

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ



ТВОРЧЕСТВО ЮНЫХ – ШАГ В УСПЕШНОЕ БУДУЩЕЕ

*Материалы VII Всероссийской научной студенческой
конференции с элементами научной школы имени профессора
М.К. Коровина*

Издательство
Томского политехнического университета
2014

УДК 504(063)

ББК 20.1л0

П78

Творчество юных – шаг в успешное будущее: Материалы VII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 487 с.

В сборнике отражены проблемы рождения океанов и их роль в развитии Земли, влияние воды на глобальную эволюцию, ее роль в развитии жизни и планеты Земля, в формировании минеральных ресурсов, вопросы освоения и изучения океанов, новейшие системы, техника и технологии для подводных исследований, морская геология и современные морские технологии, северные моря Арктики и Антарктиды, влияние арктических льдов на развитие планеты Земля, освоение шельфа Арктики, будущее человечества и планеты в условиях дефицита пресной воды на планете Земля.

Публикация материалов конференции осуществляется при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука) и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований РФ.

ISBN 978-5-4387-0439-3

Главный редактор – А.Ю. Дмитриев, директор Института природных ресурсов

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

Ответственные редакторы секций:

Секция 1 – О.Г. Токаренко, к.г.-м.н., доцент

Секция 2 – Н.М. Недоливко, к.г.-м.н., доцент

Секция 3 – Е.Г. Языков, д.г.-м.н., профессор

Секция 4 – К.М. Минаев, к.х.н., доцент

Секция 5 – Д.А. Терре, к.фил.н., доцент

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

ISBN 978-5-4387-0439-3 © ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2014

© Оформление. Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2014

ПРЕДИСЛОВИЕ

10-14 ноября 2014 г. в Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялась седьмая Всероссийской студенческой научной геологической конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина по теме: «Океаны и их тайны».

Организация и проведение седьмой Всероссийской студенческой научной геологической конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина по теме: «Океаны и их тайны» осуществлялись при поддержке Российского Фонда фундаментальных исследований (РФФИ). Поручена она была Институту природных ресурсов Томского политехнического университета как признание заслуг ИПР ТПУ, старейшего высшего технического учебного заведения в подготовке геологических кадров и высоких достижений в научных исследованиях. Институт природных ресурсов в 2011 г. отметил свое 110-летие. Он 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 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 (ИПР, ИГНД, ГРФ, НГФ) – 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; профессор М.К. Коровин, первым указавшей на перспективы нефтегазоносности Западной Сибири и многие другие. Из почти 35 тысяч 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.

Сегодня Институт природных ресурсов (ИПР) ТПУ представляет собой крупный учебный (около 3000 студентов-очников) 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; 9 инновационных научно-образовательных Центров, 3 музея: минералогический, палеонтологический, кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова. В ИПР работают более 433 преподавателя, среди которых 5 – академиков РАН, 28 академиков и членов-корреспондентов общественных академий, 69 докторов и 203 кандидата наук. Институт ведет подготовку кандидатов и докторов наук по 33 научным специальностям.

С момента основания в ИПР 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.

В работе седьмой Всероссийской студенческой научной геологической конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина по теме: «Океаны и их тайны» было заслушано и рассмотрено, с учетом стендовых 300 докладов 320 авторов, среди которых 86 докладов иногородних из 15 городов России. Доклады были представлены на русском и английском языках.

Конференция проходила по следующим направлениям:

Рождение океанов и их роль в развитии Земли.

Вода и глобальная эволюция. Роль воды в развитии жизни и планеты Земля.

Ресурсы океанов. Роль воды в формировании минеральных ресурсов.

Освоение и изучение океанов. Новейшие системы, техника и технологии для подводных исследований.

Морская геология и современные морские технологии.

Северные моря Арктики и Антарктиды, их исследования. Влияние арктических льдов на развитие планеты Земля. Освоение шельфа Арктики.

Будущее человечества и планеты в условиях дефицита пресной воды на планете Земля.

Иногородние участники были представлены следующими вузами России и ближнего зарубежья: Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН (г. Владивосток); Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (г. Москва); Башкирский государственный университет (г. Уфа); Дальневосточный Федеральный университет (г. Владивосток); Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины (г. Гомель, Беларусь.); Казанский Федеральный университет; Иркутский государственный университет; Югорский государственный университет (г. Ханты-Мансийск); Уфимский государственный нефтяной технический университет; Самарский государственный технический университет; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет; Омский государственный технический университет; Горно-Алтайский государственный университет; Московский государственный университет экономики, статистики и информатики; Институт радиационной безопасности и экологии (г. Курчатов, Казахстан), Южно-Российский государственный технический университет (г. Новочеркасск) и другие.

Наибольшее количество докладов было представлено от студентов Молодежного научного объединения (МНО) «Факел» (научный руководитель – доцент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ Н.М.Недоливко), МНО «Гидрогеохимик» (научный руководитель – доцент каф. ГИГЭ ИПР ТПУ Ю.Г. Копылова, доцент кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ Н.В. Гусева), СНИЛ «Луч» (научный руководитель – профессор кафедры ГЭГХ ИПР ТПУ Л.П. Рихванов), а также от кафедр ГИГЭ, ГРПИ, ГЭГХ и ТХНГ.

