независимых сторон, не связанных коммерческими обязательствами, internal skin- внутренняя обшивка, finger shoe – пальцевой башмак ловителя, grip jaw – зажим, плашка, dead leg – тупиковая ветка трубопровода, finger – язык заводнения, ice face – поверхность соприкосновения со льдом, drip leg - каплеотводная труба, cutter teeth – зубья породоразрушающего инструмента, compact head – комбинированная колонная трубная головка, back-to-back partner – вахтовый напарник и др.

- зооморфизмы: cat walk – верхняя площадка мачты, chicken foot – точка соединения нескольких кабелей, spider deck – площадка для монтажа подводного оборудования, rat hole – шурф под квадрат, frog suit – облегченный костюм водолаза, claw – лапа муфты, monkey board – балкон верхового рабочего, donkey pump – вспомогательный насос, claw bar - гвоздодер, fish – подлежащий извлечению из скважины предмет, mouse hole – шурф под двухтрубку, pig ball – шаровой разделитель, mooring dolphin – швартовый пал, butterfly – передаточное устройство и др.

- биоморфизмы: branch – патрубок, крыло складки, Christmas tree – фонтанная арматура и др.

Литература

1. Белоусов В.С. Нефтяная промышленность: Учебное пособие для переводчиков. – Архангельск: The FLT Ltd, 2000. -281 с.
2. Киптей, Э. Логика метафорических преобразований. М.: Просвещение, 2000. – 152 с.
3. Мурзо Ю.Е., Киракозова Л.Г. Особенности письменного и устного перевода технических текстов горной тематики // Записки горного института. СПб., 2010. -360с.

ЦВЕТООБОЗНАЧЕНИЕ КАК ИЛЛЮСТРАЦИЯ СОЦИОКУЛЬТУРНЫХ КОННОТАЦИЙ

А.Н. Омирбекова

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Давно доказано, что цвет, являясь неотъемлемой частью жизни человека, оказывает на него огромное влияние. Человек, рассматривая предметы того или иного цвета, может получать эстетическое наслаждение. Цвет способен по-разному действовать на психику и физиологию человека. Важная роль, которую цвет играет в

культурных и языковых картинах мира, сделала термины цветообозначения самым излюбленным предметом лингвистических и культурологических исследований.

Цель нашей работы – изучить, как формируются цветовые категории и какие социокультурные коннотации в сознании носителей разных языков (русском, английском и китайском).

Казалось бы, имея одни и те же органы зрения, человек, к какой бы культуре он не принадлежал, должен видеть одни и те же цвета. Но на практике оказалось совсем не так, как можно было бы предположить. И этому есть объяснение. Учеными было доказано, что представители различных культур не только могут группировать оттенки цветов по-разному, но и относиться к цветам неодинаково, так как на это может влиять как климат и географическое положение, так и история развития страны.

Многие лингвисты, сравнивая два кардинально противоположных цвета – белый и черный – в вышеупомянутых языках, приходят к такому выводу, что они играют значимую роль в цветовой гамме языковой и культурной картин мира.

Действительно, эти два цвета воспринимаются по-разному из-за значения этого цвета в жизни людей, носителей того или иного языка. Так, например, черный, который в толковых словарях языков имеет значение *цвет угля, сажи*, обозначает траур, поэтому он считается цветом горя, беды и печали, а белый, имея значения *цвет молока, снега* в данных языках является цветом радости, чистоты и счастья. Что касается китайского языка, то нужно отметить такой факт, что там цветом траура, смерти, похорон будет белый цвет.

Как для русского, так для английского и китайского языков характерным оказалось традиционное соотношение чего-то плохого, нехорошего, нечистоплотного с черным цветом (Ср. рус. яз.: *черная душа, черные мысли, черные дни, черное пятно, черная дыра, черный список, черная бухгалтерия* и т.д., а в англ. яз.: *black market* – черный рынок, *black armband* – черная нарукавная повязка, *black soul* – черная душа и т.д., в кит. яз.: *черный список, черное сердце, черный занавес* (скрытая информация)), а хорошего, светлого, доброго, чистого – с белым (Ср. рус. яз.: *белая зависть, белый ангел, белая зарплата, белый снег* и др., а в англ. яз.: *white dove* – белый голубь, *white lie* – белая зависть и др.). [3]

Из-за культурных коннотаций белый цвет (цвет траура) в китайском языке будет иметь отрицательную оценку (Ср. *белый взгляд* – надменный, высокомерный взгляд; *белая еда* – это дармовая еда, которую получают попрошайничеством и др.).

Любопытным для анализа в трех языковых картинах мира стал красный цвет. Как говорилось выше, влияние на восприятие цвета и отношение к нему в той или иной культуре могут оказывать религия, смена формаций и природно-климатические условия страны.

Если обратиться к академическому Словарю русского языка (1986), то там можно встретить такие толкования красного цвета, как: *цвет крови; связанной с Красной Армией*, т.е. с советским строем; *прекрасный; почетный; радостный; красивый* и др. Становится очевидным, что произошла смена культурных коннотаций в связи со сменой формации (в результате революции 1917 года), и переносное значение красный возникло на основе ассоциаций с красным флагом.

Первоначальное значение *красивый, прекрасный* имело положительную оценку, так как базировалось на сравнении с естественными объектами и явлениями (*красный восход, красные зори, красная девица* и т.д.). После революционных потрясений и гражданской войны, когда нарушено было привычное существование человека, появилось и негативное восприятие этого цвета (*красный террор*). Далее опять менялись социокультурные коннотации данного цвета в русском языке.

В английском языке своя система точек отсчета, через которую преломляется все дальнейшее представление цвета. Нельзя ни обратить внимание на то, какого цвета в Великобритании почтовые ящики, телефонные будки и автобусы.

Для Китая красный цвет – это цвет радости, счастья, любви, удачи. Не случайно свадебное платье невесты в этой стране красного цвета. Известно, что древние китайцы поклонялись солнцу, считая его источником всего живого на земле. Оно – красного цвета. Поэтому все, что связано с созиданием, ведет к успеху и процветанию обязательно будет красного цвета (Ср. *красная прибыль* – премия; *красный артист* – тот, кто стал мгновенно известным и популярным, *красная горошина* – символ любви и т.д.).

Еще одним очень значимым цветом для трех культур является зеленый цвет. При изучении толкования этого цвета в словарях каждого языка, видим, что в качестве эталона определения данного цвета во всех языках выступают природные объекты, такие как трава, листья деревьев, растения. Анализ данных показал, что во всех культурах (английский язык – западная культура; китайский язык – восточная культура и русский язык – язык культуры, стоящей на стыке запада и востока) цвет реальных объектов флоры и фауны воспринимается одинаково (Ср. рус. яз. – *имеющий цвет зелени, травы, листья*; англ. яз. – *цвет свежей травы, цвет растущей травы и листьев большинства растений и деревьев*; кит. яз. – *цвет травы или молодых листьев деревьев*). [4] Поскольку ассоциация с определением данного цвета во всех языках связана с природными объектами, естественным цветом, который окружает человека с рождения, и как говорят психологи, изучавшие влияние цвета на человека, является цветом успокоения, умиротворения, поэтому во всех языках он имеет положительные социокультурные коннотации.

Таким образом, сопоставив эталоны некоторых цветов в трех языках, можно сделать вывод, что несмотря на то, что культура цвета страны, представляющей восточную цивилизацию, имеет довольно существенные отличия по сравнению со странами запада, есть и большое количество свидетельств того, что прослеживается сходство многих эталонов цвета и в той, и другой культурах.

Литература

1. Васильев А.П., Кузнецова С.Н., Мищенко С.С. Каталог названий цвета в русском языке. М., 2002
2. Вежбицкая А. Язык. Культура. Познание: пер. с англ. – М., 1996
3. Тер-Минасова С.Г. Язык и межкультурная коммуникация. – 2-е изд., дораб. – М., 2004
4. Фрумкина Р.М. Цвет, смысл, сходство: Аспекты психолингвистического анализа. – М., 1984

СТУДЕНТЫ БЛИЖНЕГО И ДАЛЬНОГО ЗАРУБЕЖЬЯ: ПРОБЛЕМЫ ТОЛЕРАНТНОСТИ
Д.А. Понамаренко

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Человечество достигло на современном этапе определенной фазы развития, для которой характерным признаком является кратно увеличившийся обмен и сотрудничество в разных областях, будь то культура, информация или экономика. Сейчас невозможно говорить об обособленном существовании какого-либо народа и культуры. Мы становимся свидетелями того, как быстро и интенсивно идет процесс сближения стран, а, следовательно, и процесс обмена «людским резервом». Под таким резервом понимаются представители населения различных социальных групп из разных стран. Это могут быть молодые люди, которые приезжают в другую страну, чтобы найти работу или получить образование.

Мы в своем исследовании рассмотрим проблемы толерантности, которые могут возникнуть в определенной социальной группе, а именно в студенческой среде. Как известно, студенчество всегда было представлено наиболее инициативной частью молодежи. Как правило, это творческая, активная, стремящаяся к развитию и способная ориентироваться в рыночных условиях молодежь.

Не секрет, что все высшие учебные заведения нашей страны стремятся пригласить молодых людей из других стран получить образование в России. Поэтому очень много студентов из дальнего и ближнего зарубежья обучается не только в столичных вузах, но и в учебных заведениях, находящихся в других крупных городах страны.

Для каждого высшего учебного заведения, принимающего иностранных студентов, важным становится не только предложить обучающимся качественную образовательную услугу, но и создать такой социально-психологический климат, чтобы иностранный студент воспринимал среду, в которой он находится, как комфортную и безопасную.

Не вызывает сомнения тот факт, что любой человек, оказавшийся на какое-то время за пределами своей страны, будет испытывать определенные трудности, чтобы адаптироваться в чужой стране. Этот процесс, безусловно, долгий и сложный. Сложным он является потому, что один на один с трудностями оказывается не просто человек, а человек молодой (чаще, совсем юный), так как получать высшее образование начинают в 17-18 лет. Приезжая на учебу в другую страну, иностранный студент попадает в совершенно другой, чужой для него мир – мир чужого для него языка, чужой культуры и чужих традиций. Здесь кроме внутренних переживаний при вхождении в другую культуру, студент испытывает и внешнее давление, связанное с не всегда дружественным отношением к нему окружающих.

Исследуя сложный процесс адаптации иностранного студента, мы рассматриваем его собственное поведение и отношение к окружающим, языку и культуре той страны, где он учится, также мы пытаемся анализировать поведение представителей «принимающей стороны», то есть оцениваем, насколько такое поведение является толерантным.

Многими словами толерантность определяется как терпимость к чужому мировоззрению, поведению и образу жизни, а также к традициям и обычаям представителей другой страны. Если мы зададим вопрос, должна ли толерантность воспитываться в человеке с детства, естественно, получим положительный ответ. Именно семья помогает человеку с рождения получить опыт общения с людьми других взглядов и привычек, сформировать у ребенка ценности, которые в будущем пригодятся для толерантного общения с теми, кто его окружает. В это время начинает формироваться и чувство культурной идентичности.

Способность понять другое мировоззрение и позволить другим жить, согласно их культуре и обычаям особенно важно для молодежной (студенческой) среды, так именно в этом возрасте создается фундамент для дальнейшего социального поведения молодых людей.

Как было сказано выше, в высших учебных заведениях России получают образование студенты из ближнего и дальнего зарубежья. Одни и те же или совершенно разные трудности и проблемы с толерантностью испытывают студенты из тех и других стран в процессе адаптации? Осмелимся предположить, что трудности разные, и проблемы с толерантностью тоже разные.

Чтобы объяснить эти различия, стоит сделать экскурс в историю. Какие страны называются странами ближнего зарубежья? Мы помним, что после распада Советского Союза был образован Союз независимых государств (СНГ), куда вошли все бывшие республики СССР. За долгие годы совместного существования в составе СССР было создано огромное количество этнически смешанных семей, где дети воспитывались в уважении к другим национальностям – была дружба народов. Поэтому нынешнее поколение студентов из стран ближнего зарубежья, воспитанные родители, которые «родом из Советского Союза», практически не испытывают никаких проблем (ни языковых, ни культурных). Приезжая в Россию, они очень быстро адаптируются, а российские студенты даже не склонны считать их иностранными студентами, поскольку все еще

крепки связи и отношения между Российской федерацией и странами СНГ. Насколько изменятся эти отношения, и станет ли процесс адаптации для таких студентов проблемным, покажет время.

Совсем другая картина предстает перед нами, когда в роли иностранных студентов выступают представители дальнего зарубежья. Стоит отметить, что количество стран, которые направляют своих студентов учиться, с каждым годом увеличивается. Получают у нас образование студенты из Европы, Азии и ряда Африканских стран. Для того, чтобы сформировать толерантное отношение к представителям этих стран, необходимо детально изучить особенности культур, чтобы появилось четкое представление о сходстве и различии жизненных позиций, ценностных ориентирах у иностранных студентов и русского студенческого сообщества.

Незнание тонкостей чужой культуры нередко приводит к непониманию, недоверию, а иногда к конфликтным ситуациям. Чтобы найти выход из сложившейся ситуации, решить спорные вопросы, необходим диалог – «диалог культур». Как узнать больше о представителях той или иной страны, как лучше понять поведение студента и изучить его психологию? Решение нужно искать в совместной деятельности: в качестве такой совместной работы могут быть использованы организация и проведение различных конкурсов, фестивалей, праздничных мероприятий. Нельзя ни обращать внимание и на такую сферу деятельности, как участие иностранных студентов в общественной жизни учебного заведения.

Известно, что работа, которую студенты выполняют вместе, сближает и вызывает у обеих сторон чувство уважения друг к другу, помогает понять ценности другого и найти «общий» язык [2]. Так, например, в Национальном исследовательском Томском политехническом университете стараются не только распределить равномерно иностранных студентов в учебных группах, но и расселить их в учебных общежитиях по соседству с иногородними студентами из той же учебной группы. Надо отметить тот факт, что это дает положительные результаты: студенты вместе готовятся к экзаменам, работают над проектами, помогая и поддерживая студентов из других стран.

Кафедры иностранных языков и кафедры, обучающие студентов из дальнего зарубежья русскому языку как иностранному, стараются оказывать посильную помощь для формирования толерантного отношения к особенностям студентов из других стран. Преподаватели и студенты принимают участие в организации и проведении различных творческих мероприятий, которые позволяют получить максимальную информацию о культуре и традициях тех стран, чьи студенты обучаются в Томском политехническом университете.

Таким образом, можно констатировать, что только качественные программы по обучению и воспитательной работе, направленные на формирование толерантности, могут помочь избежать конфликтных ситуаций и способствовать духовно-нравственному воспитанию молодежи.

Литература

1. Мнеллов М.П. Толерантность. Изд-во «Республика» 2004. - 416с.
2. Солдатова Г.У. Шайгерова А.А. Психодиагностика толерантности и личности. 2008. - 172с.

РОЛЬ ЭМОЦИЙ В ФОРМИРОВАНИИ МОТИВАЦИИ ИЗУЧЕНИЯ ИНОСТРАННОГО ЯЗЫКА У ПЕРЕВОДЧИКОВ В СФЕРЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ

А.А. Чимчикова

Научный руководитель доцент Д.А. Терре

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Вхождение в мировое образовательное и информационное пространство сопровождается в настоящее время активным поиском новых возможностей воспитания личности современного специалиста, который способен свободно ориентироваться в многокультурном мире, понимая его ценности. Проявляя активную личностную позицию в профессиональной деятельности, он использует достойные формы социокультурного поведения в процессе сотрудничества с представителями других профессиональных сообществ в нашей стране и на международном уровне. Необходимость обеспечивать плодотворное общение с иностранными специалистами в разных областях приводит к развитию системы дополнительного профессионального образования для переводчиков в сфере профессиональной коммуникации [3]. В современных условиях профессионального образования повышение мотивации к изучению иностранного языка необходимо как условия достижения более высокого качества обучения. Мотивация, как осознаваемый или неосознаваемый психический фактор, побуждающий человека к совершению определённых действий и определяющий их цели [1], является необходимым условием вовлеченности студента в учебную деятельность, а также в значительной мере определяет ее результативность.

Формирование правильной мотивации, постановка целей сопровождается воздействием и на эмоциональное отношение к изучению иностранного языка. Эмоции как субъективные реакции человека на воздействия внешних и внутренних раздражителей, отражающие личную значимость этих событий для субъекта в форме переживаний проявляются в виде удовольствия или неудовольствия. Характер переживания (удовольствие или неудовольствие) определяет знак эмоций — положительные или отрицательные. По специфике и особой окраске переживаний выделяются три основные эмоции: страх, гнев и радость. Не смотря на имеющееся разнообразие переживаний, практически всякая эмоция является специфичным проявлением одной из этих реакций. Тревожность, беспокойство, боязнь, ужас являются проявлениями страха;

веселье, ликование, торжество — радости; гнев может реализовываться через злость, ярость, раздражительность [4].

Учебная деятельность обычно вызывает мало положительных эмоций, чаще в ней преобладают отрицательные эмоции, такие как скука и страх.

Разные аспекты учебного процесса вызывают различные эмоциональные проявления, наиболее важными из них являются: 1) положительные эмоции, которые возникают как следствие ровных хороших, деловых отношений студента с преподавателем и одногруппниками, отсутствием конфликтов с ними; 2) положительные эмоции, возникающие как следствие понимания своих увеличивающихся возможностей в достижении успехов в учебе и решении трудных задач; 3) положительные эмоции при работе и освоении нового учебного материала. Психологи выделили ряд стадий — «реакций» на новизну материала: от эмоций любопытства и позднее любознательности, возникающих при столкновении с занимательным материалом до устойчивого познавательного отношения к предмету, характеризующему захваченность предметом изучения [2]; 4) положительные эмоции, возникающие при результативной самостоятельной работе над получением информации, овладении более рациональными приемами при осуществлении учебной деятельности, и продуктивного самообучения. Эти основные эмоции формируют комфортную эмоциональную атмосферу в процессе изучения иностранного языка. Создание эмоционально-комфортной атмосферы позволяет добиться успеха в организации эффективного учебного процесса.

За периодом переживания положительных эмоций, характерных для успешного выполнения задания, и приводящих к естественному состоянию эмоционального комфорта, обычно наступает период появления новых целей и сложностей в учебном процессе, который сопровождается состоянием относительного дискомфорта. Отрицательные эмоции обязательно должны сменяться положительными; однако, и те и другие могут использоваться в учебном процессе в определенных целях. Неудовлетворенность результатами учебной деятельности в течение долгого времени приводит к пассивности и неуверенности студентов в своих силах. Столкновение с трудной задачей, решение которой не находится в процессе учебной деятельности, также уменьшает самостоятельность и инициативу, не мотивирует студентов к последующему поиску решения задач большей сложности.

Понимание своих профессиональных потребностей, имеющийся жизненный, учебный и профессиональный опыт, требование высокого качества и результатов обучения составляют специфику мотивации студентов-переводчиков, в том числе, познавательного интереса, который определяет увлекательность процесса познания для этой категории учащихся. Содержание учебной деятельности должно стать основным фактором, формирующим интерес студентов-переводчиков. Стимулирующее мотивацию содержание разрабатывается с учетом основных принципов обучения, и отвечает принципу научности, связи с жизнью, имеет воспитывающее влияние и практическое значение. Имеются специальные приемы, применение которых позволяет повысить мотивирующее воздействие содержания обучения. К наиболее эффективным средствам относят создание ситуации актуальности, новизны, приближение содержания к последним достижениям и открытиям науки, техники и культуры. В этом отношении программа обучения студентов-переводчиков предполагает использование информационно-коммуникационных технологий, таких как работа в системах вебинаров, видеоконференций, со средствами интерактивной среды, а также знакомство с программным обеспечением, необходимым для осуществления перевода.

Познаваемая и эмоциональная составляющая интереса тесно связаны, поэтому в процессе изучения большое значение имеет не только получение информации, но и мышление, и чувства. При воздействии на процессы внимания, запоминания, осмысления активизируются внутренние эмоциональные реакции (удовольствие-неудовольствие) личности, как следствие, эти процессы протекают более интенсивно и поставленные цели достигаются быстрее. Создание ситуаций занимательности вследствие введения в учебный процесс занимательных примеров, опыта является одним из средств эмоционального стимулирования учебной деятельности. Глубокие эмоциональные переживания у студентов может вызывать необычный факт, парадоксальный опыт. Эмоциональная приподнятость, возникающая при использовании ярких художественных и образных приемов, занимательных форм, вследствие чувства удивления, и нравственного переживания определяет позитивную мотивацию к учебной деятельности и составляет основу познавательного интереса [2]. Чтобы способствовать формированию положительного отношения к учебной деятельности, предлагаются разнообразные виды работ: занимательный материал, игровые моменты, яркая наглядность, проблемные задачи и нетрадиционные формы проведения занятий.

К примеру, как указывается в [3], при использовании проблемных ситуаций студенты-переводчики приобретают знания и осваивают новые способы преодоления трудностей при решении проблемных задач в ходе успешного разрешения конструктивных противоречий и конфликтов, что приносит студентам-переводчикам эмоциональное удовлетворение. Реализация принципа проблемной направленности предполагает, что в тексте обязательно содержится проблема, актуальное решение которой стимулирует желание студентов применить полученные сведения в профессиональных и бытовых ситуациях. Немаловажным условием для применения этого подхода является тематический подбор текстов, охватывающих круг проблем, при решении которых студенты выходят из проблемного положения, применяя в учебном процессе свой опыт из жизни или профессиональной деятельности. Не только передача содержания, но и способность студентов использовать извлеченную информацию в конкретных ситуациях общения являются целью подбора текстового материала в соответствии с принципом ситуативности. В случае появления и поддержания коммуникативно-познавательного интереса студенты склонны искать полезную для них информацию в нескольких различных источниках. В соответствии с реализуемыми задачами система учебных текстов обычно представлена текстовыми материалами

публицистического стиля из Интернета, иностранных газет и журналов в жанрах статей, очерка, комментария, интервью, авторскими учебными пособиями. Широко используются визуальные опоры в виде схем, графиков, диаграмм, фотографий, рисунков, а также карикатуры, комиксы, которые позитивно влияют на эмоциональные переживания студентов и служат стимулом к высказыванию и активизации умственной деятельности студентов-переводчиков.

Эффективным методом стимулирования интереса является прием познавательных игр. В ходе игры формируется мотивация достижения в эффективной совместной учебной деятельности. Применение игр решает практическую задачу организации психологического отдыха, переключения внимания.

Необходимо также обеспечить подкрепление результатов деятельности успехом. Оценка деятельности студента преподавателем и его похвала имеют большое значение для обучающихся, а также способствует поддержанию и усилению мотивации изучения. Поощрение предполагает выражение одобрительной оценки сообществом результатов учебной деятельности студента в отдельности или целого коллектива. Стимулирующая роль этого приема определяется тем, что при поощрении происходит общественное признание избранного и реализованного образа действий. Испытывая чувство удовлетворения, студент чувствует прилив энергии, он приобретает уверенность и готов работать самостоятельно. Поощрение как прием стимулирования активности работает более эффективно, если оно содержит также оценку способов совершения деятельности. Ситуация успеха может создаваться при оказании индивидуальной помощи и поддержки студентов в ходе выполнения учебных упражнений одинаковой сложности.

Влияние эмоций усиливается, если они не просто возникают при выполнении учебной деятельности, а формируются до нее, тем самым готовят студента к активной работе, поэтому огромное значение приобретает восприятие всей ситуации обучения как успешной. Для ситуации успеха необходима благоприятная морально-психическая атмосфера, то есть создается среда, когда студенту хочется слушать иноязычную речь, производить высказывания на языке, когда ему доставляет удовольствие делать упражнения и работать в рамках предлагаемых ситуаций. Он чувствует внимание преподавателя и одноклассников к себе, и испытывает чувство удовлетворения, радости от того, что он в состоянии достичь посредством иностранного языка. Ситуации успеха преподаватель организует, поощряя промежуточные действия студентов-переводчиков. Успешное овладение иностранным языком требует индивидуального подхода к студентам, так как следует принимать во внимание «коммуникабельность» обучающегося.

Выполнение индивидуальных заданий ставит всех студентов как бы в равные условия, что очень важно для благоприятного психологического климата при изучении языка. Никто не чувствует себя ущемленным в глазах одноклассников, хотя проводится определенная дифференциация в заданиях. Причиной, побуждающей к изучению иностранного языка, является вовлечение обучаемых в интенсивную коммуникативную деятельность путем использования различных форм организации работы на занятии. Кроме того, благоприятный климат на занятии может быть создан самим речевым поведением преподавателя. Необходимым условием высокой мотивации является установление межличностного общения в ходе различных мастер-классов с представителями осваиваемой профессии, овладение культурой общения с коллегами и клиентом-заказчиком при выполнении профессиональной деятельности.

Исследования мотивационной сферы студентов свидетельствуют [3], что для усиления и оказания положительного влияния на мотивацию особое значение имеет использование целого комплекса разнообразных приемов, сочетаемых с различными видами активности и формами работы в ходе изучения иностранного языка. Практика показывает, что чем разнообразнее используемые приемы, тем выше интерес к осуществляемой деятельности, тем активнее студенты участвуют в ней.

Литература

1. Денисенко В.С. 1999 Роль эмоций в психической организации человека [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://ref.by/refs/68/16228/1.html>.
2. Козлова Е. Г. Роль чувств и эмоций младших школьников в процессе формирования положительного отношения к учебной деятельности [Электронный ресурс] - Режим доступа: http://www.school61.ru/Science/Kozlova_scince.html.
3. Митрюхина И.Н. Методика формирования коммуникативно-познавательного интереса при обучении иноязычному говорению переводчиков в сфере профессиональной коммуникации. Автореф. Дис. ... канд.пед.наук [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://elar.uspu.ru/bitstream/uspu/128/1/aref00143.pdf>.
4. Сущность, функции и виды чувств и эмоций [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://ref.by/refs/68/16228/1.html><http://www.grandars.ru/college/psihologiya/emocii-i-chuvstva.html>.

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕВОДА СОКРАЩЕННЫХ ЛЕКСИЧЕСКИХ ЕДИНИЦ В АНГЛОЯЗЫЧНЫХ ТЕКСТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ТЕМАТИКИ

И.В. Шаров

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Научно-техническая революция двадцать первого века, международные интеграционные процессы в области экономики, промышленности и народного хозяйства значительно углубили и расширили наши познания

о мире, о том, что было известно раньше, а также о новых, только что формирующихся отраслях деятельности. Терминологический корпус значительно расширился. Как известно, большинство новых понятий как в русском, так и в английском языках выражается при помощи словосочетаний, отражающих наиболее полно и точно каждый термин. Часто появляется стремление сократить термины, представляющие такую конструкцию, так как они громоздки для использования. В одних случаях это приводит к тому, что начинают употреблять усеченный вариант термина, который, как правило, состоит из одного основного компонента, в других случаях прибегают к употреблению разного рода аббревиатур.

Как известно, на современном этапе аббревиация является самым распространенным способом для создания номинативных единиц. Основная функция аббревиации состоит в том, чтобы обеспечить передачу как можно большего количества информации, используя при этом по минимуму звуковую оболочку и графическую форму, тем самым повышая эффективность коммуникативной функции языка. Аббревиатуры подразделяются на звукобуквенные аббревиатуры и акронимы. Многие исследователи старались подробно изучить проблемы, касающиеся сокращенных лексических единиц, поскольку они представляют собой особое языковое явление во всех современных языках. Большое количество научных трудов, как российских, так и зарубежных авторов, к числу которых относятся исследования Е.П. Волошина, В.Г. Павлова, М.М. Сегалья, Р. Уэльза, посвящены данной проблеме.

В статье предпринимается попытка рассмотреть проблемы перевода сокращенных лексических единиц в англоязычных текстах нефтегазовой тематики.

Существует неоспоримая точка зрения, что перевод всегда был и остается одним из самых сложных видов человеческой деятельности, поскольку в процессе перевода производится не просто замена одного языка другим, а происходит столкновение разных культур, традиций, способов мышления. Что касается аббревиатур в текстах из научной и технической литературы, то при переводе обнаруживается целый ряд грамматических особенностей, поэтому в данном процессе приходится ориентироваться не столько на тех, кто является носителем данного языка, сколько на тех, кто принадлежит к определенной профессиональной группе и обладает конкретными экстралингвистическими знаниями.

Большинство исследователей сходятся во мнении о том, что аббревиация представляет собой достаточно сложное и многогранное явление, которое уходит корнями в глубокую древность. Известно, что аббревиатура в разных видах записанной речи так же стара, как и сам письменный язык.

Аббревиация (от лат. **abbrevio** – сокращаю) ведет свою историю от шумеров, чья письменность считается первой из зарегистрированных на Земле (IV в. до н.э.) [3]. Делая экскурс в историю появления аббревиатур, узнаем, что в древности они употреблялись для того, чтобы сократить единицы, обозначающие меру и вес. Известно из истории, что бронзовые монеты, которые были выпущены до конца III века н.э., на обратной стороне монеты имели две буквы **SC** (аббревиатура от *Senatus Consulto*). Это говорило о том, что сенат специальным постановлением подтверждал покупательную номинальную способность монет. Дело в том, что при отсутствии данного знака, монеты не представляли никакой ценности.

Процесс, который состоит в образовании единиц вторичной номинации, суть которого заключается в сокращении длины исходного наименования, что в результате приводит к формированию сокращенного варианта этого наименования, называется аббревиацией. А аббревиатура – это единица письменной или устной речи, которая создается из отдельных элементов графической или звуковой оболочки начальной полной формы, с которой данная единица находится в определенной лексико-семантической связи. Аббревиатуры читаются, произносятся и воспринимаются по названиям букв: **e.m.f.** (*electromotive force*) – электродвижущая сила; **ADT** (*applied drilling technology*) – технология практического бурения; **ADA** (*action data automation*) – автоматическая обработка данных; **kVA** (*kilovolt-ampere*) – киловольт-ампер. В английском языке наблюдается тенденция к сокращению любого термина. Обычно аббревиатуры употребляются чаще, чем сами термины: **LNG** (*liquefied natural gas*), **COG** (*coke oven gas*), **PC** (*personal computer*). Русский язык по количеству аббревиатур значительно отстает от английского языка, т.к. то, что принято называть термином в русском языке, в английском языке преобразуется в аббревиатуру: **LN** (*liquid nitrogen*) жидкий азот; **J-T** (*Joule-Thompson*) джоуль.

Становится очевидным, что природный газ является одним из важнейших источников энергии, во-первых, потому что его запасы огромны, а во-вторых, он является экологически чистым топливом по сравнению с нефтепродуктами. Кроме того, выбор его как топлива помогает решать две проблемы, связанные с окружающей средой – это загрязнение атмосферы и создание парникового эффекта. Использование сжиженного природного газа (СПГ) в качестве топлива для удаленных от магистральных трубопроводов уголков России является наиболее актуальным на современном этапе. Именно этим объясняется выбор статьи на очень важную для нефтегазовой отрасли тему о технологиях по сжижению природного газа. В качестве примера приведем отрывок из статьи и перевод данного фрагмента.

LNG Peak Shaving CB&I

Comprehensive LNG Peak Shaving Capabilities

For more than 50 years, **CB&I** has been a leading provider of engineering, procurement and construction services for the liquefied natural gas (LNG) industry encompassing LNG storage, liquefaction, vaporization, and all related equipment, systems and infrastructure. Using a unique, true **EPC** approach, we provide our customers complete solutions from feasibility studies through commissioning.

СПГ «пикового» потребления CB&I

Широкие возможности СПГ для «пиковых» нагрузок

За более чем 50 лет **CB&I** (Chicago Bridge & Iron Company) стала ведущей компанией в сфере проектирования, поставки и изготовления оборудования для производства сжиженного природного газа (**СПГ**), которое включает хранение **СПГ**, непосредственно сам процесс сжижения, регазификацию и все сопутствующее оборудование с инфраструктурой. Компания использует уникальный правильный подход, известный как **Engineering, Procurement, Construction**, благодаря которому мы предоставляем нашим клиентам комплексные решения от технико-экономического обоснования до ввода в эксплуатацию.

Чтобы перевести данный фрагмент, использовались различные способы перевода. Такое сокращение, как **LNG** не вызвало особых затруднений, т.к., во-первых, в контексте далее была приведена расшифровка (*liquefied natural gas*), к тому же, это достаточно известная аббревиатура среди специалистов и тех, кто имеет хоть какое-то отношение к нефтегазовой отрасли. В данном случае, использовался способ перевода полной формы и создание на его основе русского сокращения. Следует отметить, что перевод на русском языке сразу дан как аббревиатура.

Что касается следующей аббревиатуры **CB&I**, то она вызвала определенные затруднения. Переводчик вынужден был прибегнуть к детальному анализу контекста. В результате анализа было высказано предположение, что данная аббревиатура – это название компании, которая изготавливает техническое оборудование. Огромную роль в понимании правильности догадки сыграла ссылка на сайт данной компании (www.CBI.com). В этом примере используется способ полного заимствования, т.к. переводится имя собственное – название компании, и сохраняется способ написания – использование специального знака «&».

Рамки данной работы, к сожалению, не позволяют продемонстрировать детальный анализ всех аббревиатур. Осуществив перевод данной статьи с английского языка на русский, можно сделать вывод, что в конкретном тексте аббревиатуры занимают незначительную часть, но их специфичность и узкое употребление вызывают серьезные затруднения при переводе.

Литература

1. Булатов А.И. Современный англо-русский и русско-английский словарь по нефти и газу. Около 60 000 терминов. – М: РУССО, 2006 – 752 с.
2. Ракигина Н.Н. Аббревиатуры в сопоставительном аспекте // Язык. Культура. Коммуникация: материалы междунар. науч. конф. - Челябинск, 2004. - С. 128-130.
3. Шаповалов А.П. Аббревиация и акронимия в лингвистике. - Ростов н/Д., 2003. - с. 80-84.
4. Quirk .R. A grammar of contemporary English. London, 1972. - 248с.

КВАНТИТАТИВНЫЕ ИНТЕНСИФИКАТОРЫ КАК ОТРАЖЕНИЕ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВРЕМЕНИ В РУССКОЙ И АНГЛИЙСКОЙ КУЛЬТУРЕ

А.Н. Шинковская

Научный руководитель доцент Л.В. Надеина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, родной язык, которым человек овладевает с рождения, а затем совершенствует, становится для него и орудием познания, и способом передачи информации. Язык является и носителем культуры, поскольку он есть отражение мира и видение его данным народом. Можно смело утверждать, что язык выступает в двух ипостасях: он не только сам хранит и передает знания о мире, он оказывает огромное влияние на носителя данного языка, так как человек вместе с языком усваивает те знания и представления о мире, которые несет в себе язык.

Естественно, что у разных народов, владеющих своим языком, будут разные культуры. Эта разница культур поддается объяснению, когда речь заходит о конкретных вещах, созданных представителями данной культуры, например, одежда, предметы быта, жилище, образ жизни, обычаи и т.д. Но, исследуя и сравнивая разные языки, а, следовательно, и разные культуры, не все понятно становится, когда мы видим, как представители разных культур воспринимают, членят и оценивают такую категорию как время, поскольку оно является объективным понятием во всех языках и культурах.

Исследуя время в двух разных языках – русском и английском, – видим, что отношение ко времени может являться культуроразличительным признаком. На категорию времени нужно взглянуть с двух позиций: во-первых, посмотреть, как исчисляется время и как оно членится, а во-вторых, оценить отношение носителей каждого языка к этой категории.

Чтобы появилась возможность сравнения и оценки, нужно понять как трактуется время в данных языках. За разъяснением значения слова «время» в русском языке мы обратились к толковому словарю С.И. Ожегова. В словаре дано несколько значений. Среди основных значений нами будут выделены следующие:

1. Продолжительность, длительность чего-нибудь, измеряемое секундами, минутами, часами (*Солнечное время*);
2. Промежуток той или иной деятельности, в которой совершается что-нибудь, последовательная смена часов, дней, лет (*Отрезок времени*);
3. Период, эпоха (*С незапамятных времен*);
4. Пора дня, года (*Засушливое время*);
5. Удобная пора, благоприятный момент (*Всему свое время*).

Что касается английского языка, то значения данного слова были взяты из Оксфордского словаря. Итак, слово *time* трактуется как:

1. All the years of the past, present and future: a) past, present and future time (*The world exists in space and time.*) and b) the passing of these taken as a whole (*As time passed they saw less and less of each other.*);

2. Time measured by a conventional standard (*Time in California is eight hours behind London.*);

3. A portion or measure of time (*We have been there for some time.*).

Из определений значений слова «время» становится очевидным тот факт, что время – это очень многоплановое понятие. Время всегда волновало человека, поэтому можно найти много исследований данного понятия и в философии, и в физике, и в психологии, и в лингвистике, и в культурологии. Время течет, бежит, идет, тянется. Одним словом, оно движется, и его нельзя остановить, невозможно обогнать или повернуть вспять.

Но, поскольку время представляет движение, человек научился измерять его скорость, членить его на большие и малые отрезки, смог сделать его субъективным и оценивать, в зависимости от своего физического или эмоционального состояния, от сложившейся ситуации или от настроения, которое он испытывает в данный момент. Сравнивая языки, мы видим, что, например, время может быть коротким (рус. – время летит, англ. – *time flies*), долгим (рус. – время ползет, англ. – *time hangs heavily*) или приятным/неприятным (рус. – хорошо провести время, англ. – *to have a nice time* / рус. – тяжелое время, англ. – *hard time*). [2]

Изучая количественные характеристики времени, мы сталкиваемся с таким понятием, как интенсивность. Категория интенсивности достаточно долго и детально изучалась многими современными лингвистами, если их исследования были посвящены экспрессивной стилистике, когда нужно было изучить эмоциональность текста или рассмотреть оценочные характеристики, присущие предмету речи. Поскольку фактор количественности объявляется нами как определяющий, то мы под категорией интенсивности в своей работе будем понимать меру количества экспрессивности.

В результате исследований, проведенных многими учеными, были выделены лексические средства интенсификации, к которым, наряду с аффиксацией, словосложением и синонимическими рядами глаголов, были отнесены и кванторные слова.

Какова роль кванторных слов, то есть слов со значением количества, которые лингвисты еще называют квантификаторами, в отражении количественных характеристик времени? Стоит отметить, что как в русском, так и в английском языках им отведена совершенно определенная роль: они нужны в лексико-семантической системе языков, чтобы выражать средствами языка как большое/огромное/громоздкое, так и малое/незначительное или ничтожно малое количество.

Известно, что человек в своем сознании выделяет такие понятийные категории, как объем, количество, время и т.д. Корпус русского и английского языков включает все группы лексики, описывающие физические, временные и пространственные параметры, составляющие которых обязательно содержат кванторные слова.

Говоря о времени, мы можем констатировать, что для его измерения в обеих культурах существуют языковые средства его репрезентации. Действительно, языковые средства нужны нам, чтобы сигнализировать параметры времени. Поскольку речь в работе идет об интенсивности, мы рассматриваем три характеристики – норму и две «не-нормы», то есть два так называемых «отклонения от нормы» – в сторону уменьшения или увеличения. Так, например, если говорящий желает подчеркнуть предельно большую продолжительность во времени или ничтожно малую продолжительность отрезка времени, то есть его «молниеносность», то понятие времени приобретет характер гиперболизации или ее противоположного значения (в рус. литота, т.е. преуменьшение). Ср. *За один миг все пронеслось перед глазами.../ in less than no time; Века, века ваш старший горн ковал и заглушал грома́ лавины.../ a thousand wakeful nights;*

Многие исследователи отмечали, что в английском языке такие числительные, как *hundred, thousand, million*, а иногда и *zillion* чаще всего стоят в связке со словом *years* (например, *a thousand years later, a hundred zillion years, a hundred thousand years later*). В русском языке не менее часто можно встретить эту лексическую сочетаемость. Ср. *... по расчисленью философических таблиц, лет чрез пятьсот, дороги верно у нас изменятся безмерно, шоссе Россию здесь и тут, соединив, пересекут.*

Существуют в обоих языках, в обеих культурах, а, следовательно, в русском и английском языковом сознании ряд интенсификаторов для определения более точного количества времени. Эта роль отведена таким прилагательным, как *full, solid, good* в английском языке, и *полный, добрый, целый* – в русском языке (Ср. в англ. *I stared at her for a full minute... Dal made a reservation at the Fox and Hounds – which would put me in hock for a solid month, but I didn't care. He was a good fifteen years...* или в рус. *Я жду тебя целый час. Добрых два часа мы потеряли. Она потратила на это полный рабочий день.*)

Употребление кванторных интенсификаторов в речи помогает говорящему придать своему утверждению больший эмоциональный заряд. С позиций средней продолжительности жизни (это приблизительно лет семьдесят-семьдесят пять) человеку очень трудно представить отрезок времени в тысячу или миллион лет, поэтому употребление кванторных слов для того, чтобы описать подобное событие, делает его высказывание более экспрессивным и, естественно, вызывает отклик у слушающего в виде эмоционального сопереживания.

Подводя итоги, можно отметить, что несмотря на то, что время является величиной универсальной, все-таки в разных национальных языках, являющихся свидетелями и хранителями культуры, оно наряду с общими чертами приобретает и свои, специфические для определенного этноса, характеристики.

Литература

1. Зализняк А.А., Шмелев А.Д. Время суток и виды деятельности. Логический анализ языка // Язык и время. М., 1997
2. Кудрявцева И.П. Фразеологические единицы современного английского языка с компонентами, обозначающими время: time, hour, minute, second. Кандидатская диссертация. М., 2007
3. Туранский И.И. Семантическая категория интенсивности в английском языке. М., Высшая школа, 1990

**СОВРЕМЕННЫЙ СПОСОБ ИЗУЧЕНИЯ АНГЛИЙСКОГО ЯЗЫКА
ПОСРЕДСТВОМ ИНТЕРНЕТ-ПРОГРАММ И ПРИЛОЖЕНИЙ****Д.А. Яковлев**

Научный руководитель доцент Ю.В. Колбышева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Способность современного специалиста ориентироваться в мировом профессиональном пространстве предполагает приобретение межкультурной коммуникативной компетенции, которая представляет собой умения понимать взгляды и мнения представителей другой культуры, корректировать свое поведение, преодолевать конфликты в процессе коммуникации, признавать право на существование различных ценностей, норм поведения. Всё это становится максимально востребованным для современного специалиста. Межкультурная коммуникация создает основу для профессиональной мобильности, подготовки к быстро меняющимся условиям жизни, приобщает специалиста к стандартам мировых достижений, увеличивает возможности профессиональной самореализации на основе коммуникативности и толерантности. В создавшихся условиях расширение международного сотрудничества требует от современного специалиста владения иностранным языком на принципиально новом уровне – как инструментом профессиональной коммуникации. В современных условиях глобализации, богатства информационных потоков наблюдается динамичное обогащение и увеличение многообразия информационно-коммуникативных технологий и ресурсов, что привело к появлению виртуальной учебной среды, позволяющей самостоятельно совершенствовать и развивать умения языкового общения, используя приложения и сервисы мобильных устройств [1]. Подобные ресурсы, как правило, реализуют принцип изучения через развлечение и вызывают большой интерес у обучающихся.

На данный момент английский язык один из самых востребованных языков в мире. Он занимает значительную часть жизни каждого человека, т.к. используется во многих компьютерных программах, видеоиграх, передачах и т.д. Следовательно, его изучение может пригодиться каждому. Однако наряду с нехваткой языковой практики и пополнения лексического запаса, существует другая важная проблема, которая выражается в нехватке времени для изучения иностранного языка. «Нет времени» это наиболее распространенная причина для отказа от занятий английским языком. По сути занятия не должны быть многочасовыми и выматывающими, главное постоянными [2].

Сделать английский язык хорошей привычкой, повторять слова и запоминать новые по дороге на учёбу или работу и не прикладывать для этого колоссальных усилий, т.е. чтобы совершенствовать свои навыки просто «между делом» – это как раз то, что может подойти каждому человеку, который заинтересован в знаниях английского языка. В настоящий момент в он-лайн магазинах приложений, таких как App Store для iOS и PlayMarket для Android можно найти достаточное количество приложений для изучения английского языка, позволяющих совершенствовать свой уровень владения иностранными языками. Например, для эффективных занятий с носителем языка по Скайпу уже не требуется ехать в школу и заниматься в строго оговоренное время. Обладатели смартфонов и планшетов на основе iOS и Android имеют дополнительную возможность учить английский язык в любом месте и в любое время. Им не нужно носить с собой тяжелые учебники, достаточно лишь скачать подходящее приложение [3].

Одно из наиболее популярных приложений такого рода является приложение Easy Ten. Благодаря приложению лексический запас будет пополняться как минимум на 10 слов ежедневно. Правильно выбрав наиболее частотные в нашей речи слова, при наборе слов в 150 лексических единиц уже можно общаться на английском языке. Изучив достаточное количество слов, можно научиться не только говорить, но и писать письма на английском языке. Много времени уделять приложению не требуется, достаточно до 20 минут в день.

Преимущества данного приложения заключаются в следующем:

- интересные материалы,
- словарь содержит 22000 английских слов,
- все слова озвучены,
- прогресс можно отслеживать с помощью специального календаря,
- тематические списки слов,
- тренажёры для отработки произношения,
- система наград для повышения мотивации.

Программу можно установить бесплатно как для iOS (+ платный контент), так и для Android (+ платный контент). Приложение позволяет пользователю лично выбирать английские слова для запоминания, отбрасывая уже знакомые. Отмеченные для обучения слова доступны в специальном плеере, воспроизводящем английское и русское звучание. Прогресс в изучении языка можно наблюдать в календаре. Свои успехи можно сравнивать с другими пользователями с помощью рассчитанного приложением рейтинга. Для свободного использования по

умолчанию доступно три дня подписки, которую можно бесплатно продлить, пригласив друзей, рассказав о приложении в социальных сетях или введя промо-код. Сам процесс организован увлекательно, т.к. можно отслеживать свой прогресс по дням, соревнуясь с другими пользователями. Приложение имеет приятный интерфейс и сможет напоминать о необходимости уделить внимание урокам в заданное пользователем время.

Приложение Easy Ten предлагает слова разных уровней сложности, начиная с самых азых и заканчивая сложными словами, которые надо знать для сдачи экзаменов IELTS и TOEFL. Можно выбрать любой из уровней и попробовать его. Если выбранный уровень покажется слишком сложными или, наоборот, лёгким, то в любой момент можно его поменять. Кроме того, есть возможность искать и добавлять в списки те слова, которые надо выучить. Например, перевода иностранный текст, в котором встречаются новые слова, можно создать из них список новых слов для дальнейшего изучения. Можно оставить этот список только для себя или сделать общедоступным, чтобы другие пользователи приложения тоже могли тренироваться по нему. При выборе своего уровня приложение предлагает десятку случайных слов, которые надо выучить.

Приложение Easy Ten предлагает выполнять тренировочные упражнения и тесты. Например, пользователь видит перед собой список слов, который предстоит выучить сегодня. Можно прослушивать произношение каждого слова отдельно или включить общее озвучивание, перемешать слова и включить повтор. Если пользователь аудиал, т.е. человек, который воспринимает лучше на слух, учить слова таким способом будет гораздо проще, чем просто читать их. Далее при нажатии на любое слово пользователь попадает в «Карусель». В данном разделе можно посмотреть транскрипцию слов, ещё раз послушать и даже проверить свое произношение. Достаточно просто нажать на микрофон, произнося слово, и прослушать, как оно звучит.

Каждое слово можно удалить из списка, если оно уже знакомо. Для этого в разделе «Карусель» следует потянуть карточку со словом вниз. Когда пользователь понимает, что слово выучено, следует нажать на галочку и в следующий раз оно предстанет уже в виде теста. В тесте предлагается четыре варианта перевода, из которых нужно выбрать верный вариант. За каждый правильный ответ даются очки, которые влияют на рейтинг. На следующий день игрок проходит другой тест на знание выученных слов. На этот раз нужно составить слово из перемешанных букв. На третий день предлагается задание на прослушивание фрагмента записи. Следует прослушать слово и записать его в нужной графе. В четвертый день предлагается последний тест, закрепляющий пройденные слова. Разные тесты помогают не только учить по 10 новых слов, но и не забывать уже выученные, проходя тесты по ним каждый день.

Положительной характеристикой данного приложения является возможность отслеживать свой прогресс. С приложением Easy Ten можно учить слова каждый день. Можно просмотреть выученные слова за любой день или выбрать все тренировки, чтобы освежить знания и повторить уже знакомые слова. Самое важное то, что наглядно показывается, сколько слов уже выучено и сколько дней пользователь без перерывов занимается языком. Всё это мотивирует пользователя продолжать занятия.

При использовании данного приложения у пользователя появляется возможность стать лучшим в рейтинге пользователей. Необходимо отметить, что рейтинг в данном приложении, в отличие от большинства других приложений, очень честный. Соревнование проходит не с теми людьми, которые уже полгода учат слова и накопили себе несколько тысяч очков. Соперники в данном случае одного уровня, точнее это те люди, которые начали учить английский в один день. Следовательно, стать лучшим вполне возможно. Гораздо интереснее соревноваться со своими друзьями, чем с незнакомцами. Для этого можно пригласить друзей, привязав их аккаунт на Facebook. Помимо интереса, пользователь получает бонусы за каждого друга. Только за приглашение одного друга дают 1 бесплатный день, а если он регистрируется, то можно получить целую бесплатную неделю. В свою очередь, зарегистрированный друг получает в качестве бонуса вместо бесплатной недели бесплатные 10 дней (сюда включены 3 дня за регистрацию по приглашению).

Другой вид поощрения это награды, как и в любой другой интернет-игре. За каждый пройденный день дается какое-то количество пикселей, из которых собираются картинки. Награды даются за разные достижения, например, за прохождение BrainBoost, регулярное обучение, прохождение тестов и т.д. За выученную десятку слов игрок получает нашивки, начиная с бронзовой. Все награды и рейтинги в приложении подразумевают, что пользователь не будет пропускать обучение, и только так оно станет действительно полезным. Чтобы не пропускать тренировки, приложение выдает напоминания, которые отображаются на локскрине. Можно настроить их, и уведомления будут приходить только в дни тренировок, например, по выходным или через день. В приложении около 22000 английских слов, и постепенно можно выучить весь список предложенных слов [4].

В целом, в приложении Easy Ten привлекает соединение игры и обучения. В таком формате знания воспринимаются и усваиваются гораздо лучше. Кроме того, благодаря небольшим постоянным тренировкам можно повысить свой уровень языка, не жертвуя другими занятиями, будь то домашние дела или развлечения. Ко всему вышесказанному можно добавить любопытный факт: люди, владеющие одним или несколькими иностранными языками, по статистике живут дольше. Мозг, как и другие части человеческого организма, для нормальной работы требует постоянных тренировок.

Литература

1. Плужник И.Л. Формирование межкультурной коммуникативной компетенции студентов гуманитарного профиля в процессе профессиональной подготовки // Автореф-т на соис. уч. ст. докт. пед. наук, Тюмень, 2003. – 29 с.
2. Универсальные приложения для изучения английского языка [Электронный ресурс]. – URL: <http://englex.ru/28-best-applications-for-learning-english/>
3. Обзор мобильных приложений для изучения английского языка [Электронный ресурс]. – URL: <https://habrahabr.ru/post/239985/> (дата доступа 14.02.2016)

4. 8 лучших приложений для изучения английского языка на iPhone [Электронный ресурс]. – URL: <http://lifehacker.ru/2014/07/14/8-luchshix-prilozhenij-dlya-izucheniya-anglijskogo-yazyka-na-iphone/> (дата доступа 16.02.2016)

VLE VERSUS PLE: PROSPECTS FOR SELF-EDUCATION

A.G. Bobkov

Scientific advisor associate professor D.A. Terre

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The rapid growth of technologies caused by intensification of international communication resulted in increased Internet connectivity and spread of mobile communication devices which can access the global network. The changing technologies turned out to be a key driver in educational change. On-line learning environment can be used to the advantage of educational institutions to train professionals who will be successful and skillful workers in their professional area. According to the surveys there is a great demand for creative-thinking, problem-solving and personal development skills in the modern world. With the view to develop ability to independent learning, the concept of virtual learning environment was introduced to the educational system.

The well-known Virtual Learning Environment systems, Moodle and LMS allow the university to provide access of students to educational materials, to carry out monitoring of students' progress within this environment and to assess their knowledge. The teacher is the person who monitors the educational process and sets the target activity. The main advantages of VLE are standardization, manageability and functionality [2]. Using virtual environment resources students can develop skills to work on the Internet, skills of online written communication, and the ability to arrange a discussion in the virtual space. The work with the virtual learning environment greatly simplifies implementation of cooperation principle in the educational process, e.g. provides conditions for group educational and cognitive activity of students, offers team research projects that train the student in special forms of communication (for example, through forums), etc.

It should be noted, that the characteristic feature of Virtual Learning Environments is that they are rather simple for the learner to use and allow each student to choose the most convenient time to prepare for classes, thus the students create their own learning environment [1]. One more concept which is connected with the idea of students' own learning environment has emerged in education recently. In our everyday life we use different software tools for instant messaging, file sharing, social networking, and blogging. However, it is not just the appeal of communication which is drawing young people to these technologies. They are keen on using the Internet since it enables them to create, to share ideas, to join groups, to publish findings, and thus, to create their own identities. Slowly people are discovering new uses of the social technologies for learning. We learn throughout our lives, in all kinds of different setting and contexts. Most of this learning does not come from formal educational programmes [3]. This way Personal Learning Environment (PLE), which accumulates a set of different social services, is formed.

This environment can be represented as zones (or circles) that are placed at different levels depending on the degree of reliability of the information we collect using PLE tools (Fig.1). If we divide this imaginary space into levels, then at the first level there will be those applications that students start on their personal computer desks. At the next level there are tools through which information is delivered to the student by acquaintances, friends, and other close people. At the higher level there are the tools through which information arrives to the student from the friends of his friends. The last level is represented by the entire Internet, in which the information which student finds, for example, with the help of different search systems, is published.

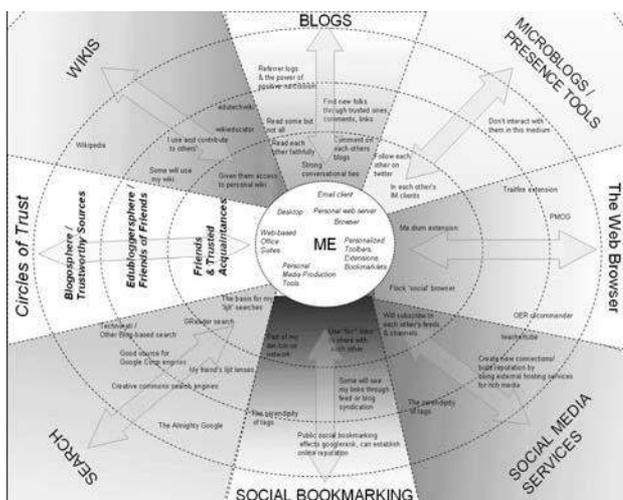


Fig. 1. PLE in terms of zones or circles of "trust" (Scott Leslie's PLE diagram. Retrieved from <https://iteachu.uaf.edu/online-training/manage-classrooms/personal-learning-environment/>)

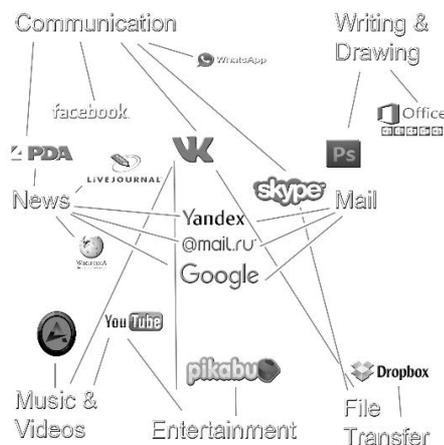


Fig. 2. A TPU student's PLE network diagram

The main difference of PLE from VLE is that the student manages the process of his learning by himself. The student creates an environment in which learning takes place continuously and which is available to access everywhere. The knowledge, which he gets, is distributed among many people, thus increasing the efficiency of learning; the environment itself is a collection of many resources and services, rather than a structured system. In general, PLE is a set of tools and resources that enable students to realize and solve a variety of training tasks related to the acquisition of knowledge and skills development.

Personal Learning Environment provides more responsibility and more independence for learners. It could allow a learner to configure and develop a learning environment to suit and enable his own style of learning. Therefore, in each case the model will be unique. For example, the analysis has revealed an average student's (group 2D51) PLE diagram which is given in Figure 2. It shows that most students use Facebook, PDA, VK, Skype, WirelessApp for communication; Youtube, Pikabu – for entertainment; Ps and Word Office – for writing and drawing, thus formal learning is also involved; at the same time we see that social VK software is actively used for communication, entertainment, and as a transfer of video, music and files. This network has a really random and peculiar structure.

Internet technologies are developed very rapidly, providing many new tools, which are very reliable and easy to use. New devices, applications change our culture and society, educational system, expanding private learning environment. Moreover, people want to design their own personal space where they can access favourite and useful sites, feeds, bookmarks and photo-sharing etc. Life and work are interrelated and the profile of a PLE changes constantly. There are a lot of potential tools that you could add to a PLE. It is not suggesting that all of these tools need to be used, tools are added as people identify a need and as their experience and knowledge in the use of these tools grows and develops [4].

PLE design usually involves several stages [5]. A learner establishes personal goals for learning. They can deal with professional and personal interests. In developing a PLE the learner participates actively and performs the three key functions. He collects and selects relevant content, resources into a meaningful collection in a virtual space, He constructs and creatively develops new knowledge and understanding. This could be done through blogs, Slideshare presentations, Wikis etc. Learning always involves communicating and sharing with others. Another phase in a PLE is collaborating, working with other people to create new knowledge through digital objects, documents, etc. The learner should start slow, it takes time to learn a new application and build and develop content and resources. Moreover, since it takes time to develop and grow an effective PLE, a learner has to spend some time each week for this activity. Furthermore, it is advisable to create a diagram of the PLE (Fig. 2). The purpose of the diagram is to provide a framework for learning goals, identify tools and provide a digital footprint and record of the PLE. This way the learner manages to take control over his learning. The purposeful development of Personal Learning Environment makes the learner realize his immediate goals and develop new communication, technical and personal skills, and acquire new knowledge using different devices and interfaces on his own.

PLEs are dynamic, they change and adapt to learning needs and goals. This feature makes it a convenient tool for professionals to update their occupational skills and knowledge or to learn new occupational competences throughout their work-life. The necessity of continuous learning in the work place is due to the fact that technologies are being developed faster and they are put into the operation sooner since the production process is facilitated by computer controlled facilities. The employee is constantly experiencing the stress of becoming dismissed because of occupational incompetence.

PLE provides the learner support to set targets and manage his own learning content, and independently choose services and tools suitable to his style, thus taking control over his learning process which turns out to be continuous, since new targets and goal are constantly established. Consequently, the idea of PLE implies that the learner is involved into lifelong self-education process, which actually helps him to stay relevant in changing conditions of social life.

References

1. Колдунова Е.В., Ефремова К.А. Виртуальная образовательная среда как фактор конкурентоспособности образования [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://old.mgimo.ru/news/experts/document125817.phtml>
2. Фещенко А.В. 2016 Технологии электронного обучения [Internet resource] - Retrieved from: https://www.youtube.com/watch?v=L_fPY4QWfU
3. Atwell, G. 2007 Personal Learning Environments - the future of eLearning? eLearning Papers Vol 2, No 1 [Internet resource] - Retrieved from: www.elearningpapers.eu
4. Creating your own personal learning environment Collabrate.com [Internet resource] - Retrieved from: <https://juliecollareda.wikispaces.com/Creating+your+own+personal+learning+environment>
5. Morrison, D. 2013 How To Create a Personal Learning Environment to Stay Relevant in 2013 [Internet resource] - Retrieved from: <https://onlinelearninginsights.wordpress.com/2013/01/05/how-to-create-a-personal-learning-environment-to-stay-relevant-in-2013/>

DEVELOPING COMMUNICATION SKILLS: COOPERATIVE APPROACH IN FOREIGN LANGUAGE LEARNING

O.O. Bragina

Scientific advisor associate professor Yu.V. Kolbysheva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Globalization processes and growth of information value caused changes in the economic, social and public spheres over the past decade, and led to changes in the labour market, a general reevaluation of values, transformations in the institution of the family. The information society, which dominated media and the changing family structure creates different conditions for the maturation of the younger generation. In today's world young professionals need the ability to communicate effectively; the ability to live in an international society and to work in a multinational team; ability of self-organization and control their own emotions, responsibility and self-confidence; the ability to solve conflicts; ability to make judgments and take decisions; willingness to independently acquire knowledge throughout the life. Therefore, today's education system needs to be sensitive to change conditions of life and to be ready to accept a new student.

Currently, the job requirement necessary in 70 percent of all vacancies in the labour market is to know and use a foreign language for making international contacts in the area of professional expertise. A modern specialist should not only communicate with partners from other countries but also use international and cultural experience in his work. In this environment foreign language proficiency is a key to success in a career of a modern specialist. We must admit that at this stage the university education is not always able to provide the student with the necessary level of knowledge and skills in foreign languages for the specialist to remain competitive in the labour market as a member of multinational society due to the fact that first-year students have actual multiple levels in a foreign language and this difference usually increases in the course of further tuition. Moreover, the idea that students are empty containers which the teacher fills with knowledge and all students must listen and write, no longer works in the modern changing world. The teacher trains students to creatively solve problems, and encourages competition, believing that it will bring the best results. But it does not work. Encouraging children to concentrate on getting the best ratings destroys motivation and deprives the learning process of interest. The solution we consider is cooperative learning. The introduction of the forms of cooperative learning into the university tuition can contribute to developing different skills both in language learning and effective communication.

Cooperative learning is a technology of learning in small groups, which appeared as an alternative to the traditional classroom system. This brand is new and totally opposite to the traditional approach of teaching. In cooperative learning classrooms even the physical location of students is changing. They no longer see the backs of their colleagues; now all of them sit round the table to see the faces of each other and can have eye contact. A teacher is not opposed to the class, and is an assistant, mentor, who sets the topic and shares his knowledge.

Cooperative learning can be defined in a variety of ways [1], though, according to [2], the following common characteristics of cooperative learning can be distinguished:

- Teacher supervision: the teacher should always monitor group activity to ensure that students are not veering too far off task. The teacher should also be available to answer student questions and guide discussion if necessary.
- Heterogeneous groups: the teacher creates groups of diverse ability levels and backgrounds.
- Positive interdependence: by setting group goals and working towards a reward or final learning outcome.
- Face-to-face interaction: students are encouraged to use verbal and nonverbal communication to solve problems and explain learning material.
- Individual accountability: students are accountable for their tasks and for assisting the whole group meets learning goals. This accountability is enforced through student roles.
- Social skills: the teacher needs to establish rules so that all students are respectful, speak in a manner appropriate to the classroom setting, and utilize their time wisely during group interaction.
- Group processing: students engage in reflection on how the group functioned during activity.
- Evaluation: all activities should include both individual and group assessment.

Cooperative learning can be realized in the class through its three basic types which are formal cooperative groups, informal cooperative groups and cooperative base groups. The formal groups last from one class period to several weeks. The informal as the name suggests last a few minutes to one class period. The latter ones are long-term and last at least a year.

H. Coffey, a teacher specializing in cooperative learning [3], lists well-known strategies that have been successfully used in multiple grade levels and professional subject areas.

Jigsaw technique. First, teachers create small heterogeneous groups with students representing multiple ability levels. Then, the teacher appoints a group leader to be in charge of the group's tasks. Next the teacher assigns the group several tasks, depending on the number of students in each group. Each student is in charge of completing a separate task. The teacher gives a certain amount of time for students to complete their tasks or become familiar with material. Then, students from different groups who have the same tasks work together temporarily to become "experts" on their topic and fill in any gaps in their information. Original group members come back together and each member presents his/her own information and provides an opportunity for rest of group to ask questions. While students are teaching each other about the topic, the teacher moves around the room monitoring progress and answering any questions that students have about the topics. Finally, students are assessed on the material they have all learned through their cooperative learning. It should

be noted that this technique is applicable to a wide range of various grades topics and, especially, professional courses in different content areas.

Student team achievement division. In this learning model, teams are arranged after a teacher-led lesson. Team members tutor one another in order to achieve mastery of new concepts. Then, students take individual quizzes, but the team evaluation is based on individual scores. Student team achievement divisions encourage students to be responsible for members of their group as well as themselves.

Think-pair-share. In the think-pair-share strategy, students think on their own about a topic and then pair with another student to discuss their thoughts. Finally, the pair shares their thoughts with the rest of the class. This structure facilitates independent thinking and fosters a sense of confidence while engaging students in revising their hypotheses based on others' opinions.

Numbered heads together. Numbered heads together is a cooperative strategy that offers an alternative to the competitive approach of whole-class question-answer, in which the teacher asks a question and then calls on one of the students with a raised hand. In the numbered heads together approach, the teacher has students number off (e.g. 1-4), asks a question, and then tells the students to "put their heads together" to develop a complete answer to the question. When the teacher calls out a number, the students with that number raise their hands to respond. This structure facilitates positive interdependence, while promoting individual accountability. It also gives confidence to lower achievers because they know they will have the correct answer to give to the class.

Three-step interview. The three-step interview takes the place of the traditional group discussion because each person in the group must produce and receive information. In the first two steps of this cooperative learning structure, students interact in pairs, interviewing each other about a topic. Then, in the third step, students take turns sharing what they have learned from their partners with the rest of their cooperative learning group. This step promotes equal participation, where only one person in the whole group or class is talking at once. The three-step interview helps students develop listening and language skills while promoting individual accountability.

Teachers are often afraid of implementing cooperative learning in the classroom because it requires them to give up some control. However, this method of instruction has been shown to increase student communication skills and academic achievement if done correctly. These are tips for effectively implementing cooperative learning into the instructional program. At the engagement stage, the teacher «sets the stage» for the activity presented. At the exploration stage, students work on the «initial exploration of ideas and information». At the transformation stage, students gather all of their thought about the information. At the presentation stage, students present their information to the other students. At the reflection stage the students analyze what they learnt and identify strengths and weaknesses in the learning process [2]. Though there are various methods for implementing cooperative learning techniques into classes of all subject areas and grade levels; however, the underlying concept requires all students to work together and be responsible for each other's learning. Through the review presented in [4], three concepts were identified that are fundamental to all cooperative learning techniques:

- Students are rewarded as a team but are graded individually.
- The team's success is not conditionally based on individual performance of one student. All students must help each other to achieve learning goals.
- All students are expected to improve based on their own previous performance, thus ensuring all students are challenged to do their best.

Despite obvious benefits to the student's social skills mastering, the approach is subjected to a lot of criticism, since there are some drawbacks which may be important. First of all, a group of students is usually small, not more than 8 persons; time for teaching the same material increases as compared with the traditional method; conflicts between group members are still possible (at least when developing team work skills at the initial stages); it can take a long time to create a cohesive, close-knit team.

All in all, compared to its disadvantages, it can be very useful method for the development of professional and communication skills. In this approach each group member has its own task, in the accomplishing of which it is necessary to convey the material to everybody, thus, to understand this subject thoroughly enough through interaction and coordinate group activity. Besides, it develops the ability to search for information in large quantity. Personal responsibility of each member develops because of the technique of "feedback", i.e. in the process of learning in entire group as a whole and each participant receives feedback about his progress in the learning process. Work in a heterogeneous group which consists of students of different achievement levels, different abilities and skills trains students in collaboration and leadership skills. Mutual support abilities are developed since group members help and support each other to optimally carry out each task. Thereby, this interaction develops tolerance and the ability to help people or helpfulness. Successful cooperative work requires a range of social skills: the ability to listen, to respect the opponent, to express criticism and correct errors. Student participation, teacher encouragement, and student-student interaction positively relate to improved critical thinking. An impressive collection of studies has shown that participation in well-functioning cooperative groups leads students to feel more positive about themselves, about each other, and about the subject they are studying.

References

1. Jaged, I. Cooperative learning [Internet resource] – URL: <http://www.slideshare.net/JavedIqbal15/presentation-on-cooperative-learning> (access date 15.01.2016)
2. Duplass, J. (2006). *Middle and High School Teaching: Methods, Standards, and Best Practices*. Boston: Houghton Mifflin Company.

3. Coffey, H. Cooperative learning [Internet resource] – URL: <http://www.learnnc.org/lp/pages/4653>(access date 15.01.2016)
4. Slavin, R. (1994). Using Student Team Learning. 4th ed. Baltimore: Johns Hopkins University, Center for Social Organization of Schools.

ERASMUS MUNDUS AS ACADEMIC MOBILITY PROGRAM FOR STUDENTS

S.A. Burtsev

Scientific advisor associate professor Yu.V. Kolbysheva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Internationalization of higher education is one of the consequences of globalization in today's world. Internationalization of education is commonly understood as a process in which the objectives, functions and organization of educational services acquire an international significance. The concept of internationalization in higher education in the international practice traditionally includes two aspects: the "internal" internationalization and "external" internationalization, or it can be called as the education abroad [2]. This issue has received much attention mainly because foreign universities are the most attractive for students, teachers and researchers from other countries.