В рамках VII Всероссийской научной геологической конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина «Творчество юных – шаг в успешное будущее» был проведен лекторий. Перед студентами с лекциями выступили заслуженные ученые и специалисты: С.Л. Шварцев, д.г.-м.н., профессор кафедры гидрогеологии и инженерной геологии, Заслуженный деятель науки и техники РФ, Лауреат Государственной Премии СССР, с лекцией: «Жизнь это – одушевленная вода»; А.А. Поцелуев, д.г.-м.н., профессор, Почетный разведчик РФ, зав. кафедрой общей геологии и землеустройства, с лекцией: «Дистанционные (космические) методы исследования океанов, их дна и шельфа»; А.К. Мазуров д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой геологии и разведки полезных ископаемых, Почетный разведчик Казахстана и РФ, заслуженный геолог РФ с лекцией: «Минеральные и углеводородные ресурсы океанов и методы их исследований».

В рамках конференции была проведена работа по 5 секциям, на которых студенты выступили с научными докладами на русском и английском языках.

В период работы конференции для студентов были проведены экскурсии в минералогический и палеонтологический музеи ИПР ТПУ; в НИИ «ТомскНИПИнефть»; в Институт геологии нефти и газа СО РАН; в современное автоматизированное хранилище с лабораторно-аналитическим Центром; в Центр переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ – Хериотт-Ватт (Великобритания); в Центр «Урановая геология»; в музей истории ТПУ, в Выставочный центр инновационных, научных и образовательных достижений ТПУ; экскурсия по г.Томску; в кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова.

В рамках научной школы организаторами молодежной науки ИПР и научными руководителями был проведен семинар со студентами о возможностях проведения научных

исследований в студенческие годы и о большой роли НИР в профессиональной подготовке студентов как высококлассных специалистов.

На закрытии конференции в торжественной обстановке участникам были вручены сертификаты и подарки, лауреатам конкурса – дипломы и призы.

По итогам конференции публикуется сборник научных докладов студентов. Электронный вариант сборника и вся информация расположены на сайте ТПУ <http://portal.tpu.ru/science/konf/korovin>

На седьмой Всероссийской студенческой научной геологической конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина по теме: «Океаны и их тайны» традиционно отмечается активное участие различных вузов России. Научный уровень многих докладов на всех секциях очень высок, некоторые из них отличаются новизной и оригинальностью идей. Доложенные 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 звание магистра и бакалавра. Результаты исследований по ряду представленных докладов имеют патенты и лицензии. Авторы научных работ продемонстрировали владение самыми современными методами научных исследований. Необходимо отметить высокий организационный уровень проведения симпозиума.

Работа конференции проходила в течение четырех дней одновременно по 5 секциям. Конференцию посетило более 500 человек.

На конференции 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 очень актуальна сегодня, охватывает важнейшие проблемы и новейшие достижения.

Авторы научных работ на седьмой Всероссийской студенческой научной геологической конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина по теме: «Океаны и их тайны» в своих докладах, демонстрировали владение самыми современными методами научных исследований.

В процессе работы конференции на секциях были использованы современные технические средства демонстрации научных работ: мультимедийный проектор, компьютерный проектор, ноутбук, графопроектор, программа для презентаций «Powerpoint», оверхед, демонстрационное средство «Лектор 2000», видеопроекторы, диапроекторы, проектор Nec-595VT, оптические преобразователи в режиме Power Point, интерактивная доска Hitachi, видео-стена 3D-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.

Конкурсное жюри симпозиума рассмотрело и наградило авторов лучших докладов дипломами, призами и памятным подарками. Всем докладчикам вручены сертификаты. Награждение лауреатов состоялось в торжественной и праздничной обстановке в Международном культурном центре Томского политехнического университета. Для участников симпозиума был дан праздничный концерт.

По итогам работы конференции был издан сборник научных трудов симпозиума, компьютерная копия которого в виде CD-диска была выдана участникам конференции. Электронная версия сборника трудов выставлена на сайте WWW.tpu.ru.

Седьмая Всероссийская студенческая научная геологическая конференция с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина по теме: «Океаны и их тайны», его ход, содержание и значимость широко освещались в средствах массовой информации (на областном телевидении, в журнале «Недра Сибири», в областной печати, в газете ТПУ «За кадры» и т.д).

Редакционная коллегия конференции выражает благодарность руководству Института природных ресурсов ТПУ (директор ИПР ТПУ, А.Ю. Дмитриев), финансовая поддержка которого способствовала проведению конференции и публикации данного сборника

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ**ТПУ – КРУПНЫЙ НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР:
ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА****П.С. Чубик, профессор, ректор ТПУ***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2012 г. № 599 «О мерах по реализации государственной политики в области образования и науки» Правительству Российской Федерации, в частности, поручается обеспечить:

- разработку и утверждение до конца октября 2012 г. плана мероприятий по развитию ведущих университетов, предусматривающих повышение их конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров.
- Вхождение к 2020 году не менее пяти российских университетов в первую сотню ведущих мировых университетов согласно мировому рейтингу университетов.
- Во исполнение этого Указа Президента Правительство Российской Федерации
- утвердило:
- Распоряжением от 22 ноября 2012 г. № 2148р – государственную программу Российской Федерации «Развитие образования» на 2013-2020 годы. Прогнозируемый объем финансового обеспечения программы за счет средств федерального бюджета составит около 4 триллионов рублей. При этом ежегодные затраты бюджета возрастут с 446 миллиардов рублей в 2013 г. до 631 миллиарда в 2020. Консолидированный бюджет образования на период до 2015 г. планируется в сумме около 8 триллионов рублей, а прогноз на 2016 и 2020 г. – свыше 20 триллионов. На поддержку программ развития ведущих университетов предполагается направить 54,4 млрд. руб.
- Распоряжением от 29 октября 2012 г. № 2006-р - план мероприятий по развитию ведущих университетов, предусматривающих повышение их конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров.



*П.С. Чубик, ректор
ТПУ*

Таким образом, ставится вопрос о подготовке глобально конкурентоспособных специалистов (далее для краткости – элитных), создающих и внедряющих уникальные технологии и продукты. Подготовка таких специалистов невозможна без проведения передовых (прорывных) научных исследований и является необходимым условием функционирования современного университета.

Тренды

В настоящее время в сфере высшего профессионального образования наблюдаются следующие тренды.

Мировые тренды:

- **глобализация** рынков интеллектуального труда и, как следствие, растущая конкуренция университетов в борьбе за рынки научных и образовательных услуг и признание компетенций выпускников;
- **прагматизация** университетов, ориентация их на запросы экономики и общества: согласование с работодателями результатов обучения, оценка качества образования со стороны независимых центров, сертификация профессиональной квалификации выпускников; корпоративный заказ на подготовку специалистов, в том числе команд специалистов, приоритезация научных исследований в соответствии с потребностями рынка и др.;

- **цифровизация** образования: использование открытых (национальных и мировой) информационно-образовательных сред (ОИОС), симуляторы и виртуальное обучение, персонализация образовательных траекторий, образование в течение всей жизни и др.

Российские тренды:

- формирование кластера ведущих университетов (МГУ, СПбГУ, федеральные и национальные исследовательские университеты);
- усиление взаимодействия университетов с реальным сектором экономики и наукой;
- резкое возрастание конкурентных преимуществ столичных (Москва, Санкт-Петербург) вузов вследствие
- стирания для абитуриентов территориальных барьеров в результате введения ЕГЭ.

Перечисленные выше тренды определяют основные вызовы, стоящие перед отечественной системой высшего профессионального образования (ВПО):

- вступление России в ВТО и нарастающее давление глобальной конкуренции за рынки и квалифицированных специалистов;
- слабая востребованность интеллектуального продукта деятельности вузов (элитные специалисты, инновационные научные разработки) со стороны реального сектора экономики;
- массовизация высшего профессионального образования и, как следствие, высокая дисперсия качества школьной подготовки поступающих в вузы;
- низкий конкурс на технические направления и специальности.

Ответами на них со стороны государства и университетов должны стать:

- обеспечение признания российского образования на мировом уровне и, прежде всего, путем подготовки элитных специалистов;
- финансовая и организационная поддержка фундаментальных научных исследований по приоритетным направлениям развития (ПНР) Российской Федерации;
- генерация новых прорывных знаний и технологий, включая образовательные;
- переход от «образования на всю жизнь» к «образованию в течение всей жизни»;
- поддержка и развитие междисциплинарности, интеграции с РАН и другими государственными академиями, реальным сектором экономики;
- развитие государственно-частного партнерства: производственные стажировки преподавателей, производственные практики студентов, участие работодателей в образовательном процессе, заказы предприятиями новых образовательных программ, корпоративные кафедры и лаборатории, постоянный мониторинг требований работодателей к компетенциям выпускников, корпоративные «распределения» и др.;
- продвижение лидеров отечественного образования в группу университетов мирового уровня.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет (главный корпус)

Программа развития ТПУ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), с момента своего учреждения в 1896 г. Императором Николаем II как Томского технологического института практических инженеров и по сей день, является кузницей инженерных и научных кадров и одним из лидеров отечественного инженерного образования. Вместе со страной вуз пережил две волны индустриализации: «имперскую» и «советскую». И не просто пережил – он был генератором новых кадров и знаний, приводивших в движение механизм многоотраслевой экономики Сибири и в немалой

степени - всей страны. Сегодня, несмотря на свой солидный возраст, университет формирует и воплощает в жизнь современную стратегию развития высшей инженерной и научной школы, основанную на интернационализации и интеграции исследований, образования и практики, и подготовке инженерной и научной элиты.