In recent years there is a tendency of the international university activity around the world. It is indicated by the increase in the number of students studying abroad as well as student and teacher exchanges. In addition, the practice of attracting foreign teachers to work is greatly extended. The international activity is used by many universities to expand their research and educational opportunities and improve the quality of teaching, competitiveness, university's prestige, establish useful contacts and develop cooperation.

The student mobility, i.e. an increase in the number of students studying abroad, can be referred to one of the known forms of the internationalization of higher education [2]. It should be noted that the student studying in other country is not a new and unknown phenomenon. The process of student mobility in a number of countries has been ongoing for a long time. However, according to UNESCO the level of international student mobility has increased over the last 25 years by 300%. The phenomenon of mobility is rather young but not new to our country. It has quite firmly consolidated its position among the students due to the wide prospects [1]. The student mobility is stimulated by various state and regional programs (such as "Erasmus", "Komet", "Lingua"). Many countries enter into bilateral and multilateral agreements in this field. National differences in the education access, quantitative restrictions in the recruitment of students to certain specialties make students look for opportunities to study abroad. Language and cultural concerns attract students to educational programs of Great Britain, France, and the USA. The dominance of the English language as the main language of modern science, and as the most frequently studied second language, led to the fact that, along with the US and Britain, hosting the largest number of international students, Canada and Australia entered into the list of countries hosting foreign students [4].

Gradually foreign students' flows have been perceived by the majority of host countries more as trade rather than aid, since in many cases foreign students pay full tuition fees. In many educational institutions hosting students, especially in English-speaking countries, the income received from foreign students' full payment is a significant increase to the annual declining university budget. Without this additional income, many universities could not simply exist [3].

One of the most famous academic mobility programs is Erasmus Mundus. This program was established by the European Union in 2004 as the extension of Erasmus program existed previously. The Erasmus program has been intended to support the inner European students' exchange, and also aims to support the development of economic, political and university cooperation between the EU and Russia. In the framework of program the scholarship is allocated to Russian postgraduate and PhD students to participate in six-month internship, research and academic programs in European universities.

The Erasmus program provides for students, teachers and other university staff new mobility opportunities that are implemented in an appropriate direction. The mobility of students and teachers is important not only in terms of the development and improvement of employment opportunities of individuals, but also in terms of the development of universities, where the mobility becomes a stimulus for comparison and refresh of teaching programs, improvement of the teaching quality and international and student service activities. The mobility is useful not only for students but also for the quality of higher education in general as well. This contributes to the development of the internationalization strategy and has a positive impact on the education system.

The program is implemented in three ways:

- collaborative Master and PhD programs, providing scholarship support;
- partnership of universities,
- increase of the attractiveness of European higher education.

Academic programs are intended for Master level students who have studied at the Russian university and have already had a bachelor's or specialist's degrees. An applicant must either already have this diploma by the time of documents submission or get it before the program starts.

Students can choose the most appropriate program in the list of Master's degree programs. Maximum 2 students from each country are accepted for each Master's program. Applicants have the right to apply for three Master's programs to have a greater chance of success.

Master Erasmus programs are implemented by a consortium of educational institutions and are characterized by:

- General criteria for admission and examinations: there are common rules and admission procedure for all applicants. Examinations, taken at one of the universities of the consortium, are automatically recognized by all the others.

- Integration courses: the curriculum, developed in collaboration with the consortium members, is realized in the framework of the training program.

- Mobility: the education takes place in different educational institutions - members of the consortium. The sequence of educational periods and mobility options are indicated in each program.

- Guaranteed awarding of diplomas – general, double or multiple, recognized in member countries of consortia [3].

Besides the Masters courses Erasmus Mundus offers courses in PhD degree programs. PhD degree in the framework of Erasmus Mundus provides:

- participation in one of PhD programs in accordance with the conditions, defined by the consortium implementing this program,

- training/ researching work in at least 2 countries – members of the consortium,

- studying/ researching work most of the period in EU country – a member of the consortium or in another country which is among the associated partners.

Procedures and criteria for awarding the individual scholarships by PhD candidates are determined by a consortium of universities implementing the relevant program. All scholarship Erasmus Mundus programs aim:

- to promote the European higher education,

- to prepare qualified specialists who have received the qualification and experience in the European Union around the world,

- to establish good relations between the institutions in Europe and other countries,

- to distribute the European education throughout the world.

Erasmus Mundus Scholarships for different programs and categories of applicants may cover no more than 75% of tuition fees or cover flights, accommodation and insurance.

In order to get a scholarship of Erasmus Mundus, a good knowledge of the foreign language, as well as the educational level, can be required. In most cases, it is the English language, and an application for the grant is done in it.

It should be noted that the system of values, accompanied a man all his life, is formed to a large extent during the study at young ages. Subsequently this can facilitate to the beneficial cooperation between organizations and countries as a whole.

References

1. Национальный офис Erasmus+ в России [Internet resource] – URL: <http://erasmusplusinrussia.ru/index.php/ru/mobilnost> (access date 08.02.2016)
2. Сагинова О.В. Проблемы и перспективы интернационализации высшего образования [Internet resource] – URL: <http://www.marketologi.ru/publikatsii/stati/problemy-i-perspektivy-internatsionalizatsii-vysshego-obrazovanija/> (access date 15.02.2016)
3. Национальный офис Tempus в Российской Федерации [Internet resource] – URL: <http://www.tempus-russia.ru/erasm.htm> (access date 22.02.2016)
4. Bondareva, T.E. (2011) Academic mobility as intercultural competence formation purpose and means // Philological Sciences. Issues of Theory and Practice. – Tambov: Gramota, – №4. – P.22-25.

TIME MANAGEMENT AS ESSENTIAL SKILL FOR SUCCESSFUL CAREER IN COMPETITIVE ENVIRONMENT

D.V. Golovkova

Scientific advisor associate professor D.A. Terre

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Globalization processes which take place in our society, extension of economical, political, cultural and human relation contacts, implementation of modern technologies, and integration of national educational system into international educational environment lead to increase in competition on the labour market and determine the demand for employees who are capable of professional development and are flexible in changing conditions of international collaboration.

The modern community requires the graduate of an educational institution to be successful in his professional activity and could make a career independently, work in competitive environment at national and international levels, thereby, contributing to prosperous wellbeing of the society.

The society expectations in the area of education are to give a comprehensive training to a graduate and bring up a person who is willing to actively participate in intercultural professional communication. This long-term goal demands that an undergraduate (a future expert) will take part in a variety of skill-forming activities. However, success in professional activity is, to a greater degree, dependent on mastering skills of using time effectively.

Most people do not have skills to organize their activities during a day in an efficient way. This results in reduction of productivity and, consequently, causes emotional tension, panic, physical discomfort. On the work place the employee can look depressed and uninterested. Negative emotions in the professional communication can be the reason

for conflicts with colleagues and different misleading errors which do let achieve career goals. To avoid such misfortunes it is necessary to properly plan your time. The experience shows that great achievers are really good at time management techniques.

Time management is the process of organizing and planning how much time you spend on specific activities to increase productivity. Good time management requires concentrating on the results rather than activities. If you are busy all the day long, this does not mean your efforts are productive [1]. The flow of various activities makes you divide your attention between many tasks. You usually make a terrible fuss about with no results. Good time management lets you work not only harder but, what is more important, smarter, as a consequence you get more done in less time.

The benefits are enormous and among them there is greater productivity and efficiency, a better professional reputation, less stress, increased opportunities for advancement, greater opportunities to achieve important life and career goals. Failing to manage your time effectively can have some very undesirable consequences such as missed deadlines, inefficient work flow, poor work quality, a poor professional reputation and a stalled career, higher stress levels.

Time management skills development comprises a wide range of activities in the following major areas [4]:

- *Goal setting:* To start managing time effectively, you need to set goals. When you know where you are going, you can then figure out what exactly needs to be done and in what order.
- *Prioritization:* It is especially important to prioritize what needs to be done. Without it, you may work very hard, but you will not be achieving the results because what you are working on is not of strategic importance. To work efficiently you need to work on the most important, highest value tasks.
- *Scheduling:* Much of time management is about effective scheduling of your time. When you know what your goals and priorities are, you need to create a schedule that helps you achieve them, and protects you from stress. This means understanding the factors that affect the time you have available for work. You not only have to schedule priority tasks, you have to leave room for interruptions.
- *Concentration and focus:* The next issue is to know what you should do to minimize the interruptions you face during your day. There are always phone calls, information requests, questions from employees, and a lot of events that happen unexpectedly. Some of them you must do immediately, but others need to be managed. Managing interruptions trains you to minimize your interrupted time, and remain focused on your job
- *Self-motivation:* One more serious problem is procrastination. You should not postpone tiring tasks, since after too many "laters" the work piles up so high that any task seems impossible. The best way to beat this bad habit is to recognize that you do indeed procrastinate. Then you need to figure out why. Once you know why you procrastinate then you can plan to get rid of this habit. Moreover, to maintain high motivation levels, you should reward yourself for getting jobs done, and remind yourself regularly of the horrible consequences of not doing those boring tasks.

Many efficient methods can help a person develop these skills. The special technique for training in concentration and focus on the tiring activities attracted our attention; since the Pomodoro Technique is a simple and attractive method that improves your productivity and protects your health due to regular short breaks in your day schedule. According to this method you should break the work into short, timed intervals (called "Pomodoros") that are separated by short breaks [3]. This trains your brain to focus for short periods, and actually enhances your work concentration when you return back to the task after a break. Thus, regular breaks support your motivation and keep you creative.

The Pomodoro Technique implies several stages [2].

1. You should check your schedule. You look at your to-do-list, and estimate how long each task should take you, in terms of the number of pomodori (25-minute sessions). After that you can schedule your tasks so that they fit comfortably with your other activities during the day. Also you must include in time for your breaks: five minutes for each session completed, plus a longer 20- to 30-minute break at a natural stopping point (for example after you have completed a particular task, or after four pomodori).

2. You should set your timer. Before that you prepare everything you will need and only then set your timer for the work period you have chosen. You may use all sorts of ordinary and online timers, some Pomodoro timer for your iPhone or Adroid device is also available at present. You should concentrate only on your work, thus do your best to minimize possible interruptions before you begin.

3. You should work on your particular task. You should actually concentrate all your attention on the task you are doing during the pomodori session. You should not think about other tasks. If some idea about it comes to your mind, you may write it down on a notepad and put it aside for the next session. You make check how many pomodori each planned task takes you, and use this information for future planning. This way it is possible to trace raise of productivity levels.

4. You should take a short break. When your timer switches off, it is useful to take a five-minute break to get away from the table, move around and get some exercise. You need these breaks to rest and restore your energy. During the break you must try not to think about the results of your activity. The break provides your brain time to absorb what you have learned.

5. You should continue your work sessions and take a longer break. When your break is over, reset your timer for the next session and continue your work. When you have completed four pomodori, take a 20- to 30-minute break. Use it to go for a walk, eat a healthy snack, have lunch, read a book anything that can take you away from your desk for a while and clears your mind of what you were doing before.

There are several benefits of using the Pomodoro Technique to manage your time. It allows you to makes large projects less tiring. Regular short breaks are good for your health and improve your concentration, which raises productivity levels. Moreover, since your mind gets some rest, you may process information more effectively, and make

ideas come together. Taking rest and keeping high energy levels may help you to be systematic and organized, and you will feel less tired in the afternoon.

On the other hand, the method may not suit everyone. Some people may dislike interrupting the activity with short breaks, since it may ruin their inspiration. Moreover, scheduled breaks may turn your day into monotonous routine. It seems also be difficult to follow a disciplined schedule of pomodori if you work in a fast-paced organization or experience frequent interruptions from colleagues or customers. You should always resist the temptation to postpone the next pomodori session. The technique itself can be made more flexible. You may vary a traditional method and have three pomodori followed by a 20-minute break. It is quite possible that you will prefer five sessions followed by a 30-minute break. This system will suit you better. The Pomodoro Technique seems to be simple and easy to implement. It actually requires a timer and your in-born desire to improve your health and your productivity.

References

1. Тайм-менеджмент: управление временем [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://4brain.ru/time/#5>
2. Pomodoro technique: Staying focused throughout the day Mind tools editorial team [Internet resource] – Retrieved from: <https://www.mindtools.com/pages/article/pomodoro-technique.htm>
3. Productivity 101: A Primer to the Pomodoro Technique [Internet resource] – Retrieved from: <http://lifehacker.com/productivity-101-a-primer-to-the-pomodoro-technique-1598992730>.
4. What is time management? [Internet resource] – Retrieved from: https://www.mindtools.com/pages/article/newHTE_00.htm

COMPETENCE REQUIREMENTS FOR SPECIALISTS IN MULTINATIONAL COMPANIES (BY THE EXAMPLE OF «SCHLUMBERGER» AND «SHELL»)

A.O. Krukov, Yu.G. Yurchenko

Scientific advisor associate professor Yu.V. Kolbysheva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The world in the XX century has begun to change. The previous stereotypes and life points stopped working, the standards changed. Speaking about the way of thinking, special attention should be paid to its criteria, which is especially important for the last quarter of the century. There some changes occurred: the prohibitory way of thinking turned into a permissive one. Moreover, it received the connection with ethics, philosophy, politics, thus expanding the field of classical rationality. It included what was previously rejected as unacceptable: traditions, mythology, intuitive understanding of reality, and so on. The habitual skill restructuring of understanding occurred. But, by committing communication acts, a man faced with the Others as before and had to interpret them, carry out a reflection, explain and understand their speech. For these purposes the different theories of communication began intensively to develop.

The main purpose of communication process is the understanding of the information that is the subject of communication or a message. However, the information exchange does not guarantee the effectiveness of communication between people involved in the process. To understand better the information exchange and the conditions of its efficiency, you need to be aware of the communication stages which involve two or more people. The communication requires the obligatory level of competence and compliance with linguistic norms. The difficulty in establishing the communication is related to the fact that when you join another culture, the same words may have different definitions and even values. Some words can't be properly defined. The meanings of words can often be transferred indirectly. The dialogue involves the interpretation of concepts, context, creative intuition, imagination in the process of communication. Dialogue can't be achieved without the means of the poetic language [1].

The communication theory is of particular importance in the period of globalization processes in the world, especially when we are dealing with the formation of open and closely interacting and interconnected cultures. Our daily communication medium has a number of symbolic codes and specific set of tools for a communicative interaction. While communicating with other people, we use models and tactics of behavior that have been adopted and fixed in our socio-cultural environment in the course of historical development. Together with them, we perceive the stereotypes which are not always wrong.

The examples of intercultural communication problems can be represented by the example of Yuzhno-Sakhalinsk in Russia. In this city, a lot of foreign workers from other countries live. They even have their settlements there. For example, a residential complex "Winter" is built specifically for foreign employees of such companies as: "Sakhalin Energy", "Shell", "Schlumberger" and others. These people live in Russia and interact with Russian-speaking people. Both sides do not often have sufficient language knowledge to communicate with each other. There is a real problem of communication. Sometimes it can lead to a quarrel and aggression, because one word can have different meanings. Such words may offend the interlocutor, especially if they are said at the wrong tone or context. Therefore, the question of studying the local language norms and etiquette rises sharply. To solve the communication problems people should possess communication skills and competencies.

The active competence level, that is the use of conceptual knowledge in practice, represents a direct communication process, which aims to help the communicants to overcome language and cultural barriers as well as come to the understanding and/ or compromise. Any communication causes certain feelings and emotions among the participants. The result of the effective level formation of intercultural competence is a tolerant and polite response to

cultural differences. It is necessary to ensure that the communication does not cause negative emotions among communicants. It is only possible in the case of considering the peculiarities of each culture [2].

The companies "Schlumberger" and "Shell" are known as the world's leading oil companies. Both companies have a special program to recruit young professionals who do not have work experience or just graduated from university.

The main criterion for both companies is a good knowledge of the English language. At "Schlumberger" there is a division of the English language at different levels for different specialties such as the intermediate or upper-intermediate levels. Also, the employee must be sociable, able to cope with stressful situations, be a leader by nature.

The company "Schlumberger", cooperating greatly with leading technical universities, accepts graduates without work experience and actively uses opportunities of summer practice for students. Any new recruited engineer goes through a number of technical and non-technical courses. The ongoing training and professional development are the credo of "Schlumberger". The basis for employee motivation is an interesting job and real career growth. Usually the initial, starting position in the company for young professionals is the position of a field engineer. After 3-5 years of working, a person can choose any other business direction. The company management attracts to work unique young professionals who have shown themselves as leaders and organizers during their student years. Different criteria are used for different positions. But, the knowledge of the English language is an obligatory condition. At the first stages the career ladder is the same for all field engineers both for Russian and foreign ones. This means that the first three-five years they have to work in the field. The company's policy in relation to field engineers consists in the constant personnel rotation. They don't accept to the job the most intelligent, but the most enduring people who have great experience in the adaptation to new and not always loyal teams. During the interview the ability to work in a multinational company and culture shock resistance are assessed. The whole system of the selection of young engineers is based on the principle: "You must prove that you are the best for this position" [3].

The company "Shell" also has a program of recruitment and development of graduates and young professionals. This is a perfect start in the oil and gas industry for them.

The company "Shell" is looking for:

- graduates of technical and commercial oil and gas specialties with experience less than three years,
- persons with a good knowledge of the English language,
- persons who are winners by nature, good communicators with analytical mind.

The job in "Shell" is a complex of studies, training and real work. You work and develop in specially created conditions for you. You train and apply immediately the knowledge in practice. You can get a unique experience in various divisions of "Shell". The main objective of the company is to let you become a world-class professional in this sector within a short period. The internship in Shell is an individual training program, personal tutor, variety of serious problems, trips around the world, worthy salary and employee benefits as well. The participants are trained at the head office in Moscow, regional enterprises of the company (in Tyumen and Tver) as well as abroad. The company compensates travel and accommodation costs for participants from other cities [4].

Until recently, the problems of intercultural communication have been the subject of discussions mainly in the field of teaching foreign languages. Today there are some significant reasons to consider these problems in a broader educational context. In the modern world it is becoming increasingly evident that the humanity develops ways to expand the relationship and interdependence among countries, peoples and cultures. This process has covered various spheres of public life in all countries of the world. This problem is solved in such big companies as "Schlumberger" and "Shell", where the knowledge of the English language and culture are obligatory conditions to be accepted for the job and considered an important factor along with professional knowledge.

References

1. Grishaeva, L.I., Tsurikova, L.V. (2006) Introduction to intercultural communication. – M.: Academy.
2. Lytaeva, M.A., Ulyanova, E.S. (2011) Future specialist's intercultural competence and foreign languages teaching content // Philological Sciences. Issues of Theory and Practice. – Tambov: Gramota, № 4. – P.109-115.
3. Schlumberger. Карьера [Internet resource] – URL: <http://www.slb.ru/page.php?code=141> (access date 25.02.2016)
4. Shell graduate programme, Shell Global [Internet resource] – URL: <http://www.shell.com/careers/students-and-graduates/shell-graduate-programme.html> (access date 25.02.2016)

FORMATION OF STUDENTS' COMMUNICATIVE AND INTERCULTURAL COMPETENCE VIA THE INTERNET

K.V. Prismotrov

Scientific advisor associate professor Yu.V. Kolbysheva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The problem of intercultural competence has become more and more important during the past years. Globalization and worldwide contacts between companies, organizations and individuals need the ability to communicate in a successful way. It requires the understanding of behaviors and thoughts of other people as well as the ability to express one's own point of view in a transparent way with the aim to be understood and respected by staying flexible where it is possible, and being clear and transparent where it is necessary. The intercultural competence can be understood as the ability for successful communication with people of other cultures. It can be grown at the young age, and later be developed and improved thanks to willpower and competence. The bases for a successful intercultural

communication are the emotional competence together with intercultural sensitivity. Cultures can be different not only between continents or nations, but also within the same company or even a family. It means every human being has his own history, his own life as well as his own culture in a certain extent [3].

In interactions with people from foreign countries, a person who is interculturally competent understands the culture-specific concepts of perception, thinking, feeling, and acting. The intercultural competence is needed as the basic ability for any interaction. It is not only necessary to have social skills, but also to improve the sensitivity and understanding for other values, views, ways of living and thinking, as well as be self-conscious in transferring one's own values and views in a clear, but appropriate way. Intercultural competence helps understanding others and achieving goals.

The communicative competence can be presented by communication skills and abilities, the formation of adequate skills in the new social structures, knowledge of the cultural norms and limitations in communication, knowledge of customs, traditions, etiquette in the field of communication, respect for decorum, manners, orientation in communication means inherent in the national, caste mentality and expressed in the framework of the profession. The communicative competence generalizes the communicative properties of a person, who have these communication skills, knowledge, abilities and skills, and social experience in the field of business communication [6]. For many young people the lack of well-developed communication and interactive skills causes a real panic if necessary to speak in public, such as answer the exam questions, address the audience with a speech, make a self-presentation or be the leader of discussion. The communicative competence creates the conditions for a young person's career success and allows him to become competitive.

As it can be seen from the above, the intercultural and communicative competences have much in common with each other. For example, for people living in other countries the problem, concerning the culture they should follow, exists. The question is to choose their native culture or the culture which exists in their new surroundings. International students also face such a problem. They have a possibility to modify their cultural boundaries and adapt to the culture around them or hold on to their native culture and surround themselves with people from their own country. The students who decide to hold on to their native culture are those who experience the most problems in their university life and who encounter frequent culture shocks. But international students who adapt themselves to the culture surrounding them (and who interact more with domestic students) will increase their knowledge of the domestic culture, which may help them to "blend in" more. In this example we can see that foreign students face not only with the lack of understanding of cultural characteristics of the country in which they are located, but also with the language barrier, which prevents them from developing their communication skills. The intercultural communication between peoples is an integral attribute of the human society development.

Not a single country, even the one considered to be the most powerful in political and economic aspect, can meet cultural and aesthetic requests and needs of the humankind without applying to the world cultural heritage, spiritual heritage of other countries and peoples [2].

The modern world is developing towards globalization. In this regard, the problems about the role and place of the international communication become an integral part of life both for the humankind in general, as well as for the individual. Under conditions of the globalization of the modern world, there is a possibility for students, right at home sitting at the computer, to gain knowledge about another culture or practice in learning a foreign language with a native speaker. The today's generation is very lucky, because it has such an opportunity. At any time they can be online and find the information they need. They can communicate with the native speakers, watch movies and read books in the original languages, not relying on the accuracy of the translation. All of these capabilities broaden their mind. It can be concluded with confidence that the establishment of the communicative and intercultural competencies in a globalized society forms closer relations between different cultures. Different nations make it easier to understand one another, because there are many opportunities for the intercultural dialogue [4].

As it has been said, to improve the communication skills in a foreign language or to learn about the features of other cultures it can be done in many ways. But it seems that the most effective way is to communicate with speakers of other languages by using web chats or blogs, and Skype.

Modern technologies allow communicating outside the temporal and spatial framework. One of the most modern and popular methods of communication between people around the world via the Internet is a blog. Blogs have an important influence on various aspects of society, at the same time reflecting the changes in the socio-cultural and global environment. The language of blogs, as an indicator of the changes taking place, immediately captures the latest trends in the field of human interaction. No single definition of the term «blog» exists today. Blog is a website, the main content of which is a regularly added data that contain text, images and multimedia. Blogs are characterized by rather short recording time value. Currently, the scope of Internet communication has a huge impact on the functioning of languages and their productive components (vocabulary, grammar, syntax and style) in both the everyday and professional, educational and scientific spheres of life. Moreover the blogosphere reflects the range of biosocial human consciousness. The shape of the bloggers' language has certain distinctive features. This language is well caught on in the users' mind. Some units have been widely consumed and become a part of everyday language. This language is also characterized by the presence of slang, euphemisms, neologisms, metaphors, metonymy, foreign borrowings, abbreviations, colloquialisms, dialecticisms, vulgarisms and professionalisms [5].

The other way to communicate via the Internet is Skype. Skype may be the answer to a lot of things you've always wanted but didn't know were possible. It is a way to talk to family members in different parts of the country or to call people abroad. Skype is for doing things together, whenever you're apart. Skype's text, voice and video make it simple to share experiences with the people that matter to you, wherever they are. With Skype, you can share a story, learn a language, hold a meeting, work with colleagues – just about anything you need to do together every day. You

can use Skype on whatever works best for you - on your phone or computer or a TV with Skype on it [1]. Skype lets you not be shy to communicate with a stranger. It will help you develop communication skills. Therefore, this way of communication is very effective, because while communicating, you can see the face of your interlocutor and hear the tone of his voice. In any case, if you want to learn quickly a foreign language, you should surround yourself with a foreign speech. Also, using such means of communication via the Internet, you get the skills of the spoken foreign language. Such skills are useful. Besides, when you learn the foreign language, you will acquaint involuntarily with the culture of this nation.

In conclusion, in today's modern world people especially students have an invaluable opportunity to broaden their mind. The today's generation can get the unlimited amount of available information in a couple of seconds. The formation of intercultural and communicative competences of every person has a great importance in the context of globalization of modern society. With the knowledge about other cultures and nations it is easier to communicate with people, understand them as well as be understood.

References

1. About Skype [Internet resource] – URL: <http://www.skype.com/en/about/> (access date 25.02.2016)
2. Intercultural communication in the context of Globalization [Internet resource] – URL: http://web.stanford.edu/group/ccr/blog/2009/04/intercultural_communication_in.html (access date 24.02.2016)
3. Intercultural competence [Internet resource] – URL: http://en.wikipedia.org/wiki/Intercultural_competence (access date 24.02.2016)
4. Bennett, Milton, J. (1998) Intercultural communication: A current perspective [Internet resource] – URL: http://www.mairstudents.info/intercultural_communication.pdf (access date 25.02.2016)
5. Khudyakova, O.S. (2011) Students' communicative and intercultural competences formation via Language of blogs and microblogs (by the material of Russian, English and Chinese languages) // *Philological Sciences. Issues of Theory and Practice*. – Tambov: Gramota, № 4. – P. 162-166.
6. Messner, W. & Schäfer, N. (2012) *The ICCA Facilitator's Manual. Intercultural Communication and Collaboration Appraisal*. London: GloBus Research.

INTERNATIONALIZATION OF HIGHER EDUCATION IN THE CONTEXT OF GLOBALIZATION

Th.H. Nguyen, O. Solang

Scientific advisor associate professor E.V. Shvagrucova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The basic tasks of the higher education system are to train high-quality human resources and provide opportunities for self-learning and lifelong learning. In today's era with new challenges and opportunities of the globalization process, along with the development of the knowledge economy, higher education takes an increasingly important position as an integral part of cultural, social, economic and political development. At the same time, higher education is also considered as a pillar for building and developing internal resources, sustainable development, peace and prosperity of each country and of the whole world.

Governments have acknowledged that higher education is a part of the national infrastructure and the responsibility of the state. However, the general trend of international integration and exporting education services has developed rapidly, creating a fundamental change in the policy making and quality management. In particular, the issue of education, especially, higher education is included in the negotiations of the World Trade Organization (WTO), these problems have arisen beyond the control of the country. To restrict to a minimum the harmful effects of this process and maximize the effectiveness of the higher education system, we need to develop mechanisms for transboundary cooperation based on the principle of equal partnership, mutual respect and mutual benefit.

In the first years of the 21st century, humanity is witnessing great changes in economy, politics, culture, society, and science and technology. In the past decade, they say much about globalization as an irreversible trend in the evolution of the world, dreaming of a "global village", in which humans live in equality nowadays than it has little chance of becoming a reality due to the ethnic conflict, prolonged culture, the wealth gap widened, environmental destruction, resource depletion, especially, risk of being left behind and marginalized in no small part by poor countries. Advanced technology development has brought human civilization to a new - civilization knowledge and knowledge-based economy. It includes the creation and use of knowledge and keeps leading an important role in economic development enhancing economic and social life. In the new era, knowledge is not simply a product of the human mind, but also it plays an important role in enhancing the value in all areas: commercial production, management and public organizations. People will not stop at the effective use of knowledge, but also they have created new knowledge. Knowledge-based economy in the 21st century will operate the completely different principles than the traditional economy, primarily focused on industries with high levels of intelligence and enhance organizational capabilities to market access.

In the current development process, it has been found that the gap in the level of information and knowledge between industrialized countries and developing countries is growing, and even bigger than the income gap. This is particularly serious when the knowledge economy, only knowledge of technology and new skills are a comparative advantage. The phenomenon of "brain drain" due to the appeal of the modern economy continues to increase profoundly affect education developing country. Besides, poor infrastructure, the ability to exploit the limited resources and the economic conditions are developing new era entering.

To overcome the enormous challenges due to globalization and the knowledge economy in place, countries, especially, the developing countries need to be prepared carefully for qualified human resources demand, and be able to

absorb and reproduce knowledge. Therefore, the role of education and training, especially, tertiary education becomes particularly important, and it become the first national policy for many countries. As well as in the areas of economics and society, countries are facing new challenges in education, especially, higher education.

Traditional education in the first half of the 20th century associated with the scientific revolution, but mass technical knowledge generated in several decades has been also very limited. In the late 20th century and early 21st century, the revolution of science and technology with speed control takes place on the global scale, a strong impact to the whole humanity. That means that people in this era of knowledge must always update with the changes of the environment and working conditions.

In modern society, the higher education system becomes responsible for providing services of high quality training for young people to help them access the labor market, while giving them the ability to access update knowledge and workmanship skills. Besides, the quality of education must be improved to meet the needs of socio-economic development in the globalized world. In fact, a series of conflicts are emerging, such as the conflict between the boom needs to be trained, while unemployment increase for bachelors; ensuring equity in access to education has reasonable investment costs, diversification of investment sources while ensuring social objectives.

The modern telecommunication means such as the Internet has quickly created conditions that allow the diversification of types of universal knowledge. Along with the development of electronic commerce (e-commerce) and the corresponding expansion of distance learning to enhance the use of information technology and telecommunications, the potential of transnational trade in educational services has become more popular and promising than ever. But the question is that there are no criteria for the evaluation of the quality of this type of training. To universalize knowledge and information to the community, the potential of information technology and modern telecommunications should be fully exploited. However, the gap between the groups of people in a country and between countries together is too large to ensure equal access. Due to lack of capacity and facilities, many countries, particularly developing countries, face numerous difficulties to apply this technology into practice and local needs.

Investment in higher education plays an increasing role in the new context of the 21st century to meet the expansion requirements and improve the quality of training. Most institutions of higher education are looking for different sources of finance, both in the public and private sectors. But the faculty, increasing private investment in education, also develops commercial aspects of education for profit, and so cannot guarantee harmony in the implementation of the objectives of social education.

Not only the developing countries, but also developed countries face with the problem above. On the one hand, these countries are keen to international integration to exploit the knowledge of the human capital, on the other hand, they want to protect this area of higher education aimed at implementing the economic and social goals of the country. However, developed countries with great tradition and years of experience in university governance, with better exploitation of science and technology, have advanced far ahead of other countries in the exploitation of higher education for the purpose of trade tomorrow. Along with the trend of trade liberalization, a number of countries at the forefront of privatization of higher education establishments have promoted the talks in the World Trade Organization (WTO) to go to unload protective barriers in education to be an open market for competition to education, especially, higher education. One in twelve of the content to the General Agreement on Trade in Services (GATS) is devoted to the field of education.

GATS is a multilateral agreement with legal force to regulate international trade in the services sector. Based on the same basic principles of the General Agreement on Tariffs and Trade (GATT) for the commodity products from more than 50 years, GATS encourages trade liberalization and non-discrimination. GATS covers a vast range consisting of many different types of services and making general provisions on the basic obligations of transparency, regulation Favoured Nation that all WTO members adopted the Agreement must be responsible for compliance.

Until recently, education has not been mentioned in the debate on globalization, because this field is still considered as a non-commercial service. But in practice, education and commercial services has become one of the key sectors in some countries. International trade in higher education is formed based on the cost of the majority of students studying abroad. This form has been available for years, but besides, there are the other forms of education services provided from outside. This is growing rapidly thanks to modern telecommunications technologies that help learners to get access to education without travel abroad. So, new opportunities are opening up in the education market. In the developing countries getting education remains difficult due to limited management skills, poor infrastructure, the poor ability to apply science and technology, but these countries have rich ecosystems, young human resources, dynamic and able to absorb knowledge quickly, as well as the potential market for service providers in education. Therefore, international cooperation should be developed based on a relationship of equal partnership and mutual respect, common interests, which can meet the development needs of a multicultural environment, both in line with strategic objectives strategic and cultural traditions of each country.

Along with the trend of economic integration, internationalization of higher education is a necessity for the transfer of technology and knowledge, but it is not synonymous with commercialization and turning education into a commodity product to communicate change in the market. Each country will develop its own policy in line with the actual conditions and needs development. Internationalization of education must be based on a voluntary cooperation mechanism, equality, mutual respect and mutual helpful. The walk in policy exploiting the efficiency of international cooperation depends largely on the country, in general, and each higher education establishments, in particular.

More to think of a lot of people, trade in higher education services has been established, and it is growing despite opposition from many governments and international organizations. The figure of \$ 30 billion in export earnings brandishing educational services, accounting for 3% of total export earnings from the services of the countries of the Organisation for Economic Co-operation and Development to bring a lot of sense. But that's only an estimate based on the number of students studying at universities rather than to the entire value of the service and, of course, education is

much lower in reality. Thus, the power of comparative advantage has settled on a number of developed countries leading in the list of countries exporting education services. Advanced technologies, typical for electronic learning (e-learning), will have the most powerful impact on the service sector in the future. Besides, many countries have real concerns about the potential challenges to the culture and the traditional values of his country while strengthening trade liberalization in education services.

Different opinions, even contradictory, related to issues of trade liberalization in education services, removing protectionist barriers of each country for this sector continues to increase. Also, a path ahead to GATS negotiations on achieving a consensus in WTO and GATS member countries can come into the life of the international community. However, whether to support or oppose the reviewers have agreed a principle that education, especially, higher education remains an important factor in national policies. Educational services from outside can only be a complement and support to the national education system. They cannot replace the existing system for the size and quality, although not really correspond to the growth development of that country. The multinational service providers must also respect the national sovereignty in education, reach an agreement with the local government, and comply with international treaties signed in this field.

References

1. Altbach, Philip (2006). "Globalization and the University: Realities in an Unequal World." In: Phillip Altbach, James Forest (eds.). *International Handbook of Higher Education*. Dordrecht: Springer.
2. Altbach, Philip; Reisberg, Liz; Rumbley, Laura (2009). *Trends in Global Higher Education, Tracking an Academic Revolution*. Paris: UNESCO.
3. de Wit, H. (2002). *Internationalization of higher education in the United States of America and Europe : a historical, comparative, and conceptual analysis*. Greenwood Press, Westport, Conn.; London.
4. Huisman, J. (2007). *Research on the Internationalisation of Higher Education: The State of the Art - Paper prepared for the Seminar on the Internationalisation of Higher Education, Department of Education, University of Bath, 4 July 2007*.
5. Knight, J. (2003). *Updating the Definition of Internationalization*. International Higher Education, CIHE, Boston College.