Вклад вуза в развитие науки, образования и промышленности отмечен орденами Трудового Красного Знамени (1940) и Октябрьской революции (1971). В 1997 г. Указом Президента Российской Федерации ТПУ включен в Государственный свод особо ценных объектов культурного наследия народов Российской Федерации. В 2009 г. в результате победы в конкурсе Томскому политехническому установлена категория «Национальный исследовательский университет». В 2013 г. ТПУ вошел в число 15 ведущих российских вузов-победителей конкурса на получение господдержки на продвижение в число лучших университетов мира. Начиная с 1991 г., ТПУ строит свою деятельность в соответствии с комплексными программами развития на среднесрочную перспективу. В ответ на задачи по новой индустриализации страны и развитию образования, поставленные Президентом и Правительством Российской Федерации, разработан проект программы развития ТПУ на 2013-2020 гг. как ведущего исследовательского университета.

Глобальная цель Программы:

Развитие ТПУ как исследовательского университета мирового уровня и центра подготовки инженерной и научной элиты, успешно позиционирующегося в мировых рейтингах.

Система целей Программы:

1. Исследования мирового уровня; 2. Высокое качество предоставляемых образовательных услуг при подготовке специалистов, в том числе инженерной элиты для высокотехнологичного сектора экономики; 3. Социальная ответственность перед обществом; 4. Обеспечение университета необходимыми ресурсами; 5. Продвижение в top - 100 мировых рейтингов университетов.

Научный фундамент программы развития ТПУ-это сформировавшиеся научные школы

Томский политехнический университет с первых дней своего существования развивался не только как учебный, но и как научный центр. Он всегда был сильным инженерным вузом, одним из лучших в стране. И по качеству образования и по научным исследованиям. И в советские, «не рыночные» времена, неплохо зарабатывал на хозяйственных работах. Во второй половине 80-х в вузе ежегодно выполнялось научных исследований и разработок на 22-25 миллионов рублей. Это примерно 3 миллиарда рублей на сегодняшние деньги. По численности студентов очной формы обучения показатели 70-х – 80-х годов практически такие же, как сейчас – 11-12 тысяч человек.

В первые десятилетия в ТПУ сложились сильные научные школы: в области геологии и горного дела, химии и химической технологии, механики и машиностроения, металловедения, термической обработки материалов, архитектуры и градостроительства, строительного дела. Создателями научных школ были ученые, впоследствии получившие мировое признание, в их числе академики В. А. Обручев и М. А. Усов – первооткрыватели Сибирской горно-геологической школы, сыгравшей выдающуюся роль в изучении и освоении Кузнецкого и Канско-Ачинского угольных бассейнов, Западно-Сибирского нефтегазового комплекса, в создании промышленных гигантов – Кузнецкого металлургического, Магнитогорского металлургического и Норильского горно-металлургического комбинатов. Среди прямых продолжателей их научных идей следует назвать академиков В. А. Кузнецова, Ю. А. Кузнецова, К. И. Сатпаева; членов-корреспондентов АН РАН А. А. Иванова, Г. А.



Луноход «ЛУНА-24» с турбобуром и заборным устройством для отбора лунного грунта

Хельмквиста, А. С. Хоментовского, Ф. Н. Шахова, профессоров П. А. Удодова, В.К. Радугина, Н.Н. Урванцева, М.К. Коровина и др. Академик-снатователь школы химиков-политехников академик Н.М. Кижнер, ученик всемирно известного химика-органика В. В. Марковникова, в томский период деятельности сделал крупные открытия в области органической химии, в том числе – две новые химические реакции, впоследствии названные его именем и вошедшие во все учебники органической химии. Одним из основателей сибирской школы химиков-органиков является выдающийся ученый, Заслуженный деятель науки СССР, профессор Б. В. Тронов. В начале 50-х годов Б.В. Троновым и его учеником А. Н. Новиковым был открыт простой и удобный метод синтеза ароматических йодпроизводных, получивший в научной литературе название метода Тронова-Новикова. Продолжателями научных школ в области химии стали профессора Л. П. Кулев, П. Г. Усов, И. В. Геблер, В. П. Стабников, И. Ф. Пономарев, С. И. Смольянинов, В. М. Витюгин, А. Г. Стромберг и многие другие. Академик Н. П. Чижевский, будучи преподавателем ТТИ, сформировал школу металлургии. Им были начаты работы по коксованию Кузнецких углей и разработаны теоретические основы конструирования первых советских коксовых печей. В ТПУ были заложены основы широко известных в последующие годы научных школ: «Обработка металлов резанием» – профессором Т. И. Тихоновым, «Металловедение» – профессорами Т. И. Тихоновым, Н. В. Гутовским. Существенное значение в развитии прикладной механики и машиностроения имели работы профессора И. И. Бобарыкова. Из этих школ выросли более узкие направления: «Обработка металлов резанием» (А. М. Розенберг), «Хладноломкость литой и штамповой инструмент» (профессор А. Н. Добровидов). Основателем сибирской школы инженеров-электротехников был профессор А. А. Потенба. Он заложил основы электротехнического образования и научных исследований систем переменного тока. Работы А. А. Потенба оказались основополагающими, в трудах его учеников и последователей. Один из них – академик АН Украины В. М. Хрущев, основатель и первый директор Харьковского Института энергетики Украины. Профессор И. Н. Бутаков создал первую научную школу по эффективному использованию топливно-энергетических ресурсов. Большой вклад в развитие энергетической техники и становление энергетики в Сибири внесли выпускники теплоэнергетики – профессора Г. И. Фукс, В. Т. Юринский и И. К. Лебедев. Становление Сибирской школы физики, как науки, в Томском политехническом университете связано с именем профессора Б. П. Вейнберга. До 1924 г. он оставался единственным доктором физики в Сибири. Мировое значение работ профессора Б. П. Вейнберга в основном связано с его исследованиями в областях физики твёрдого тела и физики льда и ледников. В лабораториях профессора Вейнберга выполнял свои работы будущий лауреат Нобелевской премии в области физической химии академик Н. Н. Семенов. Продолжателем данного научного направления стал профессор П. С. Тартаковский, под руководством которого начинал свою научную деятельность А. А. Воробьёв, родоначальник направлений: физика электрического пробоя диэлектриков, ускорительная техника и ядерная физика, радиационная физика твёрдого тела, техника высоких напряжений, физика диэлектриков и высоковольтной техники. В сравнительно короткие сроки под его руководством были созданы электронные ускорители различных типов от малагабаритных бетатронов до синхротрона на 1,5 ГэВ, а также электростатический ускоритель, микротроны, циклотрон, исследовательский ядерный реактор. Предпосылкой для зарождения сильноточной электроники в стенах ТПИ явилось существование научной школы высоковольтников, основателем которой был тоже ректор ТПИ А. А. Воробьёв. По его инициативе в 1957 году в ТПИ были начаты работы по генерации наносекундных высоковольтных импульсов. Возглавил эту работу профессор Г. А. Воробьёв (автор открытия «Закономерность пробоя твёрдого диэлектрика на границе раздела с жидким диэлектриком при действии импульса напряжения»), который привлек к ней Г. А. Месяца, С. П. Бугаева, Б. М. Ковальчука, впоследствии ставших академиками. Результаты научных исследований оказали впоследствии большое влияние на развитие наносекундной техники и сильноточной электроники. Постепенно сложилась известная во всём мире научная школа Г. А. Месяца,