TEACHING ENGLISH TO VIETNAMESE STUDENTS IN THE HIGHER INSTITUTION

D.T.X. Tran

Scientific advisor associate professor E.V. Shvagrakova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At present, one of the worrying situations for higher education is the lack of basic and professional knowledge of English among the students (for technical universities). It is still a serious problem, though many innovations in teaching and learning methods have been implemented in many universities. The need to expand cooperation ties among many countries is increasing in the world, so English is very important and indispensable for students, especially, English for Specific Purposes. This article aims to reflect the results of research on teaching basic English and English for Specific Purposes to Vietnamese students at technical universities, and it is focused on analyzing the aspects of learners' needs. Also, it is concentrated on the fundamental factors such as program planning, teaching and assessment forms in universities.

Nowadays, the knowledge of English as a foreign language is one of the indispensable conditions for getting a desired job in all fields. Consequently, teaching and learning of foreign languages in universities becomes a "hot spot". So, policy innovations in the curriculum and teaching methods are constantly being implemented in order to improve foreign language skills of students. The main aim of this process is to provide students with a good job and necessary skills after graduation from the university.

English is the official language of over 53 countries and territories in the world. Also, it is the official language of the EU, and it is the 3rd most widely known language used only after China and Spain (because of disparity in the national population use). For the students, who wish to study abroad, the countries in the EU and the USA are the top priority by living conditions and the reputation of universities. English is the language you can never ignore. According to Wikipedia, there are over 400 million people using English as their mother-tongue, and more than 1 billion people use English as a second language. English has the largest vocabulary in all languages with over 500,000 words in the Oxford book. In addition, English is the language of science, technology and business, so its vocabulary is getting more and more new words day from day. The countries with high *per capita* income in the world have many people being fluent in English.

We have studied trends in Teaching English as a Foreign Language (TEFL), and several investigations addressed to teaching and learning of English for Specific Purposes (ESP). In terms of theory, training must have high quality to meet the needs of training subjects in the society, and to create good training products. It means that students must use basic English and English for Specific Purposes in their jobs after graduation. However, English for Specific Purposes as a subject has revealed in recent years many difficulties and limitations in many aspects of teaching. This has led to financial wastes, and many training institutions has not achieved the desired objectives. For engineering sector, students do not have many opportunities to contact or work in English; their level of English has just stopped almost at grasp the basics. This is a really urgent problem, and it needs to be solved quickly.

Students always encounter many difficulties in learning English caused by different reasons. This article will clarify the difficulties of the students studying at technical universities in order to find the best solutions to overcome these weaknesses. Also, it is aimed to help students in improvement of their proficiency and language skills. There are many teachers, linguists and scientists around the world, who research teaching methods and abilities of students learning English. Many of them such as Adrian Doff, Jeremy Harmer, Penny Ur, H.D. Brown, Lawson (1979), Widdowson (1981), Hutchinson & Water (1987) have written popular books for teaching English. Canale & Swales (1983) has definitions and analysis connected with the needs of students, and they explain for language learners what is possible to do by means of language. Marginson & McBurnie (2004) study activities of professional work using English.

As to English of Specific Purposes, the names of Hutchinson and Water (1987) have gone down in history, because the work of these authors has helped to highlight the important aspects of English. English for Specific Purposes plays an important role for students, especially, for the students of technical universities. The learners of English Specific Purposes are successful, when they know how to bring the knowledge and skills learned to the job. They can do plenty of things: they can read books and newspapers on their profession. In addition, they can translate materials about their jobs from other sources in other languages, they can write reports, correspondence, or answer the phone, communicate with other people in the environment using English for work or with foreign elements. The study by Zhang (2007) and Bouzidi (2009) have shown that learning English for Specific Purposes must be derived from the practical needs of students wishing to use the language to perform the function work. Hutchinson & Water (1987) argued that teaching English for Specific Purposes has to base on the individual needs of learners in their primary professions. Moreover, if curriculum, programs, teachers and students are not focused on the concrete job, the teaching of English for Specific Purposes will not be effective. (Widdowson-1978, Savas-2009, Luka-2009).

A target group of the research is Vietnamese students studying at technical schools in Russia and Vietnam. In the course of research various methods and different types of surveys have been used such as the Internet survey, survey forms and interview directly with respondents, the method of processing and analyzing the data collected. Respondents could choose several options while answering the questions. The survey process includes 200 students from Vietnam.

a. Survey on the status and demand of students learning English.

The first question for students in the survey is about the role of learning English. The following answers are received: 4% of the students said: "Learning English is not necessary", 12% of the students said: "Learning English is normal", and 84% of them said: "Learning English is necessary". The next question is "Why do you learn English?". 90% of students chose: "To find a job easily and need for future job", 60% of students chose: "To improve knowledge", 40% students chose: "Because it is a compulsory subject", and 30% of students chose: "To understand films and songs in English". We can see that learning English is now very important for students. Most of them really need English for study and for work in the future.

The next question is "How long have you learnt English?". Most of them (95%) said: "When they were 15 year olds". It means that they were in the 6th class at school. Surprisingly, the majority of students have weak and average levels of English. 50% of the students participating on the survey said that they had a weak level of English, and 40% of them said they had an average level. We can see that students have learned English for a long time, but they cannot speak English well. It is a big problem, and we have to find out the main reasons and resolve it.

b. Survey on students' difficulties at learning English.

The first group of questions includes the difficulties that students often mention in various forms such as interviews, comments in social networks. 80% of students said that learning English themselves was determined by the English level of each person. But it was a real surprise, when 60% of students said that the difficult thing for students was the lack of information: they did not know where they could start learning English. This shows that the problem about "a fundamental root" to learn English plays an essential role. This is the basis for the first step in learning English. If students do not know where they can start learning English, they will face many difficulties. In addition, 70% of students said that they did not have a right way to learn English, this led to poor level of their English. Therefore, the majority of students cannot hear clearly the sounds when they listen to English task in listening comprehension, they do not have enough knowledge in vocabulary and sentence structures to understand the speech of others. So, they have no response in communication.

Another question for students is "What factors influence badly learning English?" 60% of students agreed with "Living in the same room with people who do not know English", 80% of them agreed with "Do not have friends to speak English", 90% of them - with "Do not communicate with local persons speaking English.", 70% of them - with "Do not go to English centers" and a few of them (5%) said: "The environment of speaking English is not important". We can conclude that the majority of students in technical universities do not have the environment for communication. Students cannot demonstrate their language skills. Therefore, the rule of "Practice makes perfect" is very important.

In addition, studying the factors affecting learning English, we asked many different questions and sorted out the most typical to find out the reasons often faced by students. 70% said they were afraid of communication in English with friends and teachers, 50% of them said that they were afraid of speaking to strangers, 60% of them said that they feared of making mistakes while speaking English. We can see that psychology of communication is very important for students. The majority of students have experienced embarrassment while speaking English. So, during classes teachers should pay special attention to this issue, teachers need to create more opportunities for students to communicate, teachers should create a psychological comfort for students in the classes. This is the key to develop the abilities of students for learning English.

The majority of students participating in the survey said that they did not have enough time to learn English. 50% of students said they had to study many other subjects, 80% of students say that they had to learn, mostly, professional English, which is rarely used in the communication. Especially, 90% of the students complained that they

had a lot of English grammar exercises; they had to do them as a machine, so they did not have a sufficient opportunity and time to communicate in English. Therefore, teachers need to create conditions for students to improve their skills of communication in English. Too many grammar exercises during classes are not useful. What students really need is the ability to use all language skills rather than only to write the reports.

The next group of questions is about the relationships between students and their group mates, and the relationships between students and teachers. There are several reasons of difficulties. 20% of students said: "Teachers do not teach well", 30% of students said: "Our friends do not like when we speak English", 70% of students said: "Teachers communicate only with someone, who is good at English". It can be observed that the relationship between people in university is also very important for learning English. Students need to have a friendly environment, and to be open-minded. Teachers need to understand the psychology and the ability of the students and create more conditions for them to communicate. In addition, creating excitement for learning is also necessary. Students are shy and difficult to ask for help from others: 82% of students said that the request for help from teachers was difficult, 25% of them said they had some difficulties of working with friends in the group. According to our research, "Speaking" is the most important part in English for students. 62% of students surveyed agreed with this idea. Next, 28% of students said that "Listening" was the most important part, 6% of students said that it was "Writing" and only 4% of them selected "Reading". As to English, students want to improve as follows: 91% of students want to improve their speaking skills, 80% of them want to improve listening skills. We have found that students are particularly interested in listening and speaking. Teachers need to pay more attention to these parts in order to help their learners.

c. Survey on some desires of students in learning English.

The first group of questions is "Who can teach you English best?" 8% of the students selected "Relatives", 15% of students chose "Friends", 23% of students chose "Teachers not from England or country speaking English", and 54% of them chose "Native teachers". So, we can see that in teaching English teachers are always better than others. In particular, students look forward to working with foreigners to have more opportunities to improve English skills.

The next group of questions relates to assessment of English clubs activities. As many as 71% of the students said that English clubs were extremely necessary. Most students want to get friends in order to communicate in English and exchange knowledge. The more important thing is "Learning by practicing". The last group of question is the ideas of students about a good English teacher. 86% of students said: "A good teacher needs to pronounce correctly", 91% of them said: "A good teacher needs to understand the psychology of students", 79% of them said: "A good teacher needs to offer interesting exercises", 18% of them said: "A good teacher needs to have a high education", and 25% of them said: "A good teacher has to have a good reputation".

From the results above, we can see the problems in learning and teaching English to Vietnamese students. Teaching English today becomes more demanding, especially, for the students of technical universities, who have fewer opportunities to communicate in English. Teachers need not only to be qualified, but also they must have good teaching skills. Teachers need to capture the thinking and psychology of the students to use the best teaching methods. Also, the application of technical equipment in teaching English is very important, this is a very good support for teachers and students in teaching and learning English.

References

1. Megatrends 2000, Patricia Aburdene & John Naisbitt. English as a Universal Language.
2. Dan Van Dao Some Vietnamese Students' Problems with English Grammar: A Preliminary Study http://www.hpu.edu/CHSS/English/TESOL/ProfessionalDevelopment/200880TWPfall08/6_2_05Dao.pdf
3. Anh Le (2014). Vietnamese international student repatriates: an exploratory study. <http://digitalcommons.unl.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1185&context=cehsedaddress>.
4. Nguyen Ho Hoang (2009). Teaching EFL writing in Vietnam: Problems and solutions - a discussion from the outlook of applied linguistics, *Thuy VNU Journal of Science, Foreign Languages* 25, 61-66.
5. Crystal, David (1997). *English as a Global Language*. Cambridge: Cambridge University Press. ISBN 0-521-53032-6.
6. Randy Scott Miller, B. A., Div, M. (2012). Understanding the motivation international Vietnam students and their higher educational experiences in the United States. <http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc115122/>.
7. Đỗ Thị Xuân Dung (2012). *Day và học tiếng anh chuyên ngành theo nhu cầu của xã hội*. <http://donga.edu.vn/ngoainqu/TinNganh/tabid/2154/cat/1682/ArticleDetailId/12385/ArticleId/12383/Default.aspx>.

ACADEMIC MOBILITY AND ITS ROLE IN GLOBALIZATION PROCESS

M.V. Vinidiktova

Scientific advisor associate professor Yu.V. Kolbysheva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays it is a well-known fact that the labor market is very competitive and even the higher education can't ensure successful employment to the applicant. Therefore, if you are looking for a job, you should satisfy some additional qualifications, which must help to get the position. Usually employers are looking for someone who knows at least one foreign language and has developed communicative skills and flexibility. In the current context of globalization, the phenomenon of academic mobility gets a special urgency and can be one of the guaranteed ways to gain all these qualities and skills while studying at university.

A potential employee that has studied abroad for a certain period of time is a priority able to speak foreign languages enough to understand international colleagues. He has a broader view of life gained after a long stay in a foreign environment. Developing his own as a specialist, he is ready to help in developing his employer's business. That

is why more and more students every year choose participation in the programs of academic exchanges as a good investment of money, time and effort; because they know that everything will pay off handsomely.

However, after choosing this way of education, students still can face lots of problems. The academic mobility program and its preparation at various levels is a very laborious process that requires a close cooperation between the various representatives of universities who are organizing them. This article will examine the foundation history of students' academic mobility as a global process, along with its main problems and development prospects.

The academic mobility is the movement of students and teachers of higher educational institutions for a certain period of time to another educational or scientific institution within or outside their country for the purpose of studying or teaching [1]. The International Academic Mobility is one of the most effective ways of developing opportunities at an individual level. Students who take part in mobility programs open the way to improve educational and research courses and programs, especially if their host university does not have so many opportunities to develop research work. They return home not only with new knowledge, but also with invaluable experience. It is important to note that the term does not imply the emigration or long-term training (work) abroad. It is necessary to notice that physical mobility cannot be replaced by a virtual one: learning courses in foreign university while living in your country can't be understood as the academic exchange [2].

The objectives of higher education mobility can be different [3]. They can be not only educational, research, or teaching related goals, but also personal, cultural, social, immigration, language, or other ambitions for the acquisition of high-quality education. As a way of globalization, the academic mobility should act as the catalyst in the formation of a global educational space, which is realized by means of programs aimed at promoting the development of higher education systems in country-partners. The integration of the overall educational environment is achieved through the expansion of cooperation in the field of higher education.

Mobility has a positive effect for the quality of higher education and higher education institutions development and growth of the cultural level of a society as a whole [6]. However, the academic mobility is not an exception in facing some serious problems that can be solved only in friendly and open-minded global world.

Another important issue is the language of academic mobility programs. For every host country the preservation of its own language and culture is a very important problem, but the need for a common language of global education brings the English language to this role. Most often the education is carried out in English, but it is constantly emphasized that the student is encouraged to study the language of the host country, and the host university has to organize intensive language courses for foreign students. In the case of a one-year internship, universities are recommended to teach foreign students in English during the first semester and in the language of the host country during the second. In general, the student must arrive at a foreign university with fluent English or the host country's language. This raises the question of an in-depth study of the English language courses' organization in all universities taking part in academic exchange process.

Governments and global institutions realize the benefits that the mobility development brings for increasing the competitiveness of universities, countries and the entire worldwide education, the development of the single market and competitiveness of the world economy as a whole [4]. Therefore, they have started to support the development of the academic mobility and The Action Plan for the mobility development in universities has been developed.

The plan starts with recognition of the fact that the creation of a united global knowledge area is one of the main priorities for the world development. Free, unhindered mobility of all participants of the educational process - students, teachers, researchers and administrators should be the base of it as one of the main condition for improving the competitiveness and attractiveness of the education at universities worldwide.

The imbalance between different regions in the students' interchange is obvious: flows of "mobile" students from Northern and Eastern Europe to Western Europe are dominating, while there is an almost complete absence of reverse flows. However, we should pay attention to the countries of the eastern region, which have occupied a leading position in the global education market for many years. Changes in higher education systems of these countries are in line with the trends of globalization and internationalization. At the same time, experts point out the need of higher Asian education development.

Asian universities in the basic aspects of functioning have to adapt to the Anglo-Saxon model in order to achieve a competitive position in the global education market [5]. The researchers consider that the internationalization should not be understood only as a following to American or Anglo-Saxon standards.

Asian universities are paying close attention to the international benchmarking – the studying and the borrowing of foreign (primarily European countries) positive experience in the field of education. Their desires to take a leading place in the world rankings of universities, raise their prestige in the eyes of world public opinion, attract foreign students and others make them do this policy. At the same time the criteria for entering the rankings are determined by the Anglo-Saxon tradition and practice.

The qualitative development of the higher education in Asian countries is usually associated with its internationalization. The intensity of measures for the higher education internationalization in Asia depends on the educational policies of individual countries. Among the Asian countries, the most revealing are changes in the Chinese system of higher education. The researchers of higher education in Asia view China as a collective image of the changes that occur in the formation of all Asian countries.

Increasing students' mobility in the study abroad form is a well-known form of the education internationalization [7]. International student exchanges are now becoming the main characteristic of a global system of higher education. In quantitative terms, the dynamics of these processes looks impressive. Over the past 40 years the growth rate of international students even exceeded the overall growth rate of the number of university students.

According to UNESCO statistics, in 1994-1995 in 50 host countries were about 1.5 million foreign students. Over the past 25 years, international student mobility has increased by more than 300%.

The economic side of this issue is attractive. As it is known, the championship in imports of foreign students belongs to the United States. According to WTO information, in 2005/2006 one-third of the sum of all revenues from providing educational services to international students in higher education accounted for the United States (13.5 billion dollars). Providing educational services to foreigners is the fifth largest contribution to the national economy by export items of the USA.

Besides the US, the countries that host the largest number of foreign students to study are the United Kingdom, Canada, and Australia, where the dominant language of communication is English. It is clear that the largest flows of student mobility come from countries with developing economies of the Asia-Pacific region (Japan, Korea, Malaysia, Singapore, China, and Hong Kong).

The ability to live and study in another country gives people a new cultural, social and academic experience, and creates opportunities for the personal development. This increases the competitiveness in the international labor market and employment opportunities. Mobility plays an important role in developing and maintaining a democratic culture. Mobile students also contribute to the education internationalization. With the help of mobile students, a university gains new perspectives that call for the consideration of established traditions and practices. Thus, mobility provides opportunities for academic excellence through the development of new contacts and views, as well as the comparison and development of education systems. In this open environment, it will strengthen international cooperation and linkages, as well as improve the quality of higher education and scientific research.

The experience of mobile people is embedded into society and contributes to its development. People with experience of living in other countries contribute to the reducing of prejudice, cultural and language barriers between people, countries and cultures. Transnational exchange provides mutual and competitive benefits for society, as well as changes and improves it.

References

1. Academic mobility [Electronic resource] // wikipedia.org: [website]. – 2015. –URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Academic_mobility – Title from the screen (reference date: 19.05.2015).
2. Akademicheskaja mobil'nost' [Electronic resource] // <http://www.mai.ru>: [website]. – 2015. –URL: <http://www.mai.ru/unit/ums/mobility/> – Title from the screen (reference date: 19.05.2015).
3. Akademicheskaja mobil'nost' studentov [Electronic resource] // <http://tpu.ru>: website]. – 2015. –URL: <http://tpu.ru/today/facts-numbers/best/a1/9> – Title from the screen (reference date: 19.05.2015).
4. Chistohvalov V.N., Filippov V.M. Sostojanie, tendencii i problemy akademicheskoy mobil'nosti v Evropejskom prostranstve vysshego obrazovaniya: Ucheb. posobie. – M.: RUDN, 2008. – 162 s.
5. Prokhorov A. V. Higher education internationalization in Asian countries // Social'no-jekonomicheskie javlenija i processy. 2012. №7-8. URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/internatsionalizatsiya-vysshego-obrazovaniya-v-stranah-azii> (reference date: 19.05.2015).
6. Shirobokov S.N. Modern trends in the development of academic mobility of actors involved in educational process // Vestnik IGLU. 2012. №4 (21). URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/sovremennye-tendentsii-razvitiya-akademicheskoy-mobilnosti-subektov-obrazovatel'nogo-protsessa> (reference date: 19.05.2015).
7. Tokmovceva M.V. Problemy akademicheskoy mobil'nosti v svete prinjatija novogo Federal'nogo zakona «Ob obrazovanii v Rossijskoj Federacii» [Elektronnyj resurs] // Social'no-jekonomicheskie i psihologicheskie problemy upravlenija // Sbornik nauchnyh statej po materialam I (IV) Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii, prohodivšej v Moskovskom gorodskom psihologo-pedagogicheskom universitete s 23 po 25 aprelja 2013 goda / Pod obshhej red. M.G. Kovtunovich. Chast' 1. – M.: MGPPU, 2013

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	5
------------------	---

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

Дмитриев А.Ю. Институт природных ресурсов: история развития и достижения настоящего	29
Шварцев С.Л. Глобальная эволюция как объект геологии	30
Иванова Г.М. 20 лет международному симпозиуму им. академика М.А. Усова. Усовским конференциям и симпозиуму – 45 лет.....	34
Иванова Г.М. Традиции, заложенные В.А. Обручевым в подготовке высокопрофессиональных специалистов, успешно развиваются в Институте природных ресурсов (к 120-летию основания Томского политехнического университета)	49

Секция 10. ГЕОЭКОЛОГИЯ, ОХРАНА И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Язиков Е.Г. Геоэкологические особенности урбанизированных территорий со сложной техногенной нагрузкой юга западной Сибири.....	55
Адильбаева Т.Е. Уровень загрязнения атмосферного воздуха в зоне влияния теплоэлектростанции города Караганды по данным снегеохимической съемки.....	56
Аксёнова Ю.Э. Разработка генеральной схемы санитарной очистки муниципального образования «Колпашевский район»	58
Аламов А.Д. Минеральный состав солевых отложений (накипи) в теплообменном оборудовании.....	61
Алексеенко А.В. Оценка техногенной нагрузки на ландшафты Новороссийской промышленной агломерации	62
Арсланова И.И. Разработка комплексной ресурсосберегающей технологии производства биотоплива из культур, используемых для фитомелиорации нефтезагрязненных почв.....	64
Артамонов Ю.Е. Содержание и особенности распределения тяжелых металлов в рыбах реки Иртыш ..	66
Арутюнов Т.В. Технология добычи сланцевого газа и влияние на экологию	68
Аухадеев Т.Р., Закиров А.В. Изменения приземной температуры воздуха северного полушария в период 1850-2014 гг.	70
Афанасьева М.И. Растворенное органическое вещество аквальных ландшафтов Приамурья	72
Бейм К.О. Проектирование и разработка информационно-картографической системы гидрохимической информации.....	73
Белая Т.Г. Эколого-геохимическая характеристика почвенного покрова октябрьского района Ростова-на-Дону.	76
Беляев Н.М., Ермаков В.С. Технология утилизации капсулированных нефтяных шламов	78
Беляновская А.И. Биогеохимический барьер в организме мелких млекопитающих на территории воздействия среднеуральского медеплавильного комбината	80
Бирулина А.Г. Оценка влияния радиоактивного мутагена на процесс онтогенеза <i>Drosophila Melanogaster</i>	82
Блюм Е.А. Биогеохимический мониторинг в районах хвостохранилищ горнодобывающих предприятий (поселки Комсомольск и Урск Кемеровской области)	83
Бобокбаев Ш.Р. Изучение и прогнозирование катастрофических ситуаций природного характера в районе озера Сарез.....	85
Богданович Е.А. Распределение тяжелых металлов (Zn, Ag, Cd, Sb, Pb) на территории урского хвостохранилища по данным опробования листьев березы.....	86
Богуш И.В., Аджиев Р.А. Геохимическая характеристика загрязненности донных отложений бенз(а)пиреном в районе бывшего байкальского целлюлозно-бумажного комбината	88
Боев В.В. Распределение микро- и макроэлементов в почвах тюменского федерального заказника.....	90
Боженко Н.П. Геохимическая характеристика сфагновых мхов и торфа верхового болота на возвышенности Фогельсберг, Германия.....	92
Бондарчук А.А. Особенности распределения нефтепродуктов в почвах на территории г. Стрежевой томской области	93
Бондин И.А. Железноводское месторождения подземных вод и его экологическое состояние.....	95
Борисенко А.А., Кемкин И.В. Состав, содержания и формы вхождения токсичных элементов в сульфосолях месторождений Дальнегорского рудного района.....	97
Брайт Ю.Ю., Жаскайрат Д.Ж., Жармухамбетова А.К. Дескриптивный анализ данных в системе персонифицированного учета ликвидаторов и их потомков, проживающих на территории Алматинской	99

области в Республике Казахстан	
Бутенко А.В., Таловская А.В. Тяжелые металлы в почвенном покрове территории Сорского горно-обогатительного комбината (Республика Хакасия)	101
Бучельников В.С. Характеристика минералогического состава отходов Тейского железорудного месторождения	103
Быкова М.В. Оценка накопленного техногенного воздействия отработанных месторождений в области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции	105
Быковская Е.А. Идентификация и количественное определение наноматериалов в водных объектах окружающей среды	107
Веневская Н.Н. К вопросу об экологической ситуации города Балей (Забайкальский край)	109
Воротило М. К. Нахождение плутония в почвах и растительности районов, прилегающих к бывшему Семипалатинскому испытательному ядерному полигону	110
Габитов Р.В. Особенности химического состава поверхностных вод на территории агломерации г. Горно-Алтайска	112
Галлямов Р.Р., Зотина К.Э., Курлянов Н.А. Особенности состава снегового покрова г. Казани	113
Галушкина Д.Н. Геохимические особенности природных вод баргузинского государственного природного биосферного заповедника	115
Губина К. А. Ртуть в почвах районов расположения промышленных предприятий на территории г. Омска	116
Данилов А.С. Использование биологических закрепителей на предприятиях минерально-сырьевого комплекса	118
Дериглазова М.П. Отражение экологических условий окружающей среды в минералого-геохимических особенностях зольного остатка организма человека города Норильск	120
Джамбаев М.Т., Жакупова Ш.Б., Брайт Ю.Ю. Уран в питьевой воде и крови человека в зоне влияния Семипалатинского ядерного полигона	122
Доронина В.Д., Смолякова А.Д. Изучение форм нахождения ртути в почвах г. Томска	124
Дорохова Л.А. Содержание урана и тория в почве и листьях тополя г. Благовещенска	126
Егорова Е.В. Исследование потенциала сорбента на основе торфа при очистке сточных вод от ионов цветных металлов	128
Еремина Е. П. Биогеохимическая характеристика эпифитного лишайника <i>Lobaria Pulmonaria</i> территории Баргузинского заповедника (Республика Бурятия)	130
Есильканов Г.М. Элементы-токсиканты в воде объектов водопользования, расположенных на территории бывшего Семипалатинского испытательного полигона	132
Жакупова Ш.Б., Колбин В.В., Джамбаев М.Т. Радиационная обстановка села Калачи вблизи декультивированных урановых шахт Есильского района Акмолинской области	133
Жданов В.А., Колесникова Е.А., Черненькая Е.В. Геохимическая характеристика элементного состава лабазника вязколистного (<i>Fillipendula ulmaria</i> L.) Кемеровской области	135
Злобина А.Н. Естественная природная радиоактивность почв как фактор риска для здоровья человека	137
Иванов М.В. Ртуть в воздухе, воде, почвах и донных осадках острова Русский Японского моря	139
Исупова А.А. Применение метода лишеноиндикации для оценки качественного состояния атмосферного воздуха (на примере города Междуреченска)	141
Капустина А.А. Минеральный состав твердого осадка снега в зоне потенциального влияния газокomppressorной станции	143
Карпенко Ю.А. Распределение редкоземельных и радиоактивных элементов на территории Комсомольского хвостохранилища по данным опробования листьев березы	145
Карсеко К.С. Необходимость применения информационных систем в оценке количества образующихся отходов в бурении	147
Киндлер А.А. Экологический паспорт затопленного Дегтярского шахтного поля	149
Киреева А.Е. Эпитаксиальные образования в природе и их учет в землепользовании	151
Ключникова Ю.О. Анализ возможных факторов, обуславливающих возникновение «сонной болезни» в с. калачи (Республика Казахстан)	153
Ковалёв А.В. Использование спутниковых данных для оценки состояния растительности на территории нефтедобычи западной Сибири	155
Коваль Е.В. Индикаторное значение La/Ce соотношения (на примере изучения природных сред и живых организмов на территории Томской области)	157
Ковешников И.А. Исследование ртути в донных отложениях в озёрах Шегарского района Томской области	159
Коновальчик Е.А. Специфика проведения инженерно-экологических изысканий на территории республики Саха (Якутия)	161
Константинова Е.Ю. Микроэлементы в почвах основных геоморфологических районов юго-запада западной Сибири	162

Круковская О.Ю. Динамика поступления загрязняющих веществ в атмосферный воздух от автомобильного транспорта в регионах Беларуси.....	164
Кудрявцева М.Г., Батищева В.А. Исследование мышечной и костной тканей обыкновенного окуна на содержание ртути	166
Кузьмина Е. Г. Оценка техногенного загрязнения почв территории г. Омска по результатам изучения их вещественного состава и каппаметрии.....	167
Лесина М.Л. Биотехнология переработки осадка городских сточных вод в товарный продукт.....	170
Лощилова М.А., Вальтер Л.А., Портнягина Е. В. Роль природных парков в стратегическом социально-экономическом развитии регионов России (по материалам Омской и Кемеровской областей)	172
Макаревич Т. Г. Закономерности распределения ртути в почвах на территории г. Горно-Алтайска и его агломерации.....	174
Макаренко Т.В. Влияние экологических факторов на демографические характеристики Томской области (1980-2014 гг.)	176
Максимова А.Ю. Содержание ртути в водных растениях семейства рясковые на территории Томского района	178
Максимова Д.И. Содержание и формы нахождения ртути в почвах угледобывающих регионов	180
Маюрова А.С. Использование фотовольтаических систем для энергообеспечения освещения мостового перехода через Керченский пролив	181
Мельникович Е.А. Применение методов дендрохроноиндикации для изучения состояния окружающей среды	183
Мех А.А. Оценка опасности буровых шламов с использованием в качестве тест-объекта протококковой водоросли хлореллы <i>Chlorella Vulgaris Beijer</i>	184
Милушкин К.С., Чепайкина А.С., Ильясов Р.К. Влияние полигона ТБО на геоэкологическую обстановку на примере крупной городской свалки.....	186
Михайлова К.Ю., Литая В.В. Характеристика металлосодержащих фаз в твердых частицах, аккумулированных в снежном покрове в окрестностях объектов угольной теплоэнергетики.....	188
Михалев А.О., Гребенщикова В.И. Разработка веб-гис системы для информирования общественности о результатах научной и учебной геоэкологической деятельности	190
Мишанькин А.Ю. Фиторемедиационная технология очистки почв от радиоактивного загрязнения.....	192
Мишунина А.С. Характеристика и оценка опасности компонентов модельного бурового раствора с использованием водорослей <i>Chlorella Vulgaris Beijer</i>	194
Нгуен Ван Луен Гидрогеохимическая характеристика подземных вод в уезде Чодонь, провинции Ваккан (Вьетнам)	196
Нгуен Чунг Киен Ртуть в почвах на территории г. Ханоя (Вьетнам)	198
Нечаев Д.А. Пример конструкции универсальной установки, предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов.....	201
Николаенко А.Н. Экологические риски в районах размещения угольных предприятий	203
Новоселова А.А. Биотехнология защиты окружающей среды, основанная на использовании иммобилизованных микроорганизмов	205
Омельченко О.В. Перспективность реки Пшеха для развития форелевого хозяйства	206
Осипова В.В. Оценка валового содержания ртути в листьях тополя на территории г. Новокузнецка	209
Пальцев И.С., Добролюбов А.И. Геоэкологическая роль петромагнитных свойств почв над подземными хранилищами газа	211
Парыгина Р.Ю. Использование аудиторий под открытым небом в процессе вузовского образования....	212
Перминова Т.А. Специфика накопления брома в организме человека	214
Подлипский И. И. Гидрогеология современного геологического тела, сложенного техногенными свалочными грунтами	216
Пожарская О.Д. Разработка генеральной схемы очистки территории Тегульдетского района Томской области.....	217
Поликанова С.А. Формы нахождения химических элементов в снеговом покрове в окрестностях алюминиевого завода (на примере г. Красноярска)	219
Прокофьева Е.В. Загрязнение почв особо охраняемых природных территории соединениями тяжелых металлов (на территории города Саратова)	221
Просекин С.Н., Филимонова Л.М., Гомболевский Г.И. Современные методы оценки техногенного загрязнения с помощью геоинформационных систем и термодинамических моделей воздействия газопылевых аэрозолей на окружающую среду (на примере Ирказ)	222
Рамазанов А.Р. Оползневые процессы на территории г. Ханты-Мансийска.....	225
Рогова Н.С., Сергеева Н.Д. Способ определения геохимического фона на примере метода мхов-биоиндикаторов.....	227
Русланова К.Р. Влияние истощения и загрязнения вод западной Сибири на окружающую среду и основные мероприятия по борьбе с отрицательными последствиями.....	228

Рыбкина Е.О. Экспериментальное изучение поведения элементов при взаимодействии дренажных вод с природными и модифицированными сорбентами.....	230
Рыжова Л.П., Носова Е.В. К вопросу эколого-экономической оценки отработки техногенных месторождений рудных полезных ископаемых.....	232
Самохина Н.П., Филимоненко Е.А. Оценка потоков тяжелых металлов (Hg, Cd, Se, Pb и As) из атмосферы на снежный покров в окрестностях теплоэлектростанции (на примере г. Томска)	235
Сварацкий Я.И. Предложения по проекту рекультивации нарушенных земель на территории кустовой площадки №7 Кошильской площади Вахского нефтяного месторождения.....	237
Сверчков И.П. Снижение негативного воздействия на окружающую природную среду в районе расположения предприятий переработки угля.....	239
Силенко Ю.Е. Биогеохимическая индикация урана и тория в зоне влияния урандобывающего предприятия методами инструментального нейтронно-активационного анализа и радиографии	241
Ситникова В.А. Радиоэкологическая обстановка в районе г. Горно-Алтайска.....	243
Скрипник М.И., Абикеева Ж. Сравнительная оценка содержания высокотоксичного элемента (цинк) в волосах детей, проживающих на территории Павлодарской и Кировоградской областей.....	245
Сурнина А.В., Щеглова В.К. Вещественный состав и магнитная восприимчивость почв районов расположения промышленных предприятий на территории г. Томска	247
Тимофеева И.В. Онтологический подход к систематизации геоэкологических изменений в Арктическом бассейне.....	249
Торопов А.С. Формы нахождения трансурановых радионуклидов в природных водах площадки «Дегелен» Семипалатинского испытательного полигона.....	250
Третьякова М.И., Литав В.В. Динамика потока редкоземельных элементов из атмосферы на снеговой покров в окрестностях предприятий нефтехимической отрасли (на примере г. Омск)	252
Трипольская О.И. Экологическое состояние почв и грунтов зоны аэрации в районе строительства аэропорта «Южный» в Аксайском районе Ростовской области.....	253
Турсуналиева Е.М. Распределение ртути в листьях тополя вдоль трассы Новокузнецк-Междуреченск...	255
Усонов А.А. Радиоэкологические проблемы горнодобывающей промышленности Кыргызской республики.....	257
Фатихова Н.И., Кузнецова Г.М. Использование водорослей для очистки сточных вод от фенольных соединений	259
Цогнэмэх Хонгорзул Распределение алифатических и ароматических углеводородов в донных отложениях озер Хакасии	261
Цыренов Т.Г. Несоответствующее ведение рекультивационных работ на примере отдельных месторождений Забайкальского края	263
Чукаева М.А. Причины и последствия трансформации природных вод, находящихся в зоне воздействия ОАО «Апатит»	264
Шамсутдинова Е.А. Использование злаковых трав для фиторемедиации	266
Шахова Т.С. Оценка концентрации ртути в нерастворимой фазе снежного покрова в окрестности предприятия нефтехимического комплекса (на примере г. Павлодар, Республика Казахстан)	268
Шмигирилова Д.И. Применение методологии оценки риска при принятии градостроительных решений.....	270
Щербакова А.Г. Биодеструкция вязких нефтей в загрязненной почве	274
Щукова К.Б. Информационная система для решения прикладных задач ландшафтной экологии с использованием картографических веб-сервисов.....	276
Юринова Ю.А. Геоэкологические последствия деградации субмаринных мерзлых толщ на шельфе Восточно-Арктических морей	278
Яковлев А.Л. Задачи по выходу из экологического кризиса в России и обеспечения экологической безопасности	280
Яранцева С.М. Изучение технологий утилизации бурового шлама.....	282