характерной чертой которой является эффективное взаимодействие научных групп, работающих в разных областях электрофизики, радиофизики, физики плазмы, физики пучков заряженных частиц, лазерной физики, физики твёрдого тела. В 1967 в НИИ ЯФ группой под руководством Г. А. Месяца был создан первый сильноточный импульсный ускоритель электронов.

Учёные института сыграли активную роль в организации Западно-Сибирского (ЗСФ), Томского и Новосибирского филиалов СО РАН. Основной научный и инженерный потенциал в ЗСФ АН был представлен преимущественно томичами. Серьезное влияние университет оказал на развитие образования, науки и подготовку кадров в различных государствах Азиатско-Тихоокеанского региона: Казахстане, Узбекистане, Киргизии, Таджикистане, Туркменистане, а также в Грузии, Азербайджане, Армении. На базе отдельных факультетов, кафедр и специальностей Томского политехнического института было открыто более 20 самостоятельных вузов в Москве, Новосибирске, Омске, Томске, Красноярске, Иркутске, Кемерово, Барнауле, Чите, Хабаровске и других городах. По существу, Томский политехнический университет оказал решающее влияние на формирование и развитие высшей технической школы на территории от Урала до Тихого океана.

Высшие достижения и открытия ТПУ в XX веке

Первый отечественный автомобиль «Руссобалт» создал питомец университета Дмитрий Бондарев, а первый серийный трактор – Михаил Терасатуров. Д. Бондарев был строителем и директором Московского автозавода, М. Терасатуров – директором Путиловского завода в Петербурге. В стенах Томского политехнического была создана первая в мире электрическая дорога на магнитной подушке, первый в мире турбобур, произведший революцию в нефтяном деле, первый отечественный бетатрон и первый газогенераторный двигатель. Выпускник механического отделения М. А. Капелюшников, член-корреспондент АН СССР является автором изобретения первого в мире турбобура для добычи нефти. А. П. Малышев, посвятивший всю свою жизнь изучению законов построения машин, создал формулу, известную как «Формула Малышева». В Томском политехническом учились всемирно известные создатели вертолетов Н. И. Камов и М. Л. Миль. Инженерная смелость и талант выпускника университета Н. В. Никитина воплотилась в таких сооружениях, как первое в стране высотное здание Московского университета, Останкинская телебашня, знаменитый стадион в Лужниках, мемориал Героям Сталинградской битвы - знаменитая статуя «Родина – Мать зовет!» С Томским политехническим связаны имена Г. И. Носова – директора Магнитки, М. К. Коровина, чьи работы послужили основой для начала нефтедобычи в Сибири, основателя Норильска и первооткрывателя уникальной Норильской рудной зоны Н. Н. Урванцева. Ученые и выпускники института активно участвовали в проектировании, строительстве и пуске главных предприятий Сибири: Кузнецкого металлургического комбината, шахт и рудников Кузбасса, заводов Новосибирска, Урала и Дальнего Востока, освоении Норильска, а также открытии, разработке и освоении Сибирских недр. С именем бывшего выпускника ТПИ (ТПУ), а затем академика О.Д. Алимова связано создание турбобура на первый автоматический луноход, взявшего и доставившего на Землю первые образцы лунного грунта. Сегодня практически все руководители и большинство ведущих специалистов крупнейших научно-производственных организаций, промышленных предприятий, многие ректоры вузов и директора научно-исследовательских институтов Сибири являются выпускниками Томского политехнического университета и его научных школ.