Секция 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

Чернова О.С., Зятиков П.Н. Подготовка, переподготовка и повышение квалификации кадров для нефтегазовой отрасли: проблемы и перспективы.....	284
Аксенов А.В. Анализ методов борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями на стенках насосно-компрессорных труб и оборудования.....	285
Александров А.Н. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами на месторождениях высокопарафинистых нефтей.....	287
Антонов Д.В. Численное исследование температурных и концентрационных следов большой совокупности и массива (конгломерата) капель в пламени с применением пакета математического моделирования (Ansys)	289

Атрошенко Ю.К., Бычкова А.А. Численное моделирование контактных средств измерения температуры технологических сред на нефтяных и газовых месторождениях.....	291
Ахунов Р.О. Образование газовых гидратов в призабойной зоне нагнетательных скважин при закачке газа в пласт.....	293
Бевз А.В. Влияние поверхностно-активного вещества на характеристики дисперсной среды в задаче разработки нефтяных месторождений.....	295
Белогова В.А. Энергообеспечение нефтяных и газовых месторождений западной Сибири.....	297
Битиев И.И., Рубежанская А.В. Технология и устройство для размыва уплотненной песчаной пробки	299
Богданов М.А., Богданов М.А. Установка для моделирования фильтрации флюидов в пористых средах методом электрогидродинамической аналогии.....	301
Большунов А.В., Решетько А.А. Комплексный метод борьбы с механическими примесями.....	303
Борзенкова Д.Н. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождения.....	305
Борисова А.Г., Пискунов М.В., Рыбацкий К.А. Испарение суспензий графита на основе воды в высокотемпературной газовой среде.....	307
Валиев И.Н., Костадинов Н.К. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождения.....	309
Валиев Т.Т., Космынина Н.М. Исследование эксплуатационных режимов электростанции.....	311
Валиуллин Т.Р. Низкотемпературное зажигание капель жидких композиционных топлив при впитывании в потоке разогретого воздуха.....	313
Ведменский А.М., Стрекалов А.В., Барышников А.А., Паклинов А.М. Исследование возможности применения инфразвука для повышения приемистости нагнетательных скважин.....	315
Вершинина К.Ю. Интегральные характеристики зажигания капель композиционного жидкого топлива на основе отхода переработки углей и нефтей.....	317
Войтков И.С. Экспериментальное определение времен сохранения пониженных температур продуктов стгорания в следе капельного потока.....	319
Волков П.В. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождения.....	321
Гесь Г.А., Исмаилов Ю.Р., Маргерт А.С. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождения.....	323
Глушаненко Ф.Н., Силкин С.И., В.В. Куприянов В.В. Анализ акустических методов применительно к гидродинамическим свойствам пласта.....	325
Гоголев А.В., Казаку А.В. Анализ эффективности и целесообразности интенсификации притока подземными ядерными взрывами на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении.....	327
Гумеров В.М., Ушмаев Д.В., Опарин А.О., Пискунов М.В. Экспериментальные исследования эффективных условий отвода энергии от теплонагруженных металлических конструкций.....	328
Дао Тхань Чыонг Накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне.....	330
Дмитриенко М.А. Статистический анализ последствий столкновения капель воды в условиях функционирования водяных завес на объектах нефтегазового промысла.....	332
Донг Ван Хоанг Метод оперативной диагностики потоков в процессе интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин.....	334
Евдокимова А.С., Фахртдинова Г.М., Синцов И.А. Использование гидратного барьера для повышения эффективности нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений.....	336
Ефремов С.А. Концепция системы управления интеллектуальным месторождением и их применение в России.....	337
Иванов А.С. Кратковременная эксплуатация скважин как инновационный подход к повышению рентабельности добычи нефти.....	339
Идман Е.И. Повышение эффективности работы установки низкотемпературной абсорбции при подготовке конденсатсодержащего газа на УКПГ-1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.....	341
Ильина А.А. Применение метода атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой для определения серы в нефтепродуктах.....	342
Исмаилов Ю.Р., Гесь Г.А. Исследование влияния концентрации асфальтенов на процесс агрегации в модельной системе.....	344
Казаку А.В., Гоголев А.В. Внедрение микротурбинных электростанций как альтернатива переработки попутного нефтяного газа в электроэнергию.....	346
Каменюка А.И., Аладьев А.П. Технология и устройство для интенсификации добычи нефти гидроударным воздействием на перфорационные отверстия и прискважинную зону продуктивного пласта.....	348
Канаев И.С. Методы интенсификации газоотдачи угольных пластов.....	350
Касымов Т.М. Увеличение технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений.....	352

Клепцын А.А., Трушко А.С. Решение задач разработки нефтегазовых комплексов с помощью метода непродольного вертикального сейсмического профилирования.....	354
Кожевников И.С. Сканирование нефтьсодержащей двухфазной системы вибрирующим зондом.....	356
Козырев И.Н. Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов.....	358
Коротченко Р.К., Максимова Ю.А. Особенности применения установки электроцентробежного насоса в условиях высокого газового фактора	359
Коротченко Р.К., Максимова Ю.А. Особенности подбора погружных установок электроцентробежных насосов	361
Костадинов Н.К., Валиев И.Н. Эффективность освоения скважин азотом, после ГРП с использованием установки ГНКТ на Южно-Приобском месторождении.....	363
Кутбидинов И.Б., Космынина Н.М. Энергообеспечение нефтяных и газовых месторождений Кыргызстана.....	365
Кузнецов А.В. Анализ методов гранулометрического состава осадочных горных пород.....	367
Куприянов В.В., Гайдук П.И. Образование газогидратов и методы борьбы с ними	368
Левин И.А. Мицеллярные растворы селективного действия для интенсификации добычи высоковязкой нефти и ограничения водопритока из терригенных коллекторов Самарской области.....	370
Левшин М.О., Штанько С.А. Оценка влияния разбавителей на образование парафиновых отложений... ..	372
Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Белозеров И.П., Шулев В.Е., Юрьев А.В. Экспериментальные исследования влияния выпадения асфальтенов на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов с использованием глубинных проб нефти на керновых моделях	374
Лыонг Ван Фо Анализ работоспособности системы насосов на месторождении Белый тигр (Вьетнам) в 2014 году.....	376
Мамаев А.А., Космынина Н.М. Электрообеспечение газового месторождения Анабай Казахстан.....	378
Мильке А.А. Протекторная защита промысловых трубопроводов от коррозии.....	380
Мурачев И.В. Влияние термообработки на температуру застывания и реологические свойства нефти... ..	381
Набокин И.Р. Практическое применение гидродинамических исследований скважин для разрешения неопределенностей строения коллектора.....	383
Нгуен Тхак Хоай Фыонг Интерпретация результатов стационарных газодинамических исследований скважин на основе метода адаптивной идентификации.....	385
Нгуен Бао Тоан Корреляционный анализ зависимости между составом и физико-химическими свойствами нефти месторождения «Белый тигр»	387
Новгородов О.В., Космынина Н.М. Электроснабжение Приобского месторождения ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»	389
Нурмакин А.В. Особенности контроля за разработкой газовых месторождений в период постоянной добычи.....	391
Няшина Г.С. Эффективность применения тонкораспыленной воды в условиях функционирования автоматизированных систем пожаротушения на объектах нефтяной отрасли.....	393
Огай В.А., Подшивалов А.И., Саранча А.В. Эффективность применения отечественных мобильных компрессорных установок	396
Павельева О.Н. Алгоритмизация расчета минимального забойного давления при фонтанировании.....	398
Павлов М.Н, Ле Тхи Тху Тхуи Устройство для исследования нефтяных и газовых скважин.....	400
Паклинов Н.М., Стрекалов А.В., Барышников А.А., Ведменский А.М. Исследования возможности применения плазменно-импульсного воздействия для повышения проводимости призабойной зоны пласта.....	401
Переседова А.В., Степанцова К.А. Определение влияния композиции ГАЛКА-НТ для повышения нефтеотдачи на состав нефти.....	402
Полякова Н.С. Анализ применения водогазового воздействия в условиях верхнеюрских отложений... ..	404
Поспелов А.И., Таланова В.А., Сафиулина Э.А. Анализ заканчивания скважин.....	406
Прыткова Ю.П. Особенности разработки Майского нефтяного месторождения.....	408
Романов А.С. Влияние распределения давления в трещине гидроразрыва на величину раскрытия и напряженное состояние в ее вершине.....	410
Романова М.Ю., Синцов И.А. Оценка эффективности применения смешивающегося вытеснения углекислым газом в условиях западной Сибири.....	412
Русских А.И. Расчёт и анализ фильтрационно-емкостных свойств пласта методом анализа добычи.....	413
Сафиулина Э.А., Таланова В.А. Применение метода термогазового воздействия.....	415
Силкин С.И., Глушаненко Ф.Н. Перспективные технологии освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа.....	417

Степико А.В. Моделирование строения нефтяного месторождения с линзовидным коллектором.....	419
Сундетов М.Е. Определение эффективности технологии периодической эксплуатации малодебитного фонда скважин.....	421
Телков В.П. Особенности использования рациональных вариантов разработки месторождений высоковязких нефтей и битумов.....	423
Трушко А.С., Клепцын А.А. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов в России – нефть на завтра.....	425
Усанина А.С. Об определении смачивания угольной поверхности.....	426
Фан Ван Тунг Технология изоляции водопритока на месторождении «Белый тигр»	429
Федоров А.О. Анализ технологий эксплуатации газовых скважин с учетом эффекта самозадавливания	431
Феоктистов Д.А., Петровнина М.С., Вахин А.В., Исаков Д.Р., Каюкова Г.П. Каталитическая интенсификация внутрислоистой конверсии высоковязкой нефти при паротепловых методах добычи	433
Цивелев К.В. Анализ эксплуатации скважин в режиме периодического кратковременного включения и разработка рекомендаций по оптимизации работы установки электроцентробежного насоса.....	435
Чебан С.Е. Повышение эффективности разработки газоконденсатных залежей с помощью технологии сайклинг-процесса.....	437
Черных Т.М. Анализ работы насосно-глубинного оборудования при эксплуатации метаноугольных скважин.....	438
Шевяков К.С. Внедрение современных методов защиты УЭЦН при эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК.....	440
Шерстобитов А.А., Садретдинов Ш.Р., Матвеев И.В. Моделирование трещин ГРП на примере нефтяного месторождения «М» Томской области.....	442
Щеголихин Д.С. Комплекс технических средств системы управления интеллектуальным месторождением.....	444
Ярмонов В.В., Космынина Н.М. Электроснабжение нефтяных и газовых месторождений Красноярского края	446

Секция 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Подсекция 1. УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Ерофеев В.И., Современные процессы переработки углеводородного сырья.....	448
Иванчина Э.Д., Чернякова Е.С. Технология и математическое моделирование нестационарных каталитических процессов.....	450
Алтынов А.А., Богданов И.А. Методика расчета низкотемпературных свойств дизельных фракций.....	452
Ануфриев Р.В., Петухова А.В. Релаксация дисперсных систем, обработанных в ультразвуковом поле	454
Аюрова А.М. Азотистые основания и кислые соединения в высокопарафинистых нефтях.....	456
Беккер А.В., Николайчук С.Н. Выбор оптимальных технических решений для улавливания углеводородных паров от резервуарных парков нефти.....	458
Белинская Н.С., Луценко А.С., Попова Н.В. Влияние расхода сырья и температуры на процесс гидродепарафинизации с помощью математической модели.....	460
Белинская Н.С., Францина Е.В., Белозерцева Н.Е. Мониторинг работы промышленной установки гидродепарафинизации по цетановому числу и низкотемпературным характеристикам дизельного топлива.....	461
Ануфриев Р.В., Петухова А.В., Волкова Г.И. Структурно-механические свойства раствора нефтяного парафина, обработанного в ультразвуковом поле.....	463
Астурян Д.Э., Лоскутова Ю.В., Литвинцев И.В. Влияние депрессорных присадок на агрегативную устойчивость высокопарафинистой нефти.....	465
Бойченко С.С., Нурмаканова А.Е., Ушаков А.С. Определение оптимальных технологических параметров процесса алкилирования изобутана олефинами с применением математической модели.....	467
Брославский Н.В., Морозов М.А., Журавков С.П. Влияние нанореагентов и физических методов воздействия на термо- и каткрекинг тяжелых нефтяных дистиллятов	468
Бубеннов С.В., Бикбаева В.Р., Григорьев Н.Г. Микро- и микро-мезопористые цеолиты у в синтезе олигомеров децена - основы низкозастывающих масел.....	470
Бурлуцкий Н.П. Влияние технологических параметров на каталитическую активность электровзрывного железного катализатора синтеза фишера-тропша	471
Васючка К.А. Влияние различных технологических режимов на показатели процесса сульфирования линейных алкилбензолов.....	473
Винидиктова М.В., Чернякова Е.С. Анализ химического состава и текстурных характеристик образцов платино-ренийевых катализаторов.....	475
Власенко Ю.А., Кривцова Н.И. Исследование окисляемости смазочно-охлаждающихся жидкостей.....	477

Власова Н.Д., Нажису Исследование отработанных цеолитных катализаторов, модифицированных ГПС W-VI-CO, в процессе превращения прямогонных бензинов в высокооктановые бензины.....	479
Вольнкина А.Н., Зайковский В.И. Синтез, физико-химические и каталитические свойства элементоалюмосиликатов в процессе превращения пропана в ароматические углеводороды.....	481
Гладченко Т.М. Исследование свойств ультрадисперсных железных катализаторов в синтезе фишера-тропша.....	483
Глик П.А., Чузлов В.А. Управление активностью платиносодержащего катализатора риформинга при оптимизации состава гидрогенизата.....	485
Грязнова И.А., Вольф А.В. Оптимизация технологических режимов действующей установки фракционирования нефти	487
Егорова А.В. Исследование группового состава торфа месторождения “Кутюшское”.....	488
Жданов А.А. Изучение каталитической активности ультрадисперсных порошков железа при синтезе жидких углеводородов.....	490
Зайковский В.В. Сопоставление отечественных и зарубежных технических решений в аппаратах электрообезвоживания и обессоливания нефти.....	491
Золотухина К.В. Влияние технологических параметров на процесс обезвоживания и обессоливания нефти.....	493
Зырянова И.В., Попова Н.В., Белинская Н.С. Исследование влияния технологических параметров в колонне стабилизации установки каталитической депарафинизации на содержание сероводорода в стабильном гидрогенизате.....	495
Игнатова Л.С., Кошкин С.А. Расчет термодинамических показателей реакций процесса алкилирования бензола этиленом методом DFT.....	497
Илолов А.М., Мурадова П.А., Литвишков Ю.Н. Влияние СВЧ на инициированное пероксидом водорода каталитическое превращение этанола в дивинил	499
Кириллова М.Д. Исследование влияния состава сырья процесса каталитического риформинга.....	501
Кононова А.С. Альтернативное углеродсодержащие жидкое топливо.....	503
Копылова А.В., Кривошеева С.И., Кравцова Е.А. Подготовка шахтной метановоздушной смеси к полезному использованию.....	505
Корнеев Д.С. Моделирование образования смолисто-асфальтеновых компонентов нефти.....	507
Костырева О.А., Нажису Исследование закоксированных цеолитных катализаторов, модифицированных оксидами системы SN-VI-O, в процессе превращения прямогонных бензинов в высокооктановые бензины.....	509
Крутей А.А., Долганова И.О. Оптимизация технологии поверхностно-активных веществ на основе алкилбензолсульфокислоты.....	511
Кузнецов Ф.Ю. Расширение установки подготовки нефти, газа и воды на Северо-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении.....	513
Курская Д.А., Чернякова Е.С. Мониторинг работы промышленной установки каталитического риформинга бензинов.....	514
Кухленкова Н.О. Исследование процесса получения модификаторов полиолефинов со сшитой структурой, устойчивых к агрессивным средам.....	516
Лазоренко О.С., Леодорова Л.С. Влияние комплексной обработки на структурно-механические свойства растворов нефтяного парафина.....	518
Леодорова Л.С., Ануфриев Р.В. Влияние ультразвука на стабильность полимерных присадок.....	520
Литвинова А.Е. Промотирование ультрадисперсного железного катализатора процесса фишера-тропша оксидом алюминия.....	522
Малых К.А. Исследование структуры и свойств ультрадисперсных катализаторов в синтезе из CO и H ₂	523
Мельников Я.Ю. Характеристика высокомолекулярных гетероатомных компонентов жидких продуктов сверхкритической флюидной экстракции горючего сланца Чим-Лоптюгского месторождения.....	525
Мигачева Д.С., Хасанов В.В. Влияние добавок оксида цинка на каталитическую активность цеолитных катализаторов в процессе конверсии пропан-бутановой фракции попутных нефтяных газов	527
Милордов Д.В., Абилова Г.Р. Ресурсы и возможности получения ванадиевых концентратов из тяжелых нефтей в процессах их облагораживания для транспортировки.....	529
Мусина А.Д., Самойленко В.В. Физико-химические свойства и состав нефти Баженовской свиты Западной Сибири.....	531
Назарова Г.Ю., Бурумбаева Г.Р., Сейтенова Г.Ж. Определение группового состава сырья и продуктов процесса каталитического крекинга при переработке вакуумного дистиллята из смеси казахстанской и Западно-Сибирской нефти.....	533
Очердько А.Н., Рябов А.Ю. Влияние O ₂ и CO ₂ на очистку углеводородов от сероводорода	535
Очердько А.Н., Рябов А.Ю. Использование неравновесной плазмы барьерного разряда для получения окиси пропилена и других ценных оксигенатов.....	537

Писарев М.О., Сизова Е.Н., Долганов И.М. Повышение эффективности работы аппаратов технологической установки низкотемпературной сепарации газа с применением имитационной динамической модели.....	539
Полякова К.А. Исследование процесса отстаивания водонефтяных эмульсий.....	541
Попов В.А. Производство брикетированного топлива с использованием отходов пиролиза автошин и связующего вторичного полимера.....	543
Романенкова В.В., Чердниченко О.А. Определение оптимальных размеров реактора конверсии углеводородов на цеолитах.....	545
Рыжова Н.С., Лоскутова Ю.В. Изучение влияния низкочастотного акустического воздействия и присадки комплексного действия на кинетику релаксационных процессов в высокопарафинистой нефти	547
Серикова Н.П. Исследование процесса риформинга бензинов на установке с непрерывной регенерацией катализатора.....	549
Смолянова Ю.А., Чузлов В.А. Анализ оптимальных реакторных схем процесса изомеризации пентангексановой фракции с применением метода математического моделирования.....	550
Солопова А.А. Моделирование процесса компаундирования высокооктановых бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы.....	552
Старкова Ж.Е., Морозов М.А., Акимов А.С. Влияние состава и морфологии массивных сульфидных катализаторов на их каталитические свойства.....	554
Степанов А.А., Коробицына Л.Л. Особенности неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды на мо-содержащем цеолитном катализаторе сероводорода	556
Та Куанг Кьонг Исследование физико-механических свойств композиций полидициклопентадиена с хлорированным поливинилхлоридом.....	558
Таракановская А.Н., Тарновская О.Д., Яковлева Я.С. Изменение физико-механических свойств полидиметилового эфира норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты в условиях ускоренного старения.....	560
Татаурщиков А.А., Кривцова Н.И. Влияние температурных режимов на эффективность процесса гидроочистки в реакторном блоке лг-24/7.....	562
Тулина Н.Л., Лучинин С.Б. Утилизация газов выветривания и дегазации на установке комплексной подготовки газа.....	563
Тынычбеков А.Т. Исследование процессов промышленной подготовки нефти Западно-Полуденного месторождения.....	566
Фам Чьонг Фук, Хасанов В.В., Богданкова Л.А. Исследование процесса конверсии легких углеводородов на цеолитсодержащих катализаторах с использованием добавок сульфида цинка	568
Фефелова К.О., Платонов В.В. Прогнозирование работы установки получения олефинов при пониженном давлении.....	570
Фещенко Ю.В. Эффект конверсии газов в их вихревом движении в газодинамическом циклоне.....	571
Филиппова Н.А., Ишбульдин Д.Ф. Микро- и микро-мезо-макропористые цеолиты в синтезе дигидрохинолинов.....	573
Филиппова Т.В. Влияние технологических параметров на процесс каплеобразования при разрушении водонефтяной эмульсии.....	575
Фисенко Д.В., Мананкова А.А. Модификация циклопентадиеновых нефтеполимерных смол пероксидом водорода.....	577
Халиков К.А., Сергун В.П. Характеристика состава и структуры соединений асфальтовых компонентов тяжелой нефти Усинского месторождения.....	579
Хомяков И.С., Фан Куок Хань Влияние концентрации промотирующей добавки сульфида меди (I) на кислотные и каталитические свойства высокремнеземных цеолитов в процессе превращения прямогонных бензинов.....	581
Шандыбина А.В., Дорожко Е.В. Определение и стабилизация цветности алкилбензолсульфо-кислоты....	583
Шафран Т.А., Назарова Г.Ю. Расчетный метод определения группового состава вакуумного дистиллята на основании данных о фракционном составе и плотности фракции.....	585
Щукина К.Е. Исследование возможности применения торфов месторождения «Газопроводное» в качестве лечебных грязей.....	587
Эзинкво Г.О., Илолов А.М., Тальшинский Р.М. Каталитическое превращение смесей низших спиртов в бутadiен-1,3 и изопрен.....	588
Юркин А.А., Бокор В.А. Проектирование автоматизированной установки для очистки углеводородов	590
Яковлев Н.С. Влияние депрессорных присадок и жирных спиртов на показатели депарафинизации летнего дизельного топлива в электрическом поле.....	593
Якупова И.В., Кириллова М.Д., Чернякова Е.С. Зависимость срока эксплуатации катализатора риформинга от давления в реакторах промышленной установки риформинга.....	595

Секция 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ**Подсекция 2. МИНЕРАЛЬНОЕ СЫРЬЕ**

Тихонов В.В., Налесник О.И. Превратим промышленные отвалы в техногенные месторождения	597
Алпысбаев М.А. Закладочные составы для Краснокаменского Гока на основе золошлаковых материалов.....	598
Полторанина А.П., Амеличкин И.В., Яковенко В.А., Фролова И.В. Получение заполнителя для бетонов на основе золы ТЭЦ и технической серы.....	599
Бикбаева А.В., Пугачева С.Е. Скорость электрохимического окисления кадмия в растворах различных электролитов.....	602
Вахрамеева Н.В. Использование отходов производства для получения сорбентов.....	604
Войтенко Н.В., Юдин А.С., Кузнецова Н.С. Применение электроразрядного способа для разрушения негабаритов и откола от массива горных пород при добыче природных ресурсов.....	606
Кандинский В.А. Прогнозирование суммарных характеристик крупности каменных углей.....	608
Кандинский В.А. Программное обеспечение планирования эксперимента.....	610
Кувшинникова Н.И. Технологическо-минералогические исследования природного и обожженного известняка.....	612
Мамедова Г.А. Исследование влияния агрессивной среды (кипящих кислот) на цеолит нахчывана методом рентгенографии.....	614
Олчонов С.Ю. Получение сорбента из отходов производства.....	616
Павлова У.М. Интенсификация извлечения редких элементов из черных сланцев.....	618
Попова Е.В., Устюгов А.М., Усольцева Н.В. Состав продуктов неравновесного электрохимического окисления никеля и алюминия.....	620
Прима А.И., Войтенко Н.В. Электроразрядные методы разрушения.....	622
Пугачева С.Е., Бикбаева А.В., Долиннина А.С., Попов М.В. Зависимость скорости электрохимического окисления на переменном токе меди и кадмия от концентрации электролита.....	624
Роот Л.О., Шинкевич Е.В., Кривошеина В.В. Энергосберегающий метод получения в воздухе нитридов титана и циркония из их диоксидов.....	626
Томшина А.В., Эрдман С.В. Использование золошлаковых материалов для производства магнезиального цемента.....	628
Торопова Н.В. Разработка технологии получения нового топлива из тонкодисперсных углеродсодержащих отходов.....	629
Усанина А.С. Об определении смачивания угольной поверхности.....	631
Устинова Э.М., Горчаков Э.В. Определение содержания палладия в хвостах обогащения с применением инверсионной вольтамперометрии.....	633
Нгуен Мань Хиеу Утилизация рисовой шелухи Вьетнама с получением активированного угля.....	635
Цвирко Л.Ю. Эффективность воздействия гидродинамической кавитационной обработки торфа на выход гуминовых веществ.....	637
Читалов Л.С. Моделирование индекса шарового измельчения бонда.....	639

Секция 13. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Митина Н.А. Перспективы использования магнезиальных пород.....	641
Авлезова А.Э. Закладочные смеси на основе магнезиального вяжущего.....	643
Аманов Д.Д. Термодинамическое прогнозирование получения ферросплава из кремний-алюминийсодержащей опоки.....	645
Ваганов А.М. Перспективы комплексной переработки золошлаковых отходов Северской ТЭЦ.....	647
Волкова А. Ю. Получение пеностеклокристаллических материалов на основе природного и техногенного кремнеземистого сырья.....	648
Джиеналыев Т.Д. Использование бедных суглинков Новосибирской области в качестве сырьевой базы для производства высокомарочного керамического кирпича.....	648
Говорова Л.П., Потапова Н.П., Бурыхина М.А., Киснер А.С. перспективы использования полусухарного боровичско-любытинского каолина в технологии плотнопеченной алюмосиликатной керамики.....	650
Говорова Л.П., Бурыхина М.А., Киснер А.С., Потапова А.П. Исследование особенностей состава и свойств огнеупорного алюмосиликатного сырья.....	652

Джиеналыев Т.Д. Использование бедных суглинков новосибирской области в качестве сырьевой базы для производства высокомарочного керамического кирпича.....	655
Злобина Е.С. Технология комплексной переработки углеводородного минерального сырья.....	656
Климова В.В., Васильева А.П. Влияние термообработки лейцитово-лейцитовой керамики на химическую устойчивость в агрессивной среде.....	658
Кодиров З.А., Халимова Н. Редкоземельные элементы в фосфоритах Центрального Кызылкума.....	660
Kolobova E.N., Hernández, Espinoza M.A., Chávez Rivas F. Potential uses of natural zeolites for the development of new nanomaterials.....	662
Конончук О.О. Разработка технологии экологически чистых топливных брикетов на основе использования отходов углеобогащения, лигосульфатов и гидроалюминатов кальция.....	664
Осмонов П.А. Использование жидкостеклового связующего при утилизации техногенных отходов...	666
Полковниченко В.О. Влияние способа приготовления мелкозернистых формовочных масс на свойства магнезиального бетона с техногенным компонентом.....	668
Симонов Д.В. Водостойкие стекломгнезитовые материалы на минеральной основе.....	670
Сулейменова М.Е. Использование жидкостеклового связующего при утилизации техногенных отходов.....	672
Эминов А.А. Кислотоупорные материалы на основе минерального сырья.....	673
Тарасов С.С. Изучение техногенных минеральных объектов золотоизвлекающих фабрик Олимпиадинского ГОКа.....	675
Токарева А.Ю., Нугужинов Ж.С., Федорченко В.И. Энергосберегающая технология получения пеностекла на основе отходов обогащения медно-цинковой руды.....	677
Петровская Т.С., Куаха К., Демидова С.А. Золь-гель метод в химических технологиях.....	679
Торопков Н.Е. Технология получения кальциевых фосфатов медицинского назначения.....	681
Тулеев М.А. Комплексная переработка оксидных цинк содержащих с образованием карбида кальция, силицидов железа и извлечением цинка.....	684
Черепанова А.И. Активированный синтез кордиерита добавками, полученными методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза.....	685
Шарафеев Ш.М. Процессы деструкции при фтораммонийной обработке природных силикатов магния	687
Шульженко А.С. Кислотоупорные материалы на основе минерального сырья.....	689
Эминов А.А. Комплексное использование высококремнеземистых пород Узбекистана для получения диносовых огнеупорных масс	691

Секция 14. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Дмитриев А.Ю., Хорев В.С., Черкасов В.Н. Методика оценки риска возникновения заколонных перетоков в условиях, моделирующих пластовые, при бурении нефтяных и газовых скважин.....	694
Аносов Д.С. Постадийная оценка энергоёмкости строительства наклонно-направленной газовой скважины на Ново-Уренгойском месторождении.....	697
Афян В.Ю. Обоснование выбора наполнителя фирмы cemnet для эффективного цементирования скважин в зонах поглощений тампонажного раствора.....	699
Барцайкин В.В., Епихин А.В. Оценка влияния соляного раствора на деформацию эластомеров винтовых забойных двигателей при механическом воздействии на них.....	701
Бер А.А., Бер Л.М., Исаев Е.Д. Совершенствование технических средств для гравийной обсыпки (гравий-гильза) при фильтровой зоны технологических скважин.....	703
Бер А.А., Бер Л.М., Портнягин А.С. Лабораторный стенд для исследования гидравлики фильтров скважин.....	704
Бузанов К.В. Анализ и итоги опережающего строительства вертикальных секций скважин на Куомбинском нефтяном месторождении с применением технологии пневмоударного бурения.....	705
Вагапов А.Р., Нечаев Д.А., Дубинский Д.Г. Анализ способов поддержания оптимального расстояния между снарядом и забоем при шароструйном бурении скважин.....	710
Волкотрубов Д.А. Результаты производственных испытаний и оценка эффективности применения комплексной технологии обработки призабойной зоны скважин в низкопроницаемых карбонатных коллекторах.....	713
Головченко А.Е. Исследование эффективности разрушения горных пород инструментом со смещённым центром приложения силы.....	715
Горбачев В.С. Достоинства и недостатки плоских профилей наклонно-направленных скважин.....	717
Горшков А.М., Мезенцев Д.Н., Пестерев А.В. Исследование восстановления проницаемости модели призабойной зоны пласта при многоцикловом глушении.....	721
Губарев М.И. Возможности и перспективы строительства «умных» скважин.....	723
Дворецкас Р.В. Современные телеметрические системы для оперативного регулирования строительства профиля ствола скважины.....	726

Дегтярёв И.В. Стратегические направления развития рынка бурового оборудования в России.....	728
Дерягина Д.А., Коробкина А.Р. Разработка гидравлического ударного механизма для ликвидации прихватов бурового снаряда.....	730
Дубинский Д.Г., Вагапов А.Р., Нечаев Д.А. Тенденции и перспективы развития шароструйного бурения скважин.....	732
Дыдынский А.В., Пономаренко В.А. Протектор бурового долота.....	734
Петенев П. Г., Иордан В. И. Результаты производственных испытаний алмазной коронки с эксцентриситетом торца матрицы.....	735
Казанцев М. Ф. Особенности компоновки низа бурильной колонны при бурении отложений баженовской свиты на примере скважин площади Н (ЯНАО)	736
Карпенко В.Э. Определение критериев и граничных условий выбора рационального профиля наклонно-направленной скважины	738
Карсеко К.С. Необходимость применения информационных систем в оценке количества образующихся отходов в бурении.....	741
Коровкин П.И., Чернев С.С. Анализ методов повышения долговечности эластомеров винтовых забойных двигателей.....	743
Королев А.С. Исследование коэффициента трения различных смазывающих добавок к буровым растворам.....	745
Кузеванова А. Ю. Оценка возможности использования сапропелей томской области для приготовления буровых растворов.....	747
Купавых К.С., Петров А.А. Комплексная технология освоения и ремонта нефтяных скважин.....	749
Масалида И.В. Исследования набухания глинистых пород под действием солей и полимеров.....	751
Мельников В.В., Епихин А.В. Анализ влияния промывочной жидкости на углеводородной основе на характеристики резины эластомеров винтовых забойных двигателей при различных температурах.....	753
Мухаметов Ф. Х., Ризванов Д. Р. Совершенствование элементов компоновки бурильной колонны для скважин с горизонтальными участками с целью улучшения показателей бурения.....	756
Нго Тхань Тхао Исследование поведения ствола скважины в зависимости от температуры	758
Неверов А. А. Влияние растворов неорганических солей на гидратацию глинистых минералов на примере глин Таганского месторождения.....	760
Нечаев Д.А., Дубинский Д.Г., Вагапов А.Р. Модернизированный лабораторный стенд для исследования технологических процессов шароструйного бурения.....	762
Нуцкова М.В. Повышение качества заканчивания скважин на месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями	763
Павлова А.А., Хансен Дж. Подбор геотермической тепловой помпы.....	765
Плетнев С.Э. Анализ современных способов подвески хвостовика.....	767
Попова М.С., Парфенюк С. Н., Исследование гидравлических и термодинамических процессов при бурении однослойной алмазной коронкой с синтетическими монокристаллами.....	769
Савинов А.С. Исследование влияния солей поливалентных металлов на свойства растворов полисахаридных реагентов и технологические параметры модельных буровых растворов.....	772
Сенченко М.А. Современные способы ликвидации катастрофических поглощений.....	774
Сухарев М.А. Исследование стабильности и реологических свойств пенных систем для бурения в условиях аномально низкого пластового давления.....	777
Тирон Д.В. Процесс испарения жидкой фазы в буровых растворах на углеводородной основе.....	780
Титенок Н.И. Колонковый гидроударный буровой снаряд для поинтервального бурения скважин на шельфе со специализированных судов.....	782
Тихонов А.С. Анализ нагрузок действующих на бурильную колонну в направленном стволе скважины	784
Урниш В.В., Ковалев А.В., Горбенко М.В. Разработка конструкции задерживающего устройства для шароструйного бурения скважин с применением улавливающе-подпитываемого устройства.....	786
Фензель А.Д. Исследование свойств углеводородного бурового раствора с использованием эмульгатора ЭМ-4.....	788
Харитонов А.А. Инженерно-технологические решения при эксплуатационном бурении скважин на Куюмбинском лицензионном участке.....	790
Хорев В.С., Дмитриев А.Ю., Мищенко М.В., Черкасов В.Н. Методика выбора кислотных составов для обработки призабойной зоны пласта при бурении нефтяных и газовых скважин.....	792
Хохлов А.Л. Анализ конструкции и характеристик поршневых насосов одностороннего и двухстороннего действия.....	795
Черкасов В.Н., Мищенко М.В., Максимова Ю.А. Проблемы вскрытия трещиновато-кавернозных коллекторов палеозойских отложений при бурении нефтяных и газовых скважин в Западной Сибири...	797
Чичикало Д.В. Разработка гидравлического устройства для воздействия на продуктивный пласт.....	800

Шишкина Е.О., Петенёв П.Г. Совершенствование породоразрушающего инструмента для бурения опорных скважин съёмными керноприемниками.....	802
Шороховецкий С.Е. Мировой опыт применения технологии бурения на обсадной колонне.....	804
Шороховецкий С.Е. Анализ опыта работы по спуску и установке хвостовика на скважине №520 Снежного месторождения.....	806
Штукерт В.А. Результаты теоретических и опытных работ по изучению механизма работы буровых компоновок со смещенным центром масс поперечного сечения.....	810
Шульга Д.К. Сравнительный анализ технических характеристик отечественных и импортных забойных двигателей для бурения скважин на нефть и газ.....	812
Щербаков Р.Э. Разработка экспериментального стенда для исследования влияния бурового раствора на эластомер винтового забойного двигателя при циклических нагрузках.....	815

Секция 15. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Акашев М.Е. Новшества в технологии формирования закладочных массивов на рудниках Казахстана...	817
Аксёнов А.В. Анализ методов борьбы с асфальто-смолисто-парафиновыми отложениями (АСПО) на стенках НКТ и оборудования	819
Беляева В.О. Определение зависимости прочности на одноосное сжатие сильвинитовых пластов Верхнекамского месторождения от газоносности по связанным газам	821
Богданов О.И. Гидроимпульсный силовой механизм сваебойной машины в условиях обустройства месторождений	823
Булгин М.А. Определение силовых характеристик в волновой передаче с промежуточными телами	825
Вакуров А.А. Решение позиционных задач при разработке скребков для внутренней очистки криволинейных участков нефтепроводов	827
Вакуров А.А., Лушников А.В. Оценка НДС внешнего движителя геохода от действия статических нагрузок	829
Валеева О.А. Региональное прогнозирование зон, опасных по газодинамическим явлениям, в условиях Белопапшенского участка Верхнекамского месторождения калийных солей	831
Васенин С.С. Методика исследований циклических деформаций в резьбовых соединениях бурильных труб	833
Заборовский А.И., Файзуллин В.Р., Щедриый К.В. Анализ причин разрушения винтов малых размеров	834
Зинякин С.С. Анализ причин разрушения винтов малых размеров	836
Козлова О.А., Немытых Э.Г. Антиклинальные складки в условиях калийных пластов рудника БКПРУ-4 ПАО «Уралкалий»	838
Лушников Р.Э. Разработка экспериментального стенда силового безбойкового механизма	840
Макарычев Н.С., Шеин И.К. Антиклинальные складки в условиях калийных пластов рудника БКПРУ-4 ПАО «Уралкалий»	842
Николаев А.В., Вавулин А.В. Установка для преобразования энергии потока воздуха в диффузорном канале главной вентиляторной установки в электроэнергию	843
Панова Н.В. Этапы развития вентиляторостроения и дальнейшие перспективы	845
Панова Н.В., Лугин И.В. Влияние аэродинамических сил на напряженно-деформированное состояние профильной лопатки осевого вентилятора	848
Патутин А.В. Формирование поперечной трещины гидроразрыва в необсаженных скважинах с помощью инденторов	849
Русский Е.Ю. Анализ работы шахтных осевых вентиляторов серии во диаметром 2100, 2400, 3600 мм в аварийных режимах	851
Русский Е.Ю. Исследование собственных частот колебаний лопаточных узлов шахтных осевых вентиляторов	853
Рыбалкин Л.А. Численное исследование ближней зоны излучения скважинного дисбалансного виброрейсмического источника	855
Саидова К.А., Саноев С.С. Проблемы уранодобывающих подразделений НГМК	858
Семин А.А. Проявление сейсмических колебаний в эпицентре подземного массового взрыва	859
Тимофеев Н.Г., Жирков А.Н. Проявление сейсмических колебаний в эпицентре подземного массового взрыва	861
Тухватуллина Л.Ф. Методика оценки разуплотнения соляных пород при деформировании в условиях одноосного сжатия	863
Черепанов А.А., Лушников Р.Э., Мелентович Е.В. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	865

Шаймарданов Ж.Н. Применение новых взрывчатых веществ на рудниках Восточного Казахстана	867
Шилова Т.В. Зонное экранирование подземных галерей от прорывов пара при термощахтной разработке тяжелых нефтей	868
Шубина Е.А. Стимулирование развития добычи метана в промышленных масштабах с целью совершенствования подхода к отработке метанугольных месторождений	870

Секция 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Харламов С.Н. Исследование структуры пространственных течений при обтекании объектов ТЭК	873
Аксёнова Е.Э., Предотвращение водной эрозии грунтов на потенциально эрозионно - опасных участках при проектировании линейной части магистральных трубопроводов	875
Антропова Л.Б., Гильдебрандт М.И. Композиция грунтового основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов	877
Ахмедьянов Р.Н. Анализ напряженно-деформированного состояния отвода с одиночным коррозионным дефектом.....	879
Бадина Я.С. Расчет напряженно-деформированного состояния подземного участка трубопровода, проложенного в многолетнемерзлом грунте, в программном комплексе Ansys	883
Баишев А.Т. Компьютерное моделирование термостабилизации грунтов	885
Баскаков И.Э. Исследование пожаровзрывобезопасности при хранении нефтепродуктов	887
Букреева А.Г. Анализ влияния коррозионных дефектов на максимально допустимое давление в трубопроводе методом конечных элементов.....	889
Булгакова О.Л. Совершенствование системы мониторинга за состоянием оборудования	893
Гавриляк И.И. Измеритель объемной плотности заряда протекающей жидкости	895
Герасина Т.А. Исследование состава и свойств изоляционных покрытий для газонефтепроводов методом ИК-спектроскопии	896
Голубева К.А. Гидравлический расчет проектируемого нефтегазосборного трубопровода в программном комплексе Pipesim	898
Вазим А.А. Энергоэффективность, низкоуглеродная энергетика и экономический рост в странах СНГ	898
Дедеев П.О. Снижение трения в турбулентных потоках полимерными добавками: обзор экспериментальных данных и физико-математических моделей.....	901
Демченко Е.В. Способы обеспечения безопасной работы подводных переходов магистральных трубопроводов	903
Дмитриева А.С. Анализ напряженно-деформированного состояния резервуара при условии местного изменения геометрии стенки.....	905
До Тхи Тху Хиен Задача Блазиуса и его решение в определении поля скорости безградиентного течения.....	907
Дугарова Е.К. Очистка полости вертикальных стальных резервуаров от донных отложений применением веерных сопел СВК-ЭН	909
Егоров А.Ю., Голдаевич М.Е., Чемоданова И.И. Резервуар повышенной надёжности с динамическим взаимодействием конструктивных элементов	912
Ефанов А.А. Очистка полости вертикальных стальных резервуаров от донных отложений применением веерных сопел СВК-ЭН.....	913
Ефимов Д.В. Расчет напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с дефектом в программном комплексе Autodesk Inventor.....	915
Зайковский В.В. Сопоставление отечественных и зарубежных технических решений в аппаратах электрообезвоживания и обессоливания нефти.....	916
Иванникова Е.С. Проведение работ по оценке технического состояния магистральных и промысловых нефтепроводов	919
Ле Тхи Тху Тхуи, Матвиенко В.В. Кессонные камеры для ремонта подводных трубопроводов	921
Лосев В.А. Эффективность применения плазменной наплавки и напыления при восстановлении изношенных поверхностей металлических изделий	923
Льонг Ван Фо, Ву Конг Ханг К вопросу о модели истечения больших объемов природного сырья их газопровода в рамках методов подобия.....	925
Мартынюк А.О. Сравнение качества сварных соединений детали из прецизионного сплава с заданными параметрами упругости, полученных при применении аргонно-дуговой и электронно-лучевой высокотехнологичных сварок	928
Марукян В.М., Фаерман В.А. Экспериментальная оценка точности локации течей прототипом корреляционно-акустического тепепоискового комплекса	932
Нго Тхань Тхао Исследование механизмов образования и течения пен в пористых средах.....	934

Нечаев Д.А. Пример конструкции универсальной установки, предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов	936
Николаев Е.В. Термодинамический анализ фазовых процессов в технологии сепарации углеводородных сред.....	938
Павлов М.Н. Повышение эффективности электрода сравнения ЭНЕС – 1	940
Перфильев Н.А., Бородина Т.В. Автоматизация сварки неповоротных стыков при строительстве магистральных трубопроводов	942
Проценко С.А. Эффективность технологии непрерывного дозирования ингибитора с периодическим кратковременным увеличением концентрации, используемой на нефтепромысловых и технологических трубопроводах	944
Пуговкина Ю.С. Характеристика нефтей севера Западной Сибири с использованием метода ИК-спектроскопии	947
Ракитин Е.А. Преимущества при использовании ручной дуговой сварки модулированным током	949
Се М.К. Исследование напряженно-деформированного состояния подводного перехода на реке Панинский Еган МН «Александровское-Анжеро-Судженск»	950
Сиротин Д.Г. Система подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15)	953
Смоляк С.А. Оптимизация параметров работы средств электрохимической защиты при защите подземных трубопроводов от коррозии	955
Соколов Р.А. Контроль коррозионной стойкости и ресурса стальных изделий с помощью гармонического анализа квазистатических петель магнитного гистерезиса	957
Тишкина Е.В. Анализ технических решений при прокладке магистральных нефтепроводов через зоны активных тектонических разломов	959
Фан В. Т., Данг Т. Ф. Т., Динь В.Т. Моделирование пробкового режима течения в двухфазной среде... ..	961
Филимоненко М.А. Гидравлический расчет проектируемого промыслового трубопровода	965
Филюшин В.В. Исследование зависимости частоты колебаний от изменения давления внутри чувствительной системы поточного преобразователя плотности.....	967
Фомин Е.О., Ваганов А.Ю. Стенд для исследования несущей способности перспективных фундаментов объектов нефтегазовой отрасли	970
Харабаров Б.А. Исследование энергосберегающего распределительного устройства перфоратора.....	972
Харитонов М.В. Расчет рабочего колеса центробежного агрегата в процессе его эксплуатации.....	974
Чаплин И.Е. Оптимизация режимов перекачки углеводородной среды с учетом различных условий эксплуатации основного и вспомогательного технологического оборудования магистральных нефтепроводов при соблюдении оптимизации энергопотребления	977
Черемнов А.Г., Фаерман В.А. Программное и математическое обеспечение корреляционного акустического комплекса обнаружения утечек и врезок в нефтепроводах.....	980
Чехлов А.Н. Выбор мероприятий для ограничения осадки подземного нефтепровода в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов	982
Шавлов Е.Н. Анализ причин систематических отказов промысловых нефтепроводов Кальчинского месторождения	984
Щербаков Д.О. Сравнительный анализ высокопрочных композитных манжет для восстановления несущей способности дефектных секций трубопровода	985

Секция 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

Вазим А.А., Азимжанов И. И. Энергоэффективность, низкоуглеродная энергетика и экономический рост в странах СНГ	988
Аникеева А.А. Налогообложение недвижимого имущества физических лиц, как источник доходов местных бюджетов	991
Ахмадеев К.Н. Особенности стратегического планирования в недропользовании кемеровской области	993
Бабаева Ф. Г. Устойчивое развитие и эффективность использования топливно-энергетических ресурсов	995
Белозерова Д.С. Современные методы восстановления водных ресурсов загрязнённых нефтепродуктами	997
Бородай И.П. Оценка системы экологического менеджмента группы компании «Лукойл»	1000
Воронцов Д.В., Тарасов И.А. Энергоэффективность использования частотно-регулируемого привода на насосных установках	1002
Гривцова И.С. Формирование тарифов на транспортировку нефти	1004
Григорьева С.А. Управление рисками реализации инвестиционных проектов в нефтяной отрасли с учетом высокой волатильности цен на нефть	1006

Громова А.С., Макашева Ю.С. Необходимость политики импортозамещения для обеспечения экономической безопасности и благополучия общества	1008
Данг Т.Ф.Т., Динь В.Т. Добыча железной руды во Вьетнаме	1010
Дедеев П.О. Оценка технико-экономического эффекта от использования противотурбулентных присадок в нефтепроводах	1011
Дребот В.В., Ворожейкина Е.А. Сравнительный анализ налогообложения нефти в России и Казахстане	1013
Джабиев О. А. Оценка капитальных вложений в освоение участков Восточно-Мессояхского месторождения	1015
Ефанов А.А. Комплексозначная экономическая модель в анализе фондовых рынков	1017
Жилкин Д. В. Золото как инструмент хеджирования рисков	1019
Жирова Е.И. Оценка и перспективы развития ТЭК России и его влияние на формирование показателей национальной энергобезопасности	1021
Жирова Е.И. Развитие экологического предпринимательства в природопользовании	1023
Жуков К. Е. Методика спрсе-анализа как инструмент стратегического планирования развития территории Каргасокского района томской области	1024
Жуков К.Е. Особенности и перспективы развития территории Каргасокского района Томской области	1026
Зубаха Е.Н. Антикоррупционные и антимонопольные требования в договорах на оказание супревайзинговых услуг	1028
Иванова М.П., Вершкова Е.М., Романюк В.Б. Алгоритм оценки профессиональных компетенций специалистов нефтегазовых компаний.....	1029
Иванова О.К. Модели социального партнёрства в зарубежных странах.....	1031
Исрофилова Х.Б. , Ниёзшоев М.Ю. Эффективность привлечения инвестиции в горно-рудной промышленности на примере месторождения Тиллогул (Центральный Таджикистан)	1033
Казакова Ю.И. Современные подходы обучения на предприятиях нефтегазовой отрасли	1035
Капустин Е.И. Сравнительная экономическая эффективность способов ликвидации последствий аварий на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК	1037
Карякина А.Н. Финансовое планирование как инструмент финансовой политики нефтегазовых компаний на примере ОАО «Сургутнефтегаз»	1038
Кенесбаев Б. К. Особенности программы перехода отчетности по запасам полезных ископаемых в республике Казахстан на международные стандарты	1040
Копылова А.С. Анализ инновационной деятельности предприятий нефтегазового комплекса	1041
Кравченко Е.А. Оценка системы экологического менеджмента в группе «Газпром» ОАО Газпром» ...	1043
Краковецкий А.В. Определение экологического ущерба при промышленном освоении торфяных ресурсов	1045
Макашева Ю.С. Знаниевые ценности современного работника	1047
Малинкаев М.Ш. Оценка стоимости природоохранных мероприятий ООО «Газпром Трансгаз Томск» в объектах рыбохозяйственного значения	1049
Малофеев В.В. Совершенствование нормативно-налоговой системы для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений	1051
Масалида И.В. Технологические методы снижения затрат в бурении	1054
Молева А.П. Методы формирования отчета о движении денежных средств	1056
Мурыгина Л.В. Экономическая эффективность системы энергосбережения на предприятиях АО «Транснефть - Центральная Сибирь»	1057
Надымов С.В. Анализ экономической эффективности применения программы ресурсосбережения ОАО «Востокгазпром»	1059
Парунин С. В. Анализ современного состояния технологий производства фотоэлектрических преобразователей	1063
Петкова П.Г. Использование индексов Solomon и нельсона для анализа эффективности нефтеперерабатывающих предприятий	1065
Покровская А.Г., Провоторова Е.А. Тенденции в развитии методов разведки месторождений и газа.....	1067
Пуговкин М.Н., Щерба Ю. Экономический аспект внедрения GTL технологии утилизации ПНГ в условиях Томской области (на примере Шингинского месторождения)	1069
Рамазанов Д.С. Оценка эффективности боновых заграждений для ликвидации аварийных разливов нефти при пересечении магистральным трубопроводом водных преград	1072
Ремьяков В.В. Оценка функционирования системы экологического менеджмента предприятия ПАО «Сибур Холдинг» ООО «Томскнефтехим» по результатам 2014 года	1075
Родионова Н. А., Тугутова С.С. Экологическая политика НГК, внедрение СУ ООС и ОТ на нефтегазовом предприятии	1078
Ромашова Ю.А., Ахметшина Ю.Е., Компанеев П.Ю. Пути снижения себестоимости на предприятиях в нефтегазовой отрасли	1080

Саввин В.В., Павлов М.Н. Анализ экономической эффективности прокладки газопровода с упруго – пластичными элементами в районах с высокой сейсмичностью	1081
Селенчук Ж.О. Оценка перспектив декарбонизации экономики - экологический аспект	1083
Сенчилов А. С. Внедрение современной системы мотивации труда персонала на предприятиях нефтегазового комплекса	1085
Сизов А.В. Перспективы развития супервайзинга как инструмента входного контроля качества работ... ..	1087
Смирнова А. Ю. Предложения по стратегическому направлению развития Тагульского нефтяного месторождения в арктической зоне Красноярского края	1089
Соколова М.В., Молева А.П., Масловский А.Н. Оценка системы экологического менеджмента в ООО «Газпром Добыча Кузнецк»	1091
Соколова М.В. Анализ эффективности применения различных видов глубинно-насосного оборудования при освоении и эксплуатации метанугольных скважин	1094
Сундетов М.Е. Определение эффективности периодической эксплуатации малодобитного фонда скважин на примере Шингинского месторождения	1096
Третьяков К.Н., Зубаха Е.Н. Основания включения антикоррупционных оговорок в договор бурового супервайзинга.....	1100
Фам Ву Ань Перспективы развития нефтегазового комплекса Вьетнама	1101
Холодюков А.И., Антух Л. П. Обеспечение безопасности эксплуатации газопроводов в жилых районах	1103
Худаяров Т.А. Оценка системы экологического менеджмента на предприятии на примере группы компаний «Интегра»	1105
Худяков Д.В. Системный подход к оценке компетенции специалистов нефтегазовой компании	1106
Чуприкова М.Н. Особенности оценки нематериальных активов в строительной отрасли	1108
Шарапов А.В. Оценка интегрированной системы менеджмента В группе компаний «Иркутская нефтяная компания» (ИНК)	1110
Шафииков В.П., Антух Л.П. Логистическая инфраструктура западной Сибири и развитие Новосибирского дорожного центра	1112
Шестопалов А.О. Совершенствование кадровой политики предприятия ОАО «Сургутнефтегаз»	1114
Шороховецкий С.Е. Проблемы развития энергетической стратегии в части топливно-энергетического комплекса	1116
Шульгин Д.И. Влияние цены на нефть на курс рубля	1120

Секция 18. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕЦЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)

Bolsunovskaya L.M. E-Learning in modern engineering higher education: a focus on resource efficiency.....	1124
Belinskaya N.S., Frantsina E.V., Belozertseva N.E. Monitoring of industrial hydrodewaxing plant in the context of cetane number and low temperature characteristics of diesel fuel.....	1125
Belokonov G.V. Gorevskoe pb-zn deposit as the reference object of sedex-type deposits within the Enisey ridge	1127
Bochkarev A.A., Krivenkov A.V., Solomatin V.P. Thermal cracking of oil	1129
Bolsunovskaya Y, Sentsov A. Allowable and critical risks of the Arctic development in terms of global climate change	1130
Bychkov D.A. Offshore ice-resistant fixed platform Prirazlomnaya.....	1132
Chehlov A.N., Sidelnikov A.V. Modern technologies of oil trunk pipeline system construction in permafrost environment.....	1134
Chudinova I.V. The modifying of clay formations.....	1136
Dashiev S.V. Associated gas flaring	1138
Dubinsky D.G., Nechaev D.A. Research on pellet impact drilling: history, techniques and results.....	1139
Dzhabiyev O.A. Drilling program directional well 191 Potymsko-Inginski l.a.....	1141
Fakhrutdinova G.M., Evdokimova A.S., Sincov I.A. Effectiveness improvement of fringe oil accumulation due to hydrated barrier in oil, gas and condensate fields.....	1143
Gamzatova S.I. Problems of crude oil refining in Russia.....	1144
Gerasina T.A. Ftir-spectroscopy for investigating pipeline coating composition and properties.....	1145
Ges G.A., Ismailov Y.R., Margert A.S. Investigation of dispersing agent impact on asphaltene aggregation in modeling system.....	1147
Kazhumukhanova M.Z. Quantitative mineralogy and particle-size distribution of bed sediments in the northern	1149

part of the Laptev sea.....	
Khramov D.A. Formation conditions and composition of magmatic rocks.....	1150
Melnikovich E.A., Volodina D.A. Application of remote sensing techniques to the study of technogenic catastrophes.....	1152
Mishunina A.S. New technologies in oil and drilling waste disposal.....	1154
Monkam Monkam Clovis Le Grand Rheological properties of crude oils in Yaregskoye and Yarakhtinskoye oil fields.....	1155
Nazarova G.Y., Stebeneva V.I., Kiselyova S.V. Impact of slops flow on the process efficiency in the catalytic cracking reactor.....	1157
Nguyen Thac Hoai Phuong Identification method of indicator diagram by interpreting the measured results of gas-dynamic well testing.....	1159
Ostranicyan I.S., Rodionova N.A., Tugutova S.S. The program of energy efficiency of oil and gas companies...	1161
Pavlova A.A., Hansen J., Pavlova I.V. Dimensionierung der Wärmepumpe.....	1163
Petkova P.G. Current trends in global oil refining industry	1165
Popova N.V. Low-temperature properties estimation of diesel fuels with the application of computer modeling system of catalytic dewaxing process.....	1167
Romanova M.Ju., Sincov I.A. Efficiency analysis of non-stationary water flooding as a hydrodynamic enhanced oil recovery method in Western Siberia.....	1169
Safaraliev N.S., Malakhov F.A., Alhaj M.A., Davlatov R.S., Avezov M.N. Comparative analysis of the temperature of barite formation (by the example of deposits of Tajikistan and Yemen)	1170
Savoskin A.I. Medical geology studies: problems, prospects, solutions	1172
Bolsunovskaya Y., Sentsov A., Avanesova E., Khorechko U., Ruchina A. The Arctic zone: possibilities and risks of development.....	1173
Shestakova A.V. Assessment of reservoir temperatures of Tarys and Choygan geothermal systems (Eastern Tuva)	1175
Sirenko S.O. Gems through the eyes of antiquity.....	1177
Sonina E.V. Underwater and above ground pipelining	1178
Siridonov T.S. Groundwater chemical composition of aptian-cenomanian aquifer system due to scale deposits in Kaymisovsky area (Western Siberia)	1180
Sunnatulloev Sh.Sh. Study of geological and geotechnological conditions of uranium deposits in Uzbekistan during exploration work.....	1182
Tataurshchikov A.A. Mathematical modelling of thermal effect in hydrotreating reactor with quenching.....	1183
Teterin E.A. Methods and criteria for assessing the risk of subsidence pipelines in Siberia.....	1185
Toropov A.S. Colloid transport of plutonium in water bodies in the Semipalatinsk test site.....	1187
Tsivelev K.V., Milke A.A. Integral analysis of geological and field data for selection of oilfield development strategy.....	1189
Vasiliev V.V., Mikhailina Yu.Yu. Modern technologies in shale oil extraction.....	1191
Vyazovkina A.O., Vyazovkina E.O. Biostratigraphic research of maastrichtian sediments in the Samara region	1192
Yurkova M.V. Environmental problems of oil production in the Bazhenov formation.....	1194
Zhakupbayev B.Ye., Kadyrbekov M.A., Abdullin A.A. Composite foam glass with protective and decorative glass covering on the basis of the amorphous siliceous rocks south Kazakhstan region.....	1195
Zuryanova I.V., Popova N.V., Belinskaya N.S. Influence of technological parameters of stabilization column operation (a part of diesel fuel production unit) on the content of hydrogen sulphide in stable gasoline.....	1197

Секция 1 8. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО

Подсекция 1. ПРОБЛЕМЫ МЕЖЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

Матвеев И.А. История и традиции языкового образования в техническом вузе.....	1200
Бетчанов Д.М., Водина Е.С. Английский язык как средство международного общения: плюсы и минусы сложившейся ситуации	1202
Булатов Р.Р. «Edutainment» в коммуникации и обучении	1203
Гондверкер Г.В. Средства геймификации в профессионально-ориентированном обучении.....	1205
Горюнов А.Д. Причины коммуникативных неудач в условиях межязыкового профессионального общения.....	1207
Кайтукаев А.Р., Моисеев С.Д., Ануфриев Н.В. Этапы работы с видеоматериалами на иностранном	1209

языке	
Кегелик А.А. Студент неязыкового вуза и его интерес к изучению иностранного языка.....	1211
Кириллина М.С. Веб-квест как компонент виртуальной образовательной среды при изучении иностранного языка в вузе.....	1212
Нутфуллин Р.Р. Метафора как основной способ образования терминов в сфере нефтегазового дела.....	1214
Омирбекова А.Н. Цветообозначение как иллюстрация социокультурных коннотаций	1215
Понамаренко Д.А. Студенты ближнего и дальнего зарубежья: проблемы толерантности.....	1217
Чимчикова А.А. Роль эмоций в формировании мотивации изучения иностранного языка у переводчиков в сфере профессиональной коммуникации.....	1218
Шаров И.В. Проблемы перевода сокращенных лексических единиц в англоязычных текстах нефтегазовой тематики	1220
Шинковская А.Н. Квантитативные интенсификаторы как отражение количественных характеристик времени в русской и английской культуре	1222
Яковлев Д.А. Современный способ изучения английского языка посредством интернет-программ и приложений.....	1224
Bobkov A.G. VLE versus PLE: prospects for self-education.....	1226
Bragina O.L. Developing communication skills: cooperative approach in foreign language learning.....	1228
Burtsev S.A. Erasmus Mundus as academic mobility program for students.....	1230
Golovkova D.V. Time management as essential skill for successful career in competitive environment.....	1231
Krukov A.O., Yurchenko Yu.G. Competence requirements for specialists in multinational companies (by the example of "Schlumberger" and "Shell").....	1233
Prismotrov K.V. Formation of students' communicative and intercultural competence via the internet.....	1234
Thanh Hieu Nguyen, Orion Solang Internationalization of higher education in the context of globalization.....	1236
Tran Dinh Tan Xu Teaching English to Vietnamese students in the higher institution.....	1238
Vinidiktova M.V. Academic mobility and its role in globalization process.....	1240

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	5
------------------	---

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

Дмитриев А.Ю. Институт природных ресурсов: история развития и достижения настоящего	29
Шварцев С.Л. Глобальная эволюция как объект геологии	30
Иванова Г.М. 20 лет международному симпозиуму им. академика М.А. Усова. Усовским конференциям и симпозиуму – 45 лет.....	34
Иванова Г.М. Традиции, заложенные В.А. Обручевым в подготовке высокопрофессиональных специалистов, успешно развиваются в Институте природных ресурсов (к 120-летию основания Томского политехнического университета)	49

Секция 10. ГЕОЭКОЛОГИЯ, ОХРАНА И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Язиков Е.Г. Геоэкологические особенности урбанизированных территорий со сложной техногенной нагрузкой юга западной Сибири.....	55
Адильбаева Т.Е. Уровень загрязнения атмосферного воздуха в зоне влияния теплоэлектростанции города Караганды по данным снегеохимической съемки.....	56
Аксёнова Ю.Э. Разработка генеральной схемы санитарной очистки муниципального образования «Колпашевский район»	58
Аламов А.Д. Минеральный состав солевых отложений (накипи) в теплообменном оборудовании.....	61
Алексеенко А.В. Оценка техногенной нагрузки на ландшафты Новороссийской промышленной агломерации	62
Арсланова И.И. Разработка комплексной ресурсосберегающей технологии производства биотоплива из культур, используемых для фитомелиорации нефтезагрязненных почв.....	64
Артамонов Ю.Е. Содержание и особенности распределения тяжелых металлов в рыбах реки Иртыш ..	66
Арутюнов Т.В. Технология добычи сланцевого газа и влияние на экологию	68
Аухадеев Т.Р., Закиров А.В. Изменения приземной температуры воздуха северного полушария в период 1850-2014 гг.	70
Афанасьева М.И. Растворенное органическое вещество аквальных ландшафтов Приамурья	72
Бейм К.О. Проектирование и разработка информационно-картографической системы гидрохимической информации.....	73
Белая Т.Г. Эколого-геохимическая характеристика почвенного покрова октябрьского района Ростова-на-Дону.	76
Беляев Н.М., Ермаков В.С. Технология утилизации капсулированных нефтяных шламов	78
Беляновская А.И. Биогеохимический барьер в организме мелких млекопитающих на территории воздействия среднеуральского медеплавильного комбината	80
Бирулина А.Г. Оценка влияния радиоактивного мутагена на процесс онтогенеза <i>Drosophila Melanogaster</i>	82
Блюм Е.А. Биогеохимический мониторинг в районах хвостохранилищ горнодобывающих предприятий (поселки Комсомольск и Урск Кемеровской области)	83
Бобокбаев Ш.Р. Изучение и прогнозирование катастрофических ситуаций природного характера в районе озера Сарез.....	85
Богданович Е.А. Распределение тяжелых металлов (Zn, Ag, Cd, Sb, Pb) на территории урского хвостохранилища по данным опробования листьев березы.....	86
Богуш И.В., Аджиев Р.А. Геохимическая характеристика загрязненности донных отложений бенз(а)пиреном в районе бывшего байкальского целлюлозно-бумажного комбината	88
Боев В.В. Распределение микро- и макроэлементов в почвах тюменского федерального заказника.....	90
Боженко Н.П. Геохимическая характеристика сфагновых мхов и торфа верхового болота на возвышенности Фогельсберг, Германия.....	92
Бондарчук А.А. Особенности распределения нефтепродуктов в почвах на территории г. Стрежевой томской области	93
Бондин И.А. Железноводское месторождения подземных вод и его экологическое состояние.....	95
Борисенко А.А., Кемкин И.В. Состав, содержания и формы вхождения токсичных элементов в сульфосолях месторождений Дальнегорского рудного района.....	97
Брайт Ю.Ю., Жаскайрат Д.Ж., Жармухамбетова А.К. Дескриптивный анализ данных в системе персонифицированного учета ликвидаторов и их потомков, проживающих на территории Алматинской	99

области в Республике Казахстан	
Бутенко А.В., Таловская А.В. Тяжелые металлы в почвенном покрове территории Сорского горно-обогатительного комбината (Республика Хакасия)	101
Бучельников В.С. Характеристика минералогического состава отходов Тейского железорудного месторождения	103
Быкова М.В. Оценка накопленного техногенного воздействия отработанных месторождений в области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции	105
Быковская Е.А. Идентификация и количественное определение наноматериалов в водных объектах окружающей среды	107
Веневская Н.Н. К вопросу об экологической ситуации города Балей (Забайкальский край)	109
Воротило М. К. Нахождение плутония в почвах и растительности районов, прилегающих к бывшему Семипалатинскому испытательному ядерному полигону	110
Габитов Р.В. Особенности химического состава поверхностных вод на территории агломерации г. Горно-Алтайска	112
Галлямов Р.Р., Зотина К.Э., Курлянов Н.А. Особенности состава снегового покрова г. Казани	113
Галушкина Д.Н. Геохимические особенности природных вод баргузинского государственного природного биосферного заповедника	115
Губина К. А. Ртуть в почвах районов расположения промышленных предприятий на территории г. Омска	116
Данилов А.С. Использование биологических закрепителей на предприятиях минерально-сырьевого комплекса	118
Дериглазова М.П. Отражение экологических условий окружающей среды в минералого-геохимических особенностях зольного остатка организма человека города Норильск	120
Джамбаев М.Т., Жакупова Ш.Б., Брайт Ю.Ю. Уран в питьевой воде и крови человека в зоне влияния Семипалатинского ядерного полигона	122
Доронина В.Д., Смолякова А.Д. Изучение форм нахождения ртути в почвах г. Томска	124
Дорохова Л.А. Содержание урана и тория в почве и листьях тополя г. Благовещенска	126
Егорова Е.В. Исследование потенциала сорбента на основе торфа при очистке сточных вод от ионов цветных металлов	128
Еремина Е. П. Биогеохимическая характеристика эпифитного лишайника <i>Lobaria Pulmonaria</i> территории Баргузинского заповедника (Республика Бурятия)	130
Есильканов Г.М. Элементы-токсиканты в воде объектов водопользования, расположенных на территории бывшего Семипалатинского испытательного полигона	132
Жакупова Ш.Б., Колбин В.В., Джамбаев М.Т. Радиационная обстановка села Калачи вблизи декультивированных урановых шахт Есильского района Акмолинской области	133
Жданов В.А., Колесникова Е.А., Черненькая Е.В. Геохимическая характеристика элементного состава лабазника вязколистного (<i>Fillipendula ulmaria</i> L.) Кемеровской области	135
Злобина А.Н. Естественная природная радиоактивность почв как фактор риска для здоровья человека	137
Иванов М.В. Ртуть в воздухе, воде, почвах и донных осадках острова Русский Японского моря	139
Исупова А.А. Применение метода лишеноиндикации для оценки качественного состояния атмосферного воздуха (на примере города Междуреченска)	141
Капустина А.А. Минеральный состав твердого осадка снега в зоне потенциального влияния газокompрессорной станции	143
Карпенко Ю.А. Распределение редкоземельных и радиоактивных элементов на территории Комсомольского хвостохранилища по данным опробования листьев березы	145
Карсеко К.С. Необходимость применения информационных систем в оценке количества образующихся отходов в бурении	147
Киндлер А.А. Экологический паспорт затопленного Дегтярского шахтного поля	149
Киреева А.Е. Эпитаксиальные образования в природе и их учет в землепользовании	151
Ключникова Ю.О. Анализ возможных факторов, обуславливающих возникновение «сонной болезни» в с. калачи (Республика Казахстан)	153
Ковалёв А.В. Использование спутниковых данных для оценки состояния растительности на территории нефтедобычи западной Сибири	155
Коваль Е.В. Индикаторное значение La/Ce соотношения (на примере изучения природных сред и живых организмов на территории Томской области)	157
Ковешников И.А. Исследование ртути в донных отложениях в озёрах Шегарского района Томской области	159
Коновальчик Е.А. Специфика проведения инженерно-экологических изысканий на территории республики Саха (Якутия)	161
Константинова Е.Ю. Микроэлементы в почвах основных геоморфологических районов юго-запада западной Сибири	162