Научная и инновационная деятельность ТПУ сегодня

Сегодня произошли принципиально новые изменения в стране и требования к научно-образовательным учреждениям и их коллективам. На мой взгляд, никогда за всю свою историю наш вуз не сталкивался с такими глобальными вызовами, как сейчас. Университет впервые получил возможность стать полноценной частью мирового научно-образовательного сообщества. Такой задачи перед вузом государство никогда ранее

не ставило. Мы сейчас как будто переходим в другое более высокое качество. Единого рецепта – каким должен быть университет мирового уровня – нет. Каждый из тех вузов, что находятся в первой сотне международных рейтингов, обладает своими особенностями, спецификой, базой. Большинство вузов отталкивается в развитии от своего исторического фундамента, традиций, сформировавшихся научных направлений и школ, наращивая и трансформируя уже имеющийся потенциал доводя его до необходимых кондиций с учетом лучших международных практик. Томский политехнический, на мой взгляд, должен идти именно по такому пути. У нас великолепная история, знатные традиции, хорошие научные школы. Это наша база, наш фундамент. Теперь нам предстоит нарастить имеющийся потенциал до мировых кондиций.

Получив в 2009 г. статус Национального исследовательского университета, Томский политехнический продолжал активно развиваться не только как учебный, но и как научный центр. В настоящее время ТПУ проводит исследования в различных областях науки и техники и успешно движется к поставленной цели – выйти на мировой уровень.

Сегодня научный сектор университета располагает крупным кадровым потенциалом: более двух тысяч преподавателей и научных сотрудников участвуют в научных исследованиях, в разработке новой техники и технологий, более половины из них – доктора и кандидаты наук, 16 академиков и членов-корреспондентов РАН и РАМН.

С 1997 года, после отнесения ТПУ к особо ценным объектам культурного наследия народов Российской Федерации, университету выделяется целевое финансирование на научные исследования. ТПУ победитель конкурса инновационных образовательных программ (ИОП) вузов в рамках Приоритетного национального проекта «Образование». За пять последних лет консолидированный бюджет ТПУ увеличился вдвое. Сегодня бюджет нашего вуза сопоставим с одной шестой расходной части бюджета всей Томской области. Основные направления НИУ опираются на исследования ведущих научных школ, выполнены комплексные программы различного уровня, в т.ч. университетские, инновационную образовательную программу (ИОП) и соответствуют приоритетным направлениям развития науки, технологий и техники РФ.

Для развития научной инновационной деятельности в университете созданы: в 2002

году – Инновационно-технологический центр и первый в России на тот момент

ООО «Технологический инкубатор ТПУ» путем внесения в уставной капитал предприятия интеллектуальной

собственности университета.

Отработаны конкретные экономические и юридические схемы трансфера и коммерциализации РИД университета, одним из

первых в России получено роялти от реализации лицензионного договора. ООО «Технологический инкубатор ТПУ» стал управляющей компанией Конструкторско-технологического бизнес-инкубатора Томской области

Зародившиеся в 60-х годах студенческие, конструкторские бюро при кафедрах и студенческий научный центр, созданный в 1983 г., положили основу развития инновационной деятельности студентов. В 2003 году был создан Студенческий бизнес-инкубатор. С 2009 г. Студенческий технологический бизнес-инкубатор (СТБИ) ТПУ работает в новых помещениях площадью более 700 кв.м. С 2003 года началось формирование «пояса» малых инновационных предприятий с использованием объектов



Зал 3D визуализации в Международном Инновационно-научно-образовательном Центре профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ИПР ТПУ-совместный проект Herriot-Watt с Эдинбургским университетом (Великобритания). Защита магистерских диссертаций

интеллектуальной собственности ТПУ, в том числе при поддержке Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере.

Томский политехнический университет является участником проектов ACCESSRU, FP7, TEMPUS и др. Университет сотрудничает с Международным агентством по атомной энергии (МАГАТЭ) в области безопасности и нераспространения ядерных материалов, физической защиты ядерных установок и культуры физической ядерной безопасности. Одной из задач КПП ТПУ было развитие международной деятельности и вхождение в мировое научно-образовательное пространство. В эти годы в университете создаются первые совместные международные лаборатории с партнерами из Франции, Германии, США, Японии, Китая, Великобритании и др.

В 2012 году Томский политехнический университет сохранил свои позиции в рейтинге ведущих университетов мира QS World University Rankings. ТПУ занимает позицию 601+. На сегодняшний день в мире насчитывается 20 тысяч университетов. Заняв место в топ-700 рейтинга QS, ТПУ вошел в 4% ведущих вузов мира. Среди 14 вузов России в рейтинге QS ТПУ занимает 10-ю позицию. То есть, учитывая, что в стране сегодня около 700 государственных вузов, ТПУ входит в 2% ведущих учебных заведений России.