Круковская О.Ю. Динамика поступления загрязняющих веществ в атмосферный воздух от автомобильного транспорта в регионах Беларуси.....	164
Кудрявцева М.Г., Батищева В.А. Исследование мышечной и костной тканей обыкновенного окуна на содержание ртути	166
Кузьмина Е. Г. Оценка техногенного загрязнения почв территории г. Омска по результатам изучения их вещественного состава и каппаметрии.....	167
Лесина М.Л. Биотехнология переработки осадка городских сточных вод в товарный продукт.....	170
Лощилова М.А., Вальтер Л.А., Портнягина Е. В. Роль природных парков в стратегическом социально-экономическом развитии регионов России (по материалам Омской и Кемеровской областей)	172
Макаревич Т. Г. Закономерности распределения ртути в почвах на территории г. Горно-Алтайска и его агломерации.....	174
Макаренко Т.В. Влияние экологических факторов на демографические характеристики Томской области (1980-2014 гг.)	176
Максимова А.Ю. Содержание ртути в водных растениях семейства рясковые на территории Томского района	178
Максимова Д.И. Содержание и формы нахождения ртути в почвах угледобывающих регионов	180
Маюрова А.С. Использование фотовольтаических систем для энергообеспечения освещения мостового перехода через Керченский пролив	181
Мельникович Е.А. Применение методов дендрохроноиндикации для изучения состояния окружающей среды	183
Мех А.А. Оценка опасности буровых шламов с использованием в качестве тест-объекта протококковой водоросли хлореллы <i>Chlorella Vulgaris Beijer</i>	184
Милушкин К.С., Чепайкина А.С., Ильясов Р.К. Влияние полигона ТБО на геоэкологическую обстановку на примере крупной городской свалки.....	186
Михайлова К.Ю., Литая В.В. Характеристика металлосодержащих фаз в твердых частицах, аккумулированных в снежном покрове в окрестностях объектов угольной теплоэнергетики.....	188
Михалев А.О., Гребенщикова В.И. Разработка веб-гис системы для информирования общественности о результатах научной и учебной геоэкологической деятельности	190
Мишанькин А.Ю. Фиторемедиационная технология очистки почв от радиоактивного загрязнения.....	192
Мишунина А.С. Характеристика и оценка опасности компонентов модельного бурового раствора с использованием водорослей <i>Chlorella Vulgaris Beijer</i>	194
Нгуен Ван Луен Гидрогеохимическая характеристика подземных вод в уезде Чодонь, провинции Ваккан (Вьетнам)	196
Нгуен Чунг Киен Ртуть в почвах на территории г. Ханоя (Вьетнам)	198
Нечаев Д.А. Пример конструкции универсальной установки, предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов.....	201
Николаенко А.Н. Экологические риски в районах размещения угольных предприятий	203
Новоселова А.А. Биотехнология защиты окружающей среды, основанная на использовании иммобилизованных микроорганизмов	205
Омельченко О.В. Перспективность реки Пшеха для развития форелевого хозяйства	206
Осипова В.В. Оценка валового содержания ртути в листьях тополя на территории г. Новокузнецка	209
Пальцев И.С., Добролюбов А.И. Геоэкологическая роль петромагнитных свойств почв над подземными хранилищами газа	211
Парыгина Р.Ю. Использование аудиторий под открытым небом в процессе вузовского образования....	212
Перминова Т.А. Специфика накопления брома в организме человека	214
Подлипский И. И. Гидрогеология современного геологического тела, сложенного техногенными свалочными грунтами	216
Пожарская О.Д. Разработка генеральной схемы очистки территории Тегульдетского района Томской области.....	217
Поликанова С.А. Формы нахождения химических элементов в снеговом покрове в окрестностях алюминиевого завода (на примере г. Красноярска)	219
Прокофьева Е.В. Загрязнение почв особо охраняемых природных территории соединениями тяжелых металлов (на территории города Саратова)	221
Просекин С.Н., Филимонова Л.М., Гомболевский Г.И. Современные методы оценки техногенного загрязнения с помощью геоинформационных систем и термодинамических моделей воздействия газопылевых аэрозолей на окружающую среду (на примере Ирказ)	222
Рамазанов А.Р. Оползневые процессы на территории г. Ханты-Мансийска.....	225
Рогова Н.С., Сергеева Н.Д. Способ определения геохимического фона на примере метода мхов-биоиндикаторов.....	227
Русланова К.Р. Влияние истощения и загрязнения вод западной Сибири на окружающую среду и основные мероприятия по борьбе с отрицательными последствиями.....	228

Рыбкина Е.О. Экспериментальное изучение поведения элементов при взаимодействии дренажных вод с природными и модифицированными сорбентами.....	230
Рыжова Л.П., Носова Е.В. К вопросу эколого-экономической оценки отработки техногенных месторождений рудных полезных ископаемых.....	232
Самохина Н.П., Филимоненко Е.А. Оценка потоков тяжелых металлов (Hg, Cd, Se, Pb и As) из атмосферы на снежный покров в окрестностях теплоэлектростанции (на примере г. Томска)	235
Сварацкий Я.И. Предложения по проекту рекультивации нарушенных земель на территории кустовой площадки №7 Кошильской площади Вахского нефтяного месторождения.....	237
Сверчков И.П. Снижение негативного воздействия на окружающую природную среду в районе расположения предприятий переработки угля.....	239
Силенко Ю.Е. Биогеохимическая индикация урана и тория в зоне влияния урандобывающего предприятия методами инструментального нейтронно-активационного анализа и радиографии	241
Ситникова В.А. Радиоэкологическая обстановка в районе г. Горно-Алтайска.....	243
Скрипник М.И., Абикеева Ж. Сравнительная оценка содержания высокотоксичного элемента (цинк) в волосах детей, проживающих на территории Павлодарской и Кировоградской областей.....	245
Сурнина А.В., Щеглова В.К. Вещественный состав и магнитная восприимчивость почв районов расположения промышленных предприятий на территории г. Томска	247
Тимофеева И.В. Онтологический подход к систематизации геоэкологических изменений в Арктическом бассейне.....	249
Торопов А.С. Формы нахождения трансурановых радионуклидов в природных водах площадки «Дегелен» Семипалатинского испытательного полигона.....	250
Третьякова М.И., Литав В.В. Динамика потока редкоземельных элементов из атмосферы на снеговой покров в окрестностях предприятий нефтехимической отрасли (на примере г. Омск)	252
Трипольская О.И. Экологическое состояние почв и грунтов зоны аэрации в районе строительства аэропорта «Южный» в Аксайском районе Ростовской области.....	253
Турсуналиева Е.М. Распределение ртути в листьях тополя вдоль трассы Новокузнецк-Междуреченск...	255
Усонов А.А. Радиоэкологические проблемы горнодобывающей промышленности Кыргызской республики.....	257
Фатихова Н.И., Кузнецова Г.М. Использование водорослей для очистки сточных вод от фенольных соединений	259
Цогнэмэх Хонгорзул Распределение алифатических и ароматических углеводородов в донных отложениях озер Хакасии	261
Цыренов Т.Г. Несоответствующее ведение рекультивационных работ на примере отдельных месторождений Забайкальского края	263
Чукаева М.А. Причины и последствия трансформации природных вод, находящихся в зоне воздействия ОАО «Апатит»	264
Шамсутдинова Е.А. Использование злаковых трав для фиторемедиации	266
Шахова Т.С. Оценка концентрации ртути в нерастворимой фазе снежного покрова в окрестности предприятия нефтехимического комплекса (на примере г. Павлодар, Республика Казахстан)	268
Шмигирилова Д.И. Применение методологии оценки риска при принятии градостроительных решений.....	270
Щербакова А.Г. Биодеструкция вязких нефтей в загрязненной почве	274
Щукова К.Б. Информационная система для решения прикладных задач ландшафтной экологии с использованием картографических веб-сервисов.....	276
Юринова Ю.А. Геоэкологические последствия деградации субмаринных мерзлых толщ на шельфе Восточно-Арктических морей	278
Яковлев А.Л. Задачи по выходу из экологического кризиса в России и обеспечения экологической безопасности	280
Яранцева С.М. Изучение технологий утилизации бурового шлама.....	282

Секция 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

Чернова О.С., Зятиков П.Н. Подготовка, переподготовка и повышение квалификации кадров для нефтегазовой отрасли: проблемы и перспективы.....	284
Аксенов А.В. Анализ методов борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями на стенках насосно-компрессорных труб и оборудования.....	285
Александров А.Н. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами на месторождениях высокопарафинистых нефтей.....	287
Антонов Д.В. Численное исследование температурных и концентрационных следов большой совокупности и массива (конгломерата) капель в пламени с применением пакета математического моделирования (Ansys)	289

Атрошенко Ю.К., Бычкова А.А. Численное моделирование контактных средств измерения температуры технологических сред на нефтяных и газовых месторождениях.....	291
Ахунов Р.О. Образование газовых гидратов в призабойной зоне нагнетательных скважин при закачке газа в пласт.....	293
Бевз А.В. Влияние поверхностно-активного вещества на характеристики дисперсной среды в задаче разработки нефтяных месторождений.....	295
Белогова В.А. Энергообеспечение нефтяных и газовых месторождений западной Сибири.....	297
Битиев И.И., Рубежанская А.В. Технология и устройство для размыва уплотненной песчаной пробки	299
Богданов М.А., Богданов М.А. Установка для моделирования фильтрации флюидов в пористых средах методом электрогидродинамической аналогии.....	301
Большунов А.В., Решетько А.А. Комплексный метод борьбы с механическими примесями.....	303
Борзенкова Д.Н. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождения.....	305
Борисова А.Г., Пискунов М.В., Рыбацкий К.А. Испарение суспензий графита на основе воды в высокотемпературной газовой среде.....	307
Валиев И.Н., Костадинов Н.К. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождения.....	309
Валиев Т.Т., Космынина Н.М. Исследование эксплуатационных режимов электростанции.....	311
Валиуллин Т.Р. Низкотемпературное зажигание капель жидких композиционных топлив при втание в потоке разогретого воздуха.....	313
Ведменский А.М., Стрекалов А.В., Барышников А.А., Паклинов А.М. Исследование возможности применения инфразвука для повышения приемистости нагнетательных скважин.....	315
Вершинина К.Ю. Интегральные характеристики зажигания капель композиционного жидкого топлива на основе отхода переработки углей и нефтей.....	317
Войтков И.С. Экспериментальное определение времен сохранения пониженных температур продуктов стгорания в следе капельного потока.....	319
Волков П.В. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождения.....	321
Гесь Г.А., Исмаилов Ю.Р., Маргерт А.С. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождения.....	323
Глушаненко Ф.Н., Силкин С.И., В.В. Куприянов В.В. Анализ акустических методов применительно к гидродинамическим свойствам пласта.....	325
Гоголев А.В., Казаку А.В. Анализ эффективности и целесообразности интенсификации притока подземными ядерными взрывами на Среднеботубинском нефтегазоконденсатном месторождении.....	327
Гумеров В.М., Ушмаев Д.В., Опарин А.О., Пискунов М.В. Экспериментальные исследования эффективных условий отвода энергии от теплонагруженных металлических конструкций.....	328
Дао Тхань Чыонг Накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне.....	330
Дмитриенко М.А. Статистический анализ последствий столкновения капель воды в условиях функционирования водяных завес на объектах нефтегазового промысла.....	332
Донг Ван Хоанг Метод оперативной диагностики потоков в процессе интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин.....	334
Евдокимова А.С., Фахртдинова Г.М., Синцов И.А. Использование гидратного барьера для повышения эффективности нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений.....	336
Ефремов С.А. Концепция системы управления интеллектуальным месторождением и их применение в России.....	337
Иванов А.С. Кратковременная эксплуатация скважин как инновационный подход к повышению рентабельности добычи нефти.....	339
Идман Е.И. Повышение эффективности работы установки низкотемпературной абсорбции при подготовке конденсатсодержащего газа на УКПГ-1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.....	341
Ильина А.А. Применение метода атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой для определения серы в нефтепродуктах.....	342
Исмаилов Ю.Р., Гесь Г.А. Исследование влияния концентрации асфальтенов на процесс агрегации в модельной системе.....	344
Казаку А.В., Гоголев А.В. Внедрение микротурбинных электростанций как альтернатива переработки попутного нефтяного газа в электроэнергию.....	346
Каменюка А.И., Аладьев А.П. Технология и устройство для интенсификации добычи нефти гидроударным воздействием на перфорационные отверстия и прискважинную зону продуктивного пласта.....	348
Канаев И.С. Методы интенсификации газоотдачи угольных пластов.....	350
Касымов Т.М. Увеличение технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений.....	352

Клепцын А.А., Трушко А.С. Решение задач разработки нефтегазовых комплексов с помощью метода непродольного вертикального сейсмического профилирования.....	354
Кожевников И.С. Сканирование нефтьсодержащей двухфазной системы вибрирующим зондом.....	356
Козырев И.Н. Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов.....	358
Коротченко Р.К., Максимова Ю.А. Особенности применения установки электроцентробежного насоса в условиях высокого газового фактора	359
Коротченко Р.К., Максимова Ю.А. Особенности подбора погружных установок электроцентробежных насосов	361
Костадинов Н.К., Валиев И.Н. Эффективность освоения скважин азотом, после ГРП с использованием установки ГНКТ на Южно-Приобском месторождении.....	363
Кутбидинов И.Б., Космынина Н.М. Энергообеспечение нефтяных и газовых месторождений Кыргызстана.....	365
Кузнецов А.В. Анализ методов гранулометрического состава осадочных горных пород.....	367
Куприянов В.В., Гайдук П.И. Образование газогидратов и методы борьбы с ними	368
Левин И.А. Мицеллярные растворы селективного действия для интенсификации добычи высоковязкой нефти и ограничения водопритока из терригенных коллекторов Самарской области.....	370
Левшин М.О., Штанько С.А. Оценка влияния разбавителей на образование парафиновых отложений... ..	372
Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Белозеров И.П., Шулев В.Е., Юрьев А.В. Экспериментальные исследования влияния выпадения асфальтенов на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов с использованием глубинных проб нефти на керновых моделях	374
Лыонг Ван Фо Анализ работоспособности системы насосов на месторождении Белый тигр (Вьетнам) в 2014 году.....	376
Мамаев А.А., Космынина Н.М. Электрообеспечение газового месторождения Анабай Казахстан.....	378
Мильке А.А. Протекторная защита промысловых трубопроводов от коррозии.....	380
Мурачев И.В. Влияние термообработки на температуру застывания и реологические свойства нефти... ..	381
Набокин И.Р. Практическое применение гидродинамических исследований скважин для разрешения неопределенностей строения коллектора.....	383
Нгуен Тхак Хоай Фыонг Интерпретация результатов стационарных газодинамических исследований скважин на основе метода адаптивной идентификации.....	385
Нгуен Бао Тоан Корреляционный анализ зависимости между составом и физико-химическими свойствами нефти месторождения «Белый тигр»	387
Новгородов О.В., Космынина Н.М. Электрообеспечение Приобского месторождения ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»	389
Нурмакин А.В. Особенности контроля за разработкой газовых месторождений в период постоянной добычи.....	391
Няшина Г.С. Эффективность применения тонкораспыленной воды в условиях функционирования автоматизированных систем пожаротушения на объектах нефтяной отрасли.....	393
Огай В.А., Подшивалов А.И., Саранча А.В. Эффективность применения отечественных мобильных компрессорных установок	396
Павельева О.Н. Алгоритмизация расчета минимального забойного давления при фонтанировании.....	398
Павлов М.Н., Ле Тхи Тху Тхуи Устройство для исследования нефтяных и газовых скважин.....	400
Паклинов Н.М., Стрекалов А.В., Барышников А.А., Ведменский А.М. Исследования возможности применения плазменно-импульсного воздействия для повышения проводимости призабойной зоны пласта.....	401
Переседова А.В., Степанцова К.А. Определение влияния композиции ГАЛКА-НТ для повышения нефтеотдачи на состав нефти.....	402
Полякова Н.С. Анализ применения водогазового воздействия в условиях верхнеюрских отложений... ..	404
Поспелов А.И., Таланова В.А., Сафиулина Э.А. Анализ заканчивания скважин.....	406
Прыткова Ю.П. Особенности разработки Майского нефтяного месторождения.....	408
Романов А.С. Влияние распределения давления в трещине гидроразрыва на величину раскрытия и напряженное состояние в ее вершине.....	410
Романова М.Ю., Синцов И.А. Оценка эффективности применения смешивающегося вытеснения углекислым газом в условиях западной Сибири.....	412
Русских А.И. Расчёт и анализ фильтрационно-емкостных свойств пласта методом анализа добычи.....	413
Сафиулина Э.А., Таланова В.А. Применение метода термогазового воздействия.....	415
Силкин С.И., Глушаненко Ф.Н. Перспективные технологии освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа.....	417

Степико А.В. Моделирование строения нефтяного месторождения с линзовидным коллектором.....	419
Сундетов М.Е. Определение эффективности технологии периодической эксплуатации малодебитного фонда скважин.....	421
Телков В.П. Особенности использования рациональных вариантов разработки месторождений высоковязких нефтей и битумов.....	423
Трушко А.С., Клепцын А.А. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов в России – нефть на завтра.....	425
Усанина А.С. Об определении смачивания угольной поверхности.....	426
Фан Ван Тунг Технология изоляции водопритока на месторождении «Белый тигр»	429
Федоров А.О. Анализ технологий эксплуатации газовых скважин с учетом эффекта самозадавливания	431
Феоктистов Д.А., Петровнина М.С., Вахин А.В., Исаков Д.Р., Каюкова Г.П. Каталитическая интенсификация внутрислоистой конверсии высоковязкой нефти при паротепловых методах добычи	433
Цивелев К.В. Анализ эксплуатации скважин в режиме периодического кратковременного включения и разработка рекомендаций по оптимизации работы установки электроцентробежного насоса.....	435
Чебан С.Е. Повышение эффективности разработки газоконденсатных залежей с помощью технологии сайклинг-процесса.....	437
Черных Т.М. Анализ работы насосно-глубинного оборудования при эксплуатации метаноугольных скважин.....	438
Шевяков К.С. Внедрение современных методов защиты УЭЦН при эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК.....	440
Шерстобитов А.А., Садретдинов Ш.Р., Матвеев И.В. Моделирование трещин ГРП на примере нефтяного месторождения «М» Томской области.....	442
Щеголихин Д.С. Комплекс технических средств системы управления интеллектуальным месторождением.....	444
Ярмонов В.В., Космынина Н.М. Электроснабжение нефтяных и газовых месторождений Красноярского края	446

Секция 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

Подсекция 1. УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Ерофеев В.И., Современные процессы переработки углеводородного сырья.....	448
Иванчина Э.Д., Чернякова Е.С. Технология и математическое моделирование нестационарных каталитических процессов.....	450
Алтынов А.А., Богданов И.А. Методика расчета низкотемпературных свойств дизельных фракций.....	452
Ануфриев Р.В., Петухова А.В. Релаксация дисперсных систем, обработанных в ультразвуковом поле	454
Аюрова А.М. Азотистые основания и кислые соединения в высокопарафинистых нефтях.....	456
Беккер А.В., Николайчук С.Н. Выбор оптимальных технических решений для улавливания углеводородных паров от резервуарных парков нефти.....	458
Белинская Н.С., Луценко А.С., Попова Н.В. Влияние расхода сырья и температуры на процесс гидродепарафинизации с помощью математической модели.....	460
Белинская Н.С., Францина Е.В., Белозерцева Н.Е. Мониторинг работы промышленной установки гидродепарафинизации по цетановому числу и низкотемпературным характеристикам дизельного топлива.....	461
Ануфриев Р.В., Петухова А.В., Волкова Г.И. Структурно-механические свойства раствора нефтяного парафина, обработанного в ультразвуковом поле.....	463
Астурян Д.Э., Лоскутова Ю.В., Литвинцев И.В. Влияние депрессорных присадок на агрегативную устойчивость высокопарафинистой нефти.....	465
Бойченко С.С., Нурмаканова А.Е., Ушаков А.С. Определение оптимальных технологических параметров процесса алкилирования изобутана олефинами с применением математической модели.....	467
Брославский Н.В., Морозов М.А., Журавков С.П. Влияние нанореагентов и физических методов воздействия на термо- и каткрекинг тяжелых нефтяных дистиллятов	468
Бубеннов С.В., Бикбаева В.Р., Григорьев Н.Г. Микро- и микро-мезопористые цеолиты у в синтезе олигомеров децена - основы низкозастывающих масел.....	470
Бурлуцкий Н.П. Влияние технологических параметров на каталитическую активность электровзрывного железного катализатора синтеза фишера-тропша	471
Васючка К.А. Влияние различных технологических режимов на показатели процесса сульфирования линейных алкилбензолов.....	473
Винидиктова М.В., Чернякова Е.С. Анализ химического состава и текстурных характеристик образцов платино-рениевых катализаторов.....	475
Власенко Ю.А., Кривцова Н.И. Исследование окисляемости смазочно-охлаждающихся жидкостей.....	477

Власова Н.Д., Нажису Исследование отработанных цеолитных катализаторов, модифицированных ГПС W-VI-CO, в процессе превращения прямогонных бензинов в высокооктановые бензины.....	479
Вольнкина А.Н., Зайковский В.И. Синтез, физико-химические и каталитические свойства элементоалюмосиликатов в процессе превращения пропана в ароматические углеводороды.....	481
Гладченко Т.М. Исследование свойств ультрадисперсных железных катализаторов в синтезе фишера-тропша.....	483
Глик П.А., Чузлов В.А. Управление активностью платиносодержащего катализатора риформинга при оптимизации состава гидрогенизата.....	485
Грязнова И.А., Вольф А.В. Оптимизация технологических режимов действующей установки фракционирования нефти	487
Егорова А.В. Исследование группового состава торфа месторождения “Кутюшское”.....	488
Жданов А.А. Изучение каталитической активности ультрадисперсных порошков железа при синтезе жидких углеводородов.....	490
Зайковский В.В. Сопоставление отечественных и зарубежных технических решений в аппаратах электрообезвоживания и обессоливания нефти.....	491
Золотухина К.В. Влияние технологических параметров на процесс обезвоживания и обессоливания нефти.....	493
Зырянова И.В., Попова Н.В., Белинская Н.С. Исследование влияния технологических параметров в колонне стабилизации установки каталитической депарафинизации на содержание сероводорода в стабильном гидрогенизате.....	495
Игнатова Л.С., Кошкин С.А. Расчет термодинамических показателей реакций процесса алкилирования бензола этиленом методом DFT.....	497
Илолов А.М., Мурадова П.А., Литвишков Ю.Н. Влияние СВЧ на инициированное пероксидом водорода каталитическое превращение этанола в дивинил	499
Кириллова М.Д. Исследование влияния состава сырья процесса каталитического риформинга.....	501
Кононова А.С. Альтернативное углеродсодержащие жидкое топливо.....	503
Копылова А.В., Кривошеева С.И., Кравцова Е.А. Подготовка шахтной метановоздушной смеси к полезному использованию.....	505
Корнеев Д.С. Моделирование образования смолисто-асфальтеновых компонентов нефти.....	507
Костырева О.А., Нажису Исследование закоксированных цеолитных катализаторов, модифицированных оксидами системы SN-VI-O, в процессе превращения прямогонных бензинов в высокооктановые бензины.....	509
Крутей А.А., Долганова И.О. Оптимизация технологии поверхностно-активных веществ на основе алкилбензолсульфокислоты.....	511
Кузнецов Ф.Ю. Расширение установки подготовки нефти, газа и воды на Северо-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении.....	513
Курская Д.А., Чернякова Е.С. Мониторинг работы промышленной установки каталитического риформинга бензинов.....	514
Кухленкова Н.О. Исследование процесса получения модификаторов полиолефинов со сшитой структурой, устойчивых к агрессивным средам.....	516
Лазоренко О.С., Леодорова Л.С. Влияние комплексной обработки на структурно-механические свойства растворов нефтяного парафина.....	518
Леодорова Л.С., Ануфриев Р.В. Влияние ультразвука на стабильность полимерных присадок.....	520
Литвинова А.Е. Промотирование ультрадисперсного железного катализатора процесса фишера-тропша оксидом алюминия.....	522
Малых К.А. Исследование структуры и свойств ультрадисперсных катализаторов в синтезе из CO и H ₂	523
Мельников Я.Ю. Характеристика высокомолекулярных гетероатомных компонентов жидких продуктов сверхкритической флюидной экстракции горючего сланца Чим-Лоптюгского месторождения.....	525
Мигачева Д.С., Хасанов В.В. Влияние добавок оксида цинка на каталитическую активность цеолитных катализаторов в процессе конверсии пропан-бутановой фракции попутных нефтяных газов	527
Милордов Д.В., Абилова Г.Р. Ресурсы и возможности получения ванадиевых концентратов из тяжелых нефтей в процессах их облагораживания для транспортировки.....	529
Мусина А.Д., Самойленко В.В. Физико-химические свойства и состав нефти Баженовской свиты Западной Сибири.....	531
Назарова Г.Ю., Бурумбаева Г.Р., Сейтенова Г.Ж. Определение группового состава сырья и продуктов процесса каталитического крекинга при переработке вакуумного дистиллята из смеси казахстанской и Западно-Сибирской нефти.....	533
Очердько А.Н., Рябов А.Ю. Влияние O ₂ и CO ₂ на очистку углеводородов от сероводорода	535
Очердько А.Н., Рябов А.Ю. Использование неравновесной плазмы барьерного разряда для получения окиси пропилена и других ценных оксигенатов.....	537

Писарев М.О., Сизова Е.Н., Долганов И.М. Повышение эффективности работы аппаратов технологической установки низкотемпературной сепарации газа с применением имитационной динамической модели.....	539
Полякова К.А. Исследование процесса отстаивания водонефтяных эмульсий.....	541
Попов В.А. Производство брикетированного топлива с использованием отходов пиролиза автошин и связующего вторичного полимера.....	543
Романенкова В.В., Чердниченко О.А. Определение оптимальных размеров реактора конверсии углеводородов на цеолитах.....	545
Рыжова Н.С., Лоскутова Ю.В. Изучение влияния низкочастотного акустического воздействия и присадки комплексного действия на кинетику релаксационных процессов в высокопарафинистой нефти	547
Серикова Н.П. Исследование процесса риформинга бензинов на установке с непрерывной регенерацией катализатора.....	549
Смолянова Ю.А., Чузлов В.А. Анализ оптимальных реакторных схем процесса изомеризации пентангексановой фракции с применением метода математического моделирования.....	550
Солопова А.А. Моделирование процесса компаундирования высокооктановых бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы.....	552
Старкова Ж.Е., Морозов М.А., Акимов А.С. Влияние состава и морфологии массивных сульфидных катализаторов на их каталитические свойства.....	554
Степанов А.А., Коробицына Л.Л. Особенности неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды на мо-содержащем цеолитном катализаторе сероводорода	556
Та Куанг Кьонг Исследование физико-механических свойств композиций полидициклопентадиена с хлорированным поливинилхлоридом.....	558
Таракановская А.Н., Тарновская О.Д., Яковлева Я.С. Изменение физико-механических свойств полидиметилового эфира норборнен-2,3-дикарбоновой кислоты в условиях ускоренного старения.....	560
Татаурщиков А.А., Кривцова Н.И. Влияние температурных режимов на эффективность процесса гидроочистки в реакторном блоке лг-24/7.....	562
Тулина Н.Л., Лучинин С.Б. Утилизация газов выветривания и дегазации на установке комплексной подготовки газа.....	563
Тынычбеков А.Т. Исследование процессов промышленной подготовки нефти Западно-Полуденного месторождения.....	566
Фам Чьонг Фук, Хасанов В.В., Богданкова Л.А. Исследование процесса конверсии легких углеводородов на цеолитсодержащих катализаторах с использованием добавок сульфида цинка	568
Фефелова К.О., Платонов В.В. Прогнозирование работы установки получения олефинов при пониженном давлении.....	570
Фещенко Ю.В. Эффект конверсии газов в их вихревом движении в газодинамическом циклоне.....	571
Филиппова Н.А., Ишбульдин Д.Ф. Микро- и микро-мезо-макропористые цеолиты в синтезе дигидрохинолинов.....	573
Филиппова Т.В. Влияние технологических параметров на процесс каплеобразования при разрушении водонефтяной эмульсии.....	575
Фисенко Д.В., Мананкова А.А. Модификация циклопентадиеновых нефтеполимерных смол пероксидом водорода.....	577
Халиков К.А., Сергун В.П. Характеристика состава и структуры соединений асфальтовых компонентов тяжелой нефти Усинского месторождения.....	579
Хомяков И.С., Фан Куок Хань Влияние концентрации промотирующей добавки сульфида меди (I) на кислотные и каталитические свойства высокремнеземных цеолитов в процессе превращения прямогонных бензинов.....	581
Шандыбина А.В., Дорожко Е.В. Определение и стабилизация цветности алкилбензолсульфо-кислоты....	583
Шафран Т.А., Назарова Г.Ю. Расчетный метод определения группового состава вакуумного дистиллята на основании данных о фракционном составе и плотности фракции.....	585
Щукина К.Е. Исследование возможности применения торфов месторождения «Газопроводное» в качестве лечебных грязей.....	587
Эзинкво Г.О., Илолов А.М., Тальшинский Р.М. Каталитическое превращение смесей низших спиртов в бутadiен-1,3 и изопрен.....	588
Юркин А.А., Бокор В.А. Проектирование автоматизированной установки для очистки углеводородов	590
Яковлев Н.С. Влияние депрессорных присадок и жирных спиртов на показатели депарафинизации летнего дизельного топлива в электрическом поле.....	593
Якупова И.В., Кириллова М.Д., Чернякова Е.С. Зависимость срока эксплуатации катализатора риформинга от давления в реакторах промышленной установки риформинга.....	595

Секция 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ**Подсекция 2. МИНЕРАЛЬНОЕ СЫРЬЕ**

Тихонов В.В., Налесник О.И. Превратим промышленные отвалы в техногенные месторождения	597
Алпысбаев М.А. Закладочные составы для Краснокаменского Гока на основе золошлаковых материалов.....	598
Полторанина А.П., Амеличкин И.В., Яковенко В.А., Фролова И.В. Получение заполнителя для бетонов на основе золы ТЭЦ и технической серы.....	599
Бикбаева А.В., Пугачева С.Е. Скорость электрохимического окисления кадмия в растворах различных электролитов.....	602
Вахрамеева Н.В. Использование отходов производства для получения сорбентов.....	604
Войтенко Н.В., Юдин А.С., Кузнецова Н.С. Применение электроразрядного способа для разрушения негабаритов и откола от массива горных пород при добыче природных ресурсов.....	606
Кандинский В.А. Прогнозирование суммарных характеристик крупности каменных углей.....	608
Кандинский В.А. Программное обеспечение планирования эксперимента.....	610
Кувшинникова Н.И. Технологическо-минералогические исследования природного и обожженного известняка.....	612
Мамедова Г.А. Исследование влияния агрессивной среды (кипящих кислот) на цеолит нахчывана методом рентгенографии.....	614
Олчюнова С.Ю. Получение сорбента из отходов производства.....	616
Павлова У.М. Интенсификация извлечения редких элементов из черных сланцев.....	618
Попова Е.В., Устюгов А.М., Усольцева Н.В. Состав продуктов неравновесного электрохимического окисления никеля и алюминия.....	620
Прима А.И., Войтенко Н.В. Электроразрядные методы разрушения.....	622
Пугачева С.Е., Бикбаева А.В., Долиннина А.С., Попов М.В. Зависимость скорости электрохимического окисления на переменном токе меди и кадмия от концентрации электролита.....	624
Роот Л.О., Шинкевич Е.В., Кривошеина В.В. Энергосберегающий метод получения в воздухе нитридов титана и циркония из их диоксидов.....	626
Томшина А.В., Эрдман С.В. Использование золошлаковых материалов для производства магнезиального цемента.....	628
Торопова Н.В. Разработка технологии получения нового топлива из тонкодисперсных углеродсодержащих отходов.....	629
Усанина А.С. Об определении смачивания угольной поверхности.....	631
Устинова Э.М., Горчаков Э.В. Определение содержания палладия в хвостах обогащения с применением инверсионной вольтамперометрии.....	633
Нгуен Мань Хиеу Утилизация рисовой шелухи Вьетнама с получением активированного угля.....	635
Цвирко Л.Ю. Эффективность воздействия гидродинамической кавитационной обработки торфа на выход гуминовых веществ.....	637
Читалов Л.С. Моделирование индекса шарового измельчения бонда.....	639

Секция 13. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Митина Н.А. Перспективы использования магнезиальных пород.....	641
Авлезова А.Э. Закладочные смеси на основе магнезиального вяжущего.....	643
Аманов Д.Д. Термодинамическое прогнозирование получения ферросплава из кремний-алюминийсодержащей опоки.....	645
Ваганов А.М. Перспективы комплексной переработки золошлаковых отходов Северской ТЭЦ.....	647
Волкова А. Ю. Получение пеностеклокристаллических материалов на основе природного и техногенного кремнеземистого сырья.....	648
Джиеналыев Т.Д. Использование бедных суглинков Новосибирской области в качестве сырьевой базы для производства высокомарочного керамического кирпича.....	648
Говорова Л.П., Потапова Н.П., Бурыхина М.А., Киснер А.С. перспективы использования полусухарного боровичско-любытинского каолина в технологии плотнопеченной алюмосиликатной керамики.....	650
Говорова Л.П., Бурыхина М.А., Киснер А.С., Потапова А.П. Исследование особенностей состава и свойств огнеупорного алюмосиликатного сырья.....	652

Джиеналыев Т.Д. Использование бедных суглинков новосибирской области в качестве сырьевой базы для производства высокомарочного керамического кирпича.....	655
Злобина Е.С. Технология комплексной переработки углеводородного минерального сырья.....	656
Климова В.В., Васильева А.П. Влияние термообработки лейцитовый керамики на химическую устойчивость в агрессивной среде.....	658
Кодиров З.А., Халимова Н. Редкоземельные элементы в фосфоритах Центрального Кызылкума.....	660
Kolobova E.N., Hernández, Espinoza M.A., Chávez Rivas F. Potential uses of natural zeolites for the development of new nanomaterials.....	662
Конончук О.О. Разработка технологии экологически чистых топливных брикетов на основе использования отходов углеобогащения, лигосульфатов и гидроалюминатов кальция.....	664
Осмонов П.А. Использование жидкостеклового связующего при утилизации техногенных отходов...	666
Полковниченко В.О. Влияние способа приготовления мелкозернистых формовочных масс на свойства магнезиального бетона с техногенным компонентом.....	668
Симонов Д.В. Водостойкие стекломгнезитовые материалы на минеральной основе.....	670
Сулейменова М.Е. Использование жидкостеклового связующего при утилизации техногенных отходов.....	672
Эминов А.А. Кислотоупорные материалы на основе минерального сырья.....	673
Тарасов С.С. Изучение техногенных минеральных объектов золотоизвлекающих фабрик Олимпиадинского ГОКа.....	675
Токарева А.Ю., Нугужинов Ж.С., Федорченко В.И. Энергосберегающая технология получения пеностекла на основе отходов обогащения медно-цинковой руды.....	677
Петровская Т.С., Куаха К., Демидова С.А. Золь-гель метод в химических технологиях.....	679
Торопков Н.Е. Технология получения кальциевых фосфатов медицинского назначения.....	681
Тулеев М.А. Комплексная переработка оксидных цинк содержащих с образованием карбида кальция, силицидов железа и извлечением цинка.....	684
Черепанова А.И. Активированный синтез кордиерита добавками, полученными методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза.....	685
Шарафеев Ш.М. Процессы деструкции при фтораммонийной обработке природных силикатов магния	687
Шульженко А.С. Кислотоупорные материалы на основе минерального сырья.....	689
Эминов А.А. Комплексное использование высококремнеземистых пород Узбекистана для получения диносовых огнеупорных масс	691

Секция 14. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Дмитриев А.Ю., Хорев В.С., Черкасов В.Н. Методика оценки риска возникновения заколонных перетоков в условиях, моделирующих пластовые, при бурении нефтяных и газовых скважин.....	694
Аносов Д.С. Постадийная оценка энергоёмкости строительства наклонно-направленной газовой скважины на Ново-Уренгойском месторождении.....	697
Афян В.Ю. Обоснование выбора наполнителя фирмы cemnet для эффективного цементирования скважин в зонах поглощений тампонажного раствора.....	699
Барцайкин В.В., Епихин А.В. Оценка влияния соляного раствора на деформацию эластомеров винтовых забойных двигателей при механическом воздействии на них.....	701
Бер А.А., Бер Л.М., Исаев Е.Д. Совершенствование технических средств для гравийной обсыпки (гравий-гильза) при фильтровой зоны технологических скважин.....	703
Бер А.А., Бер Л.М., Портнягин А.С. Лабораторный стенд для исследования гидравлики фильтров скважин.....	704
Бузанов К.В. Анализ и итоги опережающего строительства вертикальных секций скважин на Куомбинском нефтяном месторождении с применением технологии пневмоударного бурения.....	705
Вагапов А.Р., Нечаев Д.А., Дубинский Д.Г. Анализ способов поддержания оптимального расстояния между снарядом и забоем при шароструйном бурении скважин.....	710
Волкотрубов Д.А. Результаты производственных испытаний и оценка эффективности применения комплексной технологии обработки призабойной зоны скважин в низкопроницаемых карбонатных коллекторах.....	713
Головченко А.Е. Исследование эффективности разрушения горных пород инструментом со смещённым центром приложения силы.....	715
Горбачев В.С. Достоинства и недостатки плоских профилей наклонно-направленных скважин.....	717
Горшков А.М., Мезенцев Д.Н., Пестерев А.В. Исследование восстановления проницаемости модели призабойной зоны пласта при многоцикловом глушении.....	721
Губарев М.И. Возможности и перспективы строительства «умных» скважин.....	723
Дворецкас Р.В. Современные телеметрические системы для оперативного регулирования строительства профиля ствола скважины.....	726

Дегтярёв И.В. Стратегические направления развития рынка бурового оборудования в России.....	728
Дерягина Д.А., Коробкина А.Р. Разработка гидравлического ударного механизма для ликвидации прихватов бурового снаряда.....	730
Дубинский Д.Г., Вагапов А.Р., Нечаев Д.А. Тенденции и перспективы развития шароструйного бурения скважин.....	732
Дыдынский А.В., Пономаренко В.А. Протектор бурового долота.....	734
Петенев П. Г., Иордан В. И. Результаты производственных испытаний алмазной коронки с эксцентриситетом торца матрицы.....	735
Казанцев М. Ф. Особенности компоновки низа бурильной колонны при бурении отложений баженовской свиты на примере скважин площади Н (ЯНАО)	736
Карпенко В.Э. Определение критериев и граничных условий выбора рационального профиля наклонно-направленной скважины	738
Карсеко К.С. Необходимость применения информационных систем в оценке количества образующихся отходов в бурении.....	741
Коровкин П.И., Чернев С.С. Анализ методов повышения долговечности эластомеров винтовых забойных двигателей.....	743
Королев А.С. Исследование коэффициента трения различных смазывающих добавок к буровым растворам.....	745
Кузеванова А. Ю. Оценка возможности использования сапропелей томской области для приготовления буровых растворов.....	747
Купавых К.С., Петров А.А. Комплексная технология освоения и ремонта нефтяных скважин.....	749
Масалида И.В. Исследования набухания глинистых пород под действием солей и полимеров.....	751
Мельников В.В., Епихин А.В. Анализ влияния промывочной жидкости на углеводородной основе на характеристики резины эластомеров винтовых забойных двигателей при различных температурах.....	753
Мухаметов Ф. Х., Ризванов Д. Р. Совершенствование элементов компоновки бурильной колонны для скважин с горизонтальными участками с целью улучшения показателей бурения.....	756
Нго Тхань Тхао Исследование поведения ствола скважины в зависимости от температуры	758
Неверов А. А. Влияние растворов неорганических солей на гидратацию глинистых минералов на примере глин Таганского месторождения.....	760
Нечаев Д.А., Дубинский Д.Г., Вагапов А.Р. Модернизированный лабораторный стенд для исследования технологических процессов шароструйного бурения.....	762
Нуцкова М.В. Повышение качества заканчивания скважин на месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями	763
Павлова А.А., Хансен Дж. Подбор геотермической тепловой помпы.....	765
Плетнев С.Э. Анализ современных способов подвески хвостовика.....	767
Попова М.С., Парфенюк С. Н., Исследование гидравлических и термодинамических процессов при бурении однослойной алмазной коронкой с синтетическими монокристаллами.....	769
Савинов А.С. Исследование влияния солей поливалентных металлов на свойства растворов полисахаридных реагентов и технологические параметры модельных буровых растворов.....	772
Сенченко М.А. Современные способы ликвидации катастрофических поглощений.....	774
Сухарев М.А. Исследование стабильности и реологических свойств пенных систем для бурения в условиях аномально низкого пластового давления.....	777
Тирон Д.В. Процесс испарения жидкой фазы в буровых растворах на углеводородной основе.....	780
Титенок Н.И. Колонковый гидроударный буровой снаряд для поинтервального бурения скважин на шельфе со специализированных судов.....	782
Тихонов А.С. Анализ нагрузок действующих на бурильную колонну в направленном стволе скважины	784
Урниш В.В., Ковалев А.В., Горбенко М.В. Разработка конструкции задерживающего устройства для шароструйного бурения скважин с применением улавливающе-подпитываемого устройства.....	786
Фензель А.Д. Исследование свойств углеводородного бурового раствора с использованием эмульгатора ЭМ-4.....	788
Харитонов А.А. Инженерно-технологические решения при эксплуатационном бурении скважин на Куюмбинском лицензионном участке.....	790
Хорев В.С., Дмитриев А.Ю., Мищенко М.В., Черкасов В.Н. Методика выбора кислотных составов для обработки призабойной зоны пласта при бурении нефтяных и газовых скважин.....	792
Хохлов А.Л. Анализ конструкции и характеристик поршневых насосов одностороннего и двухстороннего действия.....	795
Черкасов В.Н., Мищенко М.В., Максимова Ю.А. Проблемы вскрытия трещиновато-кавернозных коллекторов палеозойских отложений при бурении нефтяных и газовых скважин в Западной Сибири...	797
Чичикало Д.В. Разработка гидравлического устройства для воздействия на продуктивный пласт.....	800

Шишкина Е.О., Петенёв П.Г. Совершенствование породоразрушающего инструмента для бурения опорных скважин съёмными керноприемниками.....	802
Шороховецкий С.Е. Мировой опыт применения технологии бурения на обсадной колонне.....	804
Шороховецкий С.Е. Анализ опыта работы по спуску и установке хвостовика на скважине №520 Снежного месторождения.....	806
Штукерт В.А. Результаты теоретических и опытных работ по изучению механизма работы буровых компоновок со смещенным центром масс поперечного сечения.....	810
Шульга Д.К. Сравнительный анализ технических характеристик отечественных и импортных забойных двигателей для бурения скважин на нефть и газ.....	812
Щербаков Р.Э. Разработка экспериментального стенда для исследования влияния бурового раствора на эластомер винтового забойного двигателя при циклических нагрузках.....	815

Секция 15. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Акашев М.Е. Новшества в технологии формирования закладочных массивов на рудниках Казахстана... ..	817
Аксёнов А.В. Анализ методов борьбы с асфальто-смолисто-парафиновыми отложениями (АСПО) на стенках НКТ и оборудования	819
Беляева В.О. Определение зависимости прочности на одноосное сжатие сильвинитовых пластов Верхнекамского месторождения от газоносности по связанным газам	821
Богданов О.И. Гидроимпульсный силовой механизм сваебойной машины в условиях обустройства месторождений	823
Булгин М.А. Определение силовых характеристик в волновой передаче с промежуточными телами	825
Вакуров А.А. Решение позиционных задач при разработке скребков для внутренней очистки криволинейных участков нефтепроводов	827
Вакуров А.А., Лушников А.В. Оценка НДС внешнего движителя геохода от действия статических нагрузок	829
Валеева О.А. Региональное прогнозирование зон, опасных по газодинамическим явлениям, в условиях Белопашенского участка Верхнекамского месторождения калийных солей	831
Васенин С.С. Методика исследований циклических деформаций в резьбовых соединениях бурильных труб	833
Заборовский А.И., Файзуллин В.Р., Щедриый К.В. Анализ причин разрушения винтов малых размеров	834
Зинякин С.С. Анализ причин разрушения винтов малых размеров	836
Козлова О.А., Немытых Э.Г. Антиклинальные складки в условиях калийных пластов рудника БКПРУ-4 ПАО «Уралкалий»	838
Лушников Р.Э. Разработка экспериментального стенда силового безбойкового механизма	840
Макарычев Н.С., Шеин И.К. Антиклинальные складки в условиях калийных пластов рудника БКПРУ-4 ПАО «Уралкалий»	842
Николаев А.В., Вавулин А.В. Установка для преобразования энергии потока воздуха в диффузорном канале главной вентиляторной установки в электроэнергию	843
Панова Н.В. Этапы развития вентиляторостроения и дальнейшие перспективы	845
Панова Н.В., Лугин И.В. Влияние аэродинамических сил на напряженно-деформированное состояние профильной лопатки осевого вентилятора	848
Патутин А.В. Формирование поперечной трещины гидроразрыва в необсаженных скважинах с помощью инденторов	849
Русский Е.Ю. Анализ работы шахтных осевых вентиляторов серии во диаметром 2100, 2400, 3600 мм в аварийных режимах	851
Русский Е.Ю. Исследование собственных частот колебаний лопаточных узлов шахтных осевых вентиляторов	853
Рыбалкин Л.А. Численное исследование ближней зоны излучения скважинного дисбалансного виброрейсмического источника	855
Саидова К.А., Саноев С.С. Проблемы уранодобывающих подразделений НГМК	858
Семин А.А. Проявление сейсмических колебаний в эпицентре подземного массового взрыва	859
Тимофеев Н.Г., Жирков А.Н. Проявление сейсмических колебаний в эпицентре подземного массового взрыва	861
Тухватуллина Л.Ф. Методика оценки разуплотнения соляных пород при деформировании в условиях одноосного сжатия	863
Черепанов А.А., Лушников Р.Э., Мелентович Е.В. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	865

Шаймарданов Ж.Н. Применение новых взрывчатых веществ на рудниках Восточного Казахстана	867
Шилова Т.В. Зонное экранирование подземных галерей от прорывов пара при термощахтной разработке тяжелых нефтей	868
Шубина Е.А. Стимулирование развития добычи метана в промышленных масштабах с целью совершенствования подхода к отработке метанугольных месторождений	870

Секция 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Харламов С.Н. Исследование структуры пространственных течений при обтекании объектов ТЭК	873
Аксёнова Е.Э., Предотвращение водной эрозии грунтов на потенциально эрозионно - опасных участках при проектировании линейной части магистральных трубопроводов	875
Антропова Л.Б., Гильдебрандт М.И. Композиция грунтового основания резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов	877
Ахмедьянов Р.Н. Анализ напряженно-деформированного состояния отвода с одиночным коррозионным дефектом	879
Бадина Я.С. Расчет напряженно-деформированного состояния подземного участка трубопровода, проложенного в многолетнемерзлом грунте, в программном комплексе Ansys	883
Баишев А.Т. Компьютерное моделирование термостабилизации грунтов	885
Баскаков И.Э. Исследование пожаровзрывобезопасности при хранении нефтепродуктов	887
Букреева А.Г. Анализ влияния коррозионных дефектов на максимально допустимое давление в трубопроводе методом конечных элементов	889
Булгакова О.Л. Совершенствование системы мониторинга за состоянием оборудования	893
Гавриляк И.И. Измеритель объемной плотности заряда протекающей жидкости	895
Герасина Т.А. Исследование состава и свойств изоляционных покрытий для газонефтепроводов методом ИК-спектроскопии	896
Голубева К.А. Гидравлический расчет проектируемого нефтегазосборного трубопровода в программном комплексе Pipesim	898
Вазим А.А. Энергоэффективность, низкоуглеродная энергетика и экономический рост в странах СНГ	898
Дедеев П.О. Снижение трения в турбулентных потоках полимерными добавками: обзор экспериментальных данных и физико-математических моделей	901
Демченко Е.В. Способы обеспечения безопасной работы подводных переходов магистральных трубопроводов	903
Дмитриева А.С. Анализ напряженно-деформированного состояния резервуара при условии местного изменения геометрии стенки	905
До Тхи Тху Хиен Задача Блазиуса и его решение в определении поля скорости безградиентного течения	907
Дугарова Е.К. Очистка полости вертикальных стальных резервуаров от донных отложений применением веерных сопел СВК-ЭН	909
Егоров А.Ю., Голдаевич М.Е., Чемоданова И.И. Резервуар повышенной надёжности с динамическим взаимодействием конструктивных элементов	912
Ефанов А.А. Очистка полости вертикальных стальных резервуаров от донных отложений применением веерных сопел СВК-ЭН	913
Ефимов Д.В. Расчет напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с дефектом в программном комплексе Autodesk Inventor	915
Зайковский В.В. Сопоставление отечественных и зарубежных технических решений в аппаратах электрообезвоживания и обессоливания нефти	916
Иванникова Е.С. Проведение работ по оценке технического состояния магистральных и промысловых нефтепроводов	919
Ле Тхи Тху Тхуи, Матвиенко В.В. Кессонные камеры для ремонта подводных трубопроводов	921
Лосев В.А. Эффективность применения плазменной наплавки и напыления при восстановлении изношенных поверхностей металлических изделий	923
Льонг Ван Фо, Ву Конг Ханг К вопросу о модели истечения больших объемов природного сырья их газопровода в рамках методов подобия	925
Мартынюк А.О. Сравнение качества сварных соединений детали из прецизионного сплава с заданными параметрами упругости, полученных при применении аргонно-дуговой и электронно-лучевой высокотехнологичных сварок	928
Марукян В.М., Фаерман В.А. Экспериментальная оценка точности локации течей прототипом корреляционно-акустического тепепоискового комплекса	932
Нго Тхань Тхао Исследование механизмов образования и течения пен в пористых средах	934

Нечаев Д.А. Пример конструкции универсальной установки, предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов	936
Николаев Е.В. Термодинамический анализ фазовых процессов в технологии сепарации углеводородных сред	938
Павлов М.Н. Повышение эффективности электрода сравнения ЭНЕС – 1	940
Перфильев Н.А., Бородина Т.В. Автоматизация сварки неповоротных стыков при строительстве магистральных трубопроводов	942
Проценко С.А. Эффективность технологии непрерывного дозирования ингибитора с периодическим кратковременным увеличением концентрации, используемой на нефтепромысловых и технологических трубопроводах	944
Пуговкина Ю.С. Характеристика нефтей севера Западной Сибири с использованием метода ИК-спектроскопии	947
Ракитин Е.А. Преимущества при использовании ручной дуговой сварки модулированным током	949
Се М.К. Исследование напряженно-деформированного состояния подводного перехода на реке Панинский Еган МН «Александровское-Анжеро-Судженск»	950
Сиротин Д.Г. Система подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15)	953
Смоляк С.А. Оптимизация параметров работы средств электрохимической защиты при защите подземных трубопроводов от коррозии	955
Соколов Р.А. Контроль коррозионной стойкости и ресурса стальных изделий с помощью гармонического анализа квазистатических петель магнитного гистерезиса	957
Тишкина Е.В. Анализ технических решений при прокладке магистральных нефтепроводов через зоны активных тектонических разломов	959
Фан В. Т., Данг Т. Ф. Т., Динь В.Т. Моделирование пробкового режима течения в двухфазной среде... ..	961
Филимоненко М.А. Гидравлический расчет проектируемого промыслового трубопровода	965
Филюшин В.В. Исследование зависимости частоты колебаний от изменения давления внутри чувствительной системы поточного преобразователя плотности.....	967
Фомин Е.О., Ваганов А.Ю. Стенд для исследования несущей способности перспективных фундаментов объектов нефтегазовой отрасли	970
Харабаров Б.А. Исследование энергосберегающего распределительного устройства перфоратора.....	972
Харитонов М.В. Расчет рабочего колеса центробежного агрегата в процессе его эксплуатации.....	974
Чаплин И.Е. Оптимизация режимов перекачки углеводородной среды с учетом различных условий эксплуатации основного и вспомогательного технологического оборудования магистральных нефтепроводов при соблюдении оптимизации энергопотребления	977
Черемнов А.Г., Фаерман В.А. Программное и математическое обеспечение корреляционного акустического комплекса обнаружения утечек и врезок в нефтепроводах.....	980
Чехлов А.Н. Выбор мероприятий для ограничения осадки подземного нефтепровода в условиях островного распространения многолетнемерзлых грунтов	982
Шавлов Е.Н. Анализ причин систематических отказов промысловых нефтепроводов Кальчинского месторождения	984
Щербаков Д.О. Сравнительный анализ высокопрочных композитных манжет для восстановление несущей способности дефектных секций трубопровода	985

Секция 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

Вазим А.А., Азимжанов И. И. Энергоэффективность, низкоуглеродная энергетика и экономический рост в странах СНГ	988
Аникеева А.А. Налогообложение недвижимого имущества физических лиц, как источник доходов местных бюджетов	991
Ахмадеев К.Н. Особенности стратегического планирования в недропользовании кемеровской области	993
Бабаева Ф. Г. Устойчивое развитие и эффективность использования топливно-энергетических ресурсов	995
Белозерова Д.С. Современные методы восстановления водных ресурсов загрязнённых нефтепродуктами	997
Бородай И.П. Оценка системы экологического менеджмента группы компании «Лукойл»	1000
Воронцов Д.В., Тарасов И.А. Энергоэффективность использования частотно-регулируемого привода на насосных установках	1002
Гривцова И.С. Формирование тарифов на транспортировку нефти	1004
Григорьева С.А. Управление рисками реализации инвестиционных проектов в нефтяной отрасли с учетом высокой волатильности цен на нефть	1006

Громова А.С., Макашева Ю.С. Необходимость политики импортозамещения для обеспечения экономической безопасности и благополучия общества	1008
Данг Т.Ф.Т., Динь В.Т. Добыча железной руды во Вьетнаме	1010
Дедеев П.О. Оценка технико-экономического эффекта от использования противотурбулентных присадок в нефтепроводах	1011
Дребот В.В., Ворожейкина Е.А. Сравнительный анализ налогообложения нефти в России и Казахстане	1013
Джабиев О. А. Оценка капитальных вложений в освоение участков Восточно-Мессояхского месторождения	1015
Ефанов А.А. Комплексозначная экономическая модель в анализе фондовых рынков	1017
Жилкин Д. В. Золото как инструмент хеджирования рисков	1019
Жирова Е.И. Оценка и перспективы развития ТЭК России и его влияние на формирование показателей национальной энергобезопасности	1021
Жирова Е.И. Развитие экологического предпринимательства в природопользовании	1023
Жуков К. Е. Методика спрсе-анализа как инструмент стратегического планирования развития территории Каргасокского района томской области	1024
Жуков К.Е. Особенности и перспективы развития территории Каргасокского района Томской области	1026
Зубаха Е.Н. Антикоррупционные и антимонопольные требования в договорах на оказание супревайзинговых услуг	1028
Иванова М.П., Вершкова Е.М., Романюк В.Б. Алгоритм оценки профессиональных компетенций специалистов нефтегазовых компаний.....	1029
Иванова О.К. Модели социального партнёрства в зарубежных странах.....	1031
Исрофилова Х.Б. , Ниёзшоев М.Ю. Эффективность привлечения инвестиции в горно-рудной промышленности на примере месторождения Тиллогул (Центральный Таджикистан)	1033
Казакова Ю.И. Современные подходы обучения на предприятиях нефтегазовой отрасли	1035
Капустин Е.И. Сравнительная экономическая эффективность способов ликвидации последствий аварий на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК	1037
Карякина А.Н. Финансовое планирование как инструмент финансовой политики нефтегазовых компаний на примере ОАО «Сургутнефтегаз»	1038
Кенесбаев Б. К. Особенности программы перехода отчетности по запасам полезных ископаемых в республике Казахстан на международные стандарты	1040
Копылова А.С. Анализ инновационной деятельности предприятий нефтегазового комплекса	1041
Кравченко Е.А. Оценка системы экологического менеджмента в группе «Газпром» ОАО Газпром» ...	1043
Краковецкий А.В. Определение экологического ущерба при промышленном освоении торфяных ресурсов	1045
Макашева Ю.С. Знаниевые ценности современного работника	1047
Малинкаев М.Ш. Оценка стоимости природоохранных мероприятий ООО «Газпром Трансгаз Томск» в объектах рыбохозяйственного значения	1049
Малофеев В.В. Совершенствование нормативно-налоговой системы для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений	1051
Масалида И.В. Технологические методы снижения затрат в бурении	1054
Молева А.П. Методы формирования отчета о движении денежных средств	1056
Мурыгина Л.В. Экономическая эффективность системы энергосбережения на предприятиях АО «Транснефть - Центральная Сибирь»	1057
Надымов С.В. Анализ экономической эффективности применения программы ресурсосбережения ОАО «Востокгазпром»	1059
Парунин С. В. Анализ современного состояния технологий производства фотоэлектрических преобразователей	1063
Петкова П.Г. Использование индексов Solomon и нельсона для анализа эффективности нефтеперерабатывающих предприятий	1065
Покровская А.Г., Провоторова Е.А. Тенденции в развитии методов разведки месторождений и газа.....	1067
Пуговкин М.Н., Щерба Ю. Экономический аспект внедрения GTL технологии утилизации ПНГ в условиях Томской области (на примере Шингинского месторождения)	1069
Рамазанов Д.С. Оценка эффективности боновых заграждений для ликвидации аварийных разливов нефти при пересечении магистральным трубопроводом водных преград	1072
Ремьяков В.В. Оценка функционирования системы экологического менеджмента предприятия ПАО «Сибур Холдинг» ООО «Томскнефтехим» по результатам 2014 года	1075
Родионова Н. А., Тугутова С.С. Экологическая политика НГК, внедрение СУ ООС и ОТ на нефтегазовом предприятии	1078
Ромашова Ю.А., Ахметшина Ю.Е., Компанеев П.Ю. Пути снижения себестоимости на предприятиях в нефтегазовой отрасли	1080

Саввин В.В., Павлов М.Н. Анализ экономической эффективности прокладки газопровода с упруго – пластичными элементами в районах с высокой сейсмичностью	1081
Селенчук Ж.О. Оценка перспектив декарбонизации экономики - экологический аспект	1083
Сенчилов А. С. Внедрение современной системы мотивации труда персонала на предприятиях нефтегазового комплекса	1085
Сизов А.В. Перспективы развития супервайзинга как инструмента входного контроля качества работ... ..	1087
Смирнова А. Ю. Предложения по стратегическому направлению развития Тагульского нефтяного месторождения в арктической зоне Красноярского края	1089
Соколова М.В., Молева А.П., Масловский А.Н. Оценка системы экологического менеджмента в ООО «Газпром Добыча Кузнецк»	1091
Соколова М.В. Анализ эффективности применения различных видов глубинно-насосного оборудования при освоении и эксплуатации метанугольных скважин	1094
Сундетов М.Е. Определение эффективности периодической эксплуатации малодобитного фонда скважин на примере Шингинского месторождения	1096
Третьяков К.Н., Зубаха Е.Н. Основания включения антикоррупционных оговорок в договор бурового супервайзинга.....	1100
Фам Ву Ань Перспективы развития нефтегазового комплекса Вьетнама	1101
Холодюков А.И., Антух Л. П. Обеспечение безопасности эксплуатации газопроводов в жилых районах	1103
Худаяров Т.А. Оценка системы экологического менеджмента на предприятии на примере группы компаний «Интегра»	1105
Худяков Д.В. Системный подход к оценке компетенции специалистов нефтегазовой компании	1106
Чуприкова М.Н. Особенности оценки нематериальных активов в строительной отрасли	1108
Шарапов А.В. Оценка интегрированной системы менеджмента В группе компаний «Иркутская нефтяная компания» (ИНК)	1110
Шафииков В.П., Антух Л.П. Логистическая инфраструктура западной Сибири и развитие Новосибирского дорожного центра	1112
Шестопалов А.О. Совершенствование кадровой политики предприятия ОАО «Сургутнефтегаз»	1114
Шороховецкий С.Е. Проблемы развития энергетической стратегии в части топливно-энергетического комплекса	1116
Шульгин Д.И. Влияние цены на нефть на курс рубля	1120

Секция 18. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕЦЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)

Bolsunovskaya L.M. E-Learning in modern engineering higher education: a focus on resource efficiency.....	1124
Belinskaya N.S., Frantsina E.V., Belozertseva N.E. Monitoring of industrial hydrodewaxing plant in the context of cetane number and low temperature characteristics of diesel fuel.....	1125
Belokonov G.V. Gorevskoe pb-zn deposit as the reference object of sedex-type deposits within the Enisey ridge	1127
Bochkarev A.A., Krivenkov A.V., Solomatin V.P. Thermal cracking of oil	1129
Bolsunovskaya Y, Sentsov A. Allowable and critical risks of the Arctic development in terms of global climate change	1130
Bychkov D.A. Offshore ice-resistant fixed platform Prirazlomnaya.....	1132
Chehlov A.N., Sidelnikov A.V. Modern technologies of oil trunk pipeline system construction in permafrost environment.....	1134
Chudinova I.V. The modifying of clay formations.....	1136
Dashiev S.V. Associated gas flaring	1138
Dubinsky D.G., Nechaev D.A. Research on pellet impact drilling: history, techniques and results.....	1139
Dzhabiyev O.A. Drilling program directional well 191 Potymsko-Inginski l.a.....	1141
Fakhrutdinova G.M., Evdokimova A.S., Sincov I.A. Effectiveness improvement of fringe oil accumulation due to hydrated barrier in oil, gas and condensate fields.....	1143
Gamzatova S.I. Problems of crude oil refining in Russia.....	1144
Gerasina T.A. Ftir-spectroscopy for investigating pipeline coating composition and properties.....	1145
Ges G.A., Ismailov Y.R., Margert A.S. Investigation of dispersing agent impact on asphaltene aggregation in modeling system.....	1147
Kazhumukhanova M.Z. Quantitative mineralogy and particle-size distribution of bed sediments in the northern	1149

part of the Laptev sea.....	
Khramov D.A. Formation conditions and composition of magmatic rocks.....	1150
Melnikovich E.A., Volodina D.A. Application of remote sensing techniques to the study of technogenic catastrophes.....	1152
Mishunina A.S. New technologies in oil and drilling waste disposal.....	1154
Monkam Monkam Clovis Le Grand Rheological properties of crude oils in Yaregskoye and Yarakhtinskoye oil fields.....	1155
Nazarova G.Y., Stebeneva V.I., Kiselyova S.V. Impact of slops flow on the process efficiency in the catalytic cracking reactor.....	1157
Nguyen Thac Hoai Phuong Identification method of indicator diagram by interpreting the measured results of gas-dynamic well testing.....	1159
Ostranicyan I.S., Rodionova N.A., Tugutova S.S. The program of energy efficiency of oil and gas companies...	1161
Pavlova A.A., Hansen J., Pavlova I.V. Dimensionierung der Wärmepumpe.....	1163
Petkova P.G. Current trends in global oil refining industry	1165
Popova N.V. Low-temperature properties estimation of diesel fuels with the application of computer modeling system of catalytic dewaxing process.....	1167
Romanova M.Ju., Sincov I.A. Efficiency analysis of non-stationary water flooding as a hydrodynamic enhanced oil recovery method in Western Siberia.....	1169
Safaraliev N.S., Malakhov F.A., Alhaj M.A., Davlatov R.S., Avezov M.N. Comparative analysis of the temperature of barite formation (by the example of deposits of Tajikistan and Yemen)	1170
Savoskin A.I. Medical geology studies: problems, prospects, solutions	1172
Bolsunovskaya Y., Sentsov A., Avanesova E., Khorechko U., Ruchina A. The Arctic zone: possibilities and risks of development.....	1173
Shestakova A.V. Assessment of reservoir temperatures of Tarys and Choygan geothermal systems (Eastern Tuva)	1175
Sirenko S.O. Gems through the eyes of antiquity.....	1177
Sonina E.V. Underwater and above ground pipelining	1178
Siridonov T.S. Groundwater chemical composition of aptian-cenomanian aquifer system due to scale deposits in Kaymisovsky area (Western Siberia)	1180
Sunnatulloev Sh.Sh. Study of geological and geotechnological conditions of uranium deposits in Uzbekistan during exploration work.....	1182
Tataurshchikov A.A. Mathematical modelling of thermal effect in hydrotreating reactor with quenching.....	1183
Teterin E.A. Methods and criteria for assessing the risk of subsidence pipelines in Siberia.....	1185
Toropov A.S. Colloid transport of plutonium in water bodies in the Semipalatinsk test site.....	1187
Tsivelev K.V., Milke A.A. Integral analysis of geological and field data for selection of oilfield development strategy.....	1189
Vasiliev V.V., Mikhailina Yu.Yu. Modern technologies in shale oil extraction.....	1191
Vyazovkina A.O., Vyazovkina E.O. Biostratigraphic research of maastrichtian sediments in the Samara region	1192
Yurkova M.V. Environmental problems of oil production in the Bazhenov formation.....	1194
Zhakupbayev B.Ye., Kadyrbekov M.A., Abdullin A.A. Composite foam glass with protective and decorative glass covering on the basis of the amorphous siliceous rocks south Kazakhstan region.....	1195
Zuryanova I.V., Popova N.V., Belinskaya N.S. Influence of technological parameters of stabilization column operation (a part of diesel fuel production unit) on the content of hydrogen sulphide in stable gasoline.....	1197

Секция 1 8. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО

Подсекция 1. ПРОБЛЕМЫ МЕЖЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

Матвеев И.А. История и традиции языкового образования в техническом вузе.....	1200
Бетчанов Д.М., Водина Е.С. Английский язык как средство международного общения: плюсы и минусы сложившейся ситуации	1202
Булатов Р.Р. «Edutainment» в коммуникации и обучении	1203
Гондверкер Г.В. Средства геймификации в профессионально-ориентированном обучении.....	1205
Горюнов А.Д. Причины коммуникативных неудач в условиях межязыкового профессионального общения.....	1207
Кайтукаев А.Р., Моисеев С.Д., Ануфриев Н.В. Этапы работы с видеоматериалами на иностранном	1209

языке	
Кегелик А.А. Студент неязыкового вуза и его интерес к изучению иностранного языка.....	1211
Кириллина М.С. Веб-квест как компонент виртуальной образовательной среды при изучении иностранного языка в вузе.....	1212
Нутфуллин Р.Р. Метафора как основной способ образования терминов в сфере нефтегазового дела.....	1214
Омирбекова А.Н. Цветообозначение как иллюстрация социокультурных коннотаций	1215
Понамаренко Д.А. Студенты ближнего и дальнего зарубежья: проблемы толерантности.....	1217
Чимчикова А.А. Роль эмоций в формировании мотивации изучения иностранного языка у переводчиков в сфере профессиональной коммуникации.....	1218
Шаров И.В. Проблемы перевода сокращенных лексических единиц в англоязычных текстах нефтегазовой тематики	1220
Шинковская А.Н. Квантитативные интенсификаторы как отражение количественных характеристик времени в русской и английской культуре	1222
Яковлев Д.А. Современный способ изучения английского языка посредством интернет-программ и приложений.....	1224
Bobkov A.G. VLE versus PLE: prospects for self-education.....	1226
Bragina O.L. Developing communication skills: cooperative approach in foreign language learning.....	1228
Burtsev S.A. Erasmus Mundus as academic mobility program for students.....	1230
Golovkova D.V. Time management as essential skill for successful career in competitive environment.....	1231
Krukov A.O., Yurchenko Yu.G. Competence requirements for specialists in multinational companies (by the example of "Schlumberger" and "Shell").....	1233
Prismotrov K.V. Formation of students' communicative and intercultural competence via the internet.....	1234
Thanh Hieu Nguyen, Orion Solang Internationalization of higher education in the context of globalization.....	1236
Tran Dinh Tan Xu Teaching English to Vietnamese students in the higher institution.....	1238
Vinidiktova M.V. Academic mobility and its role in globalization process.....	1240

Научное издание

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Труды XX Международного симпозиума
имени академика М.А. Усова студентов и молодых
учёных, посвященного 120-летию со дня основания
Томского политехнического университета

Том II

Издано в авторской редакции

Компьютерная верстка
А.В. Епихин, О.Г. Токаренко

Дизайн обложки
ИП Мазенков Олег Вениаминович

Подписано к печати 15.06.2016. Формат 60×84/8. Бумага «Снегурочка» 80 г/м.кв.
Печать XEROX COLOR 550 Serial Number 3915169251. Усл. печ. л. 149,12. Уч.-изд. л. 134,87.
Тираж 200 экз.

ИП Мазенков Олег Вениаминович
634049, г. Томск, ул. И. Черных, д.1, кв. 99
Тел./факс (3822) 55-63-76, 55-51-64