В 2014 г. Томский политех вошел в число вузов с лучшей репутацией в России. Международное рейтинговое агентство «Эксперт РА» впервые подготовило рейтинг репутации вузов России по техническим направлениям. Томский политехнический университет занял в этом рейтинге шестое место, его репутацию как одного из лучших технических вузов страны признали эксперты из 78 регионов страны.

Впереди ТПУ в этом рейтинге три московских вуза — МГУ, МГТУ им. Баумана, МФТИ, а также Санкт-Петербургский и Новосибирский государственные университеты.

В 2013 г. в ТПУ открыт первый собственный инспекционно-досмотровый комплекс (ИДК) для крупногабаритных грузов, созданный на основе изобретенных политехниками бетатронов – ускорителей частиц, презентованных сегодня в Институте неразрушающего контроля ТПУ. Комплекс установили в здании площадью 300 квадратных метров.

Университет занимает лидирующее положение среди вузов РФ по объемам НИОКР, зарубежных контрактов, количеству опубликованных статей, полученных патентов и защитам кандидатских и докторских диссертаций. Объем НИОКР в 2012 г. – около 1,5 млрд. руб. **По объемам внебюджетных НИОКР, в т.ч. из зарубежных источников, ТПУ занимает 1 место в стране.**

Доля ТПУ среди вузов СФО по НИОКР составляет 21%, в т. ч. по внебюджетным средствам – 25%, а из зарубежных источников – 56%. Объем внебюджетных средств ТПУ среди вузов города и ТНЦ СО РАН, РАМН – 47%.

В ноябре 2012 г. ТПУ посетил председатель Правления компании ОАО «Газпром» А.Б. Миллер. Наиболее тесно и продуктивно университет взаимодействует с томской дочерней компанией ООО «Газпром трансгаз Томск». Объем НИОКР для «Газпрома» составляет 15% из общего объема ТПУ. Хорошо зарекомендовали себя и эффективно используются в ТПУ методы прогнозирования и разработки месторождений нефти и газа, технологии переработки нефти и газа, включая попутные газы и газовые конденсаты. Дана оценка и прогноз воздействия предприятий ОАО «Газпром» на состояние окружающей среды в Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктике. Нами будут продолжены работы по поиску и разведке нефтегазовых месторождений на основе материалов современных мультиспектральных и радарных космических съемок; по рентген-тепловизионным методам контроля с использованием мобильного комплекса для дефектоскопии сварных соединений и труб большого диаметра для газопроводов; по новым методам обеззараживания и очистки хозяйственно-бытовых сточных вод и др. Особое внимание глава ОАО «Газпром» уделил следующим разработкам и технологиям ТПУ: новым высокотехнологичным модульным светодиодным светильникам, лазерному сканированию для создания трехмерных моделей различных инженерно-технических объектов и технологии по нанесению теплосберегающих покрытий на листовое стекло.

В ТПУ открыта новая магистерская программа «Инжиниринг в биотехнологической и фармацевтической отрасли», созданная на кафедре ФАХ Института природных ресурсов ТПУ в рамках сотрудничества с ЗАО «Р-Фарм». Сегодня в рамках сотрудничества компании «Р-фарм» и ТПУ идет работа над подготовкой современных специалистов идет по нескольким направлениям: новая магистерская программа, совместный научно-образовательный центр, стипендиальная программа, программа стажировок в различных подразделениях компании, в том числе в США и Китае.

В ТПУ создан научно-образовательный центр для подготовки элитных специалистов для научно-исследовательской и инновационной деятельности в таких областях, как радиационные технологии, обращение с отработанным ядерным топливом, проектирование,



Крупнейший электронный синхротрон, созданный в ТПУ

эксплуатация ядерных энергетических установок, создание новых материалов ядерной техники. В Центре начали подготовку специалистов в рамках российско-вьетнамского проекта по подготовке специалистов для атомной отрасли.

В ТПУ работает Лаборатория технологического прогнозирования. За 2012 г. разработано 4 вероятных сценария перспективного развития проекта ЭНИН «Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем»; проведен анализ перспективности создания на базе ФТИ Центра ядерной медицины, выявлены препятствия и пути

их решения, установлены способы взаимодействия разных сторон; установлено стратегическое партнерство с Геолого-географическим факультетом МГУ по экспертной оценке ключевой технологии «Рационального природопользования». Разработана первая версия дорожной карты «Стратегия ТПУ–2020», что является неотъемлемой частью на пути к достижению цели войти в ТОП-100 вузов по классификации QS.

За предыдущий год в ТПУ Опытное производство при ПКИ выполнило 16 проектных работ для сторонних заказчиков, в том числе для ОАО «ТомскНИПИнефть», ОАО ВНИПИЭТ, ООО «Норд Империл», ООО «Альянснефтегаз», ЗАО «Уралнефтесервис», ООО «Томскнефтехим». Всего привлечено внебюджетных объемов около 30 млн. рублей.

Университет является опорным вузом (ГК «Росатом», ОАО «РАО Энергетические системы Востока», ОАО «Газпром», ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», ФГУП «Научно-производственное объединение по медицинским иммунобиологическим препаратам «Микроген», ОАО «ИСС» им. акад. М.Ф. Решетнева»). В 2012 году ОАО «Алроса» включила ТПУ в свою Программу геолого-разведочных работ до 2018 г. Эта программа предполагает создание дистанционной основы поиска и разведки месторождений алмазов на основе мультиспектральных и радарных космических съемок. Центр входит в структуру Института природных ресурсов ТПУ и занимается обработкой материалов космосъемок. В 2012 году направлено более 50 заявок через технологические платформы на формирование тематик и объемов финансирования работ и проектов в рамках мероприятий федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007—2013 годы» на 2013 год.

В ТПУ ежегодно проводится около 300 молодежных научных мероприятий, в т. ч. более 30 – международного уровня. Ежегодно командировается более 200 студентов и молодых ученых для участия в конференциях, олимпиадах, конкурсах. Аспирантами и молодыми учеными ежегодно за счет грантов выполняется более 100 исследовательских стажировок

Студентами и молодыми учеными ТПУ ежегодно выигрывается 2 медали РАН, более 240 дипломов и более 260 стипендий на международных и российских научных

конкурсах, более 130 грантов на проведение исследований, в т.ч. в ведущих исследовательских центрах мира.

Сотрудниками, аспирантами и докторантами защищено 33 докторские (из них сотрудниками до 40 лет – 12) и 136 кандидатских (из них сотрудниками до 30 лет - 80) диссертаций. Эффективность работы аспирантуры и докторантуры – 52,2% от приема. В магистратуру зачислено 985 человек.

В течение последних 3х лет гражданами иностранных государств, аспирантами ТПУ, защищено 23 диссертации, в т.ч. докторская диссертация гражданином Японии. 21 аспирант ТПУ обучается по согласованным программам PhD-докторантур в партнерских университетах Германии, Франции, Италии, Венгрии и др.

Сотрудниками университета опубликовано 8622 публикации, в т. ч. 2782 статьи в научной периодике, индексируемой иностранными и российскими организациями (Web of Science, Scopus, Российский индекс цитирования), 258 монографий, в том числе 167 зарубежных.

Сотрудники университета участвовали в 454 конференциях, в т.ч. 295 международных и 126 зарубежных (США, Италия, Франция, Украина, Казахстан и др.). На базе университета проведена 81 научно-технических конференция, из них – 33 международных, в т. ч.: III Международный конгресс по радиационной физике и химии конденсированных сред, сильноточной электронике и модификации материалов пучками заряженных частиц и потоками плазмы; IFOST 2012, который собрал гостей из Китая, Кореи, Монголии, Индонезии, Бангладеша и других стран. Труды мероприятия будут представлены в индексируемой базе Scopus.

Свыше 500 экспонатов были представлены на 60 выставках, в т.ч. 22 международных и 21 зарубежных: Вьетнам, Германия, Казахстан, Корея, Китай, Таиланд, Украина, Швейцария. На выставке в Корею (ярмарка изобретений «SIIF-2012», три разработки вуза получили 2 серебряных медали и Гран При Корейской ассоциации продвижения изобретений).

Выставочный Центр современных научных достижений ТПУ посетили 109 делегаций, в т.ч.: премьер-министр РФ В.В. Путин, посол Великобритании в России Тим Барроу, председатель Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллер, вице-президенты Сколковского университета науки и технологий М.Ю. Мягков и Эд Сайдел и др. По результатам посещения выставочного центра поступило 12 заказов на представленные разработки от российских и зарубежных заказчиков. Заключены договоры на 2,0 млн. руб. (Institute of Organic Chemistry, Bulgarian Academy of Science; University of Food Technology, г. Пловдив; ОАО «ННКЦ», г. Новоуральск и др.).

За последний год получено 187 патентов; на бухгалтерский баланс поставлено 17 объектов интеллектуальной собственности; заключено 10 лицензионных договоров; поданы заявки на получение 3 зарубежных патентов.

Объем НИОКР в рамках международных научных программ на 2012 г. составляет 180,1 млн. руб.

14 профессоров ТПУ ежегодно приглашаются Нобелевским комитетом к выдвижению номинантов на Нобелевскую премию.

Главные научные достижения ТПУ в 2013 г.

Сегодня ТПУ участвует в 24 технологических платформах и 14 программах инновационного развития госкорпораций. В 2013 году университет вступил в две новые технологические площадки: «Легкие и надёжные конструкции» и «Комплексная безопасность промышленности и энергетики», и в две новые ПИР: РКК «Энергия» и ФГУП «ВИАМ».



*Исследовательский
ядерный реактор
ТПУ*

В рамках Постановления Правительства РФ №218 в 2013 году поддержано 2 новых комплексных проекта: «Разработка и внедрение высокоэффективной технологии активно-пассивного контроля качества соединений, полученных методом сварки трением с перемешиванием» совместно с РКК «Энергия» на сумму 110 млн руб. и «Создание и постановка на производство нового вида щитовых проходческих агрегатов многоцелевого назначения — геоходов» совместно с ОАО «КОРМЗ» на сумму 90 млн руб.

В 2013 году ТПУ выполнены крупные зарубежные контракты для Малайзии, Китая, Великобритании, Тайваня на поставку бетатронов на сумму более 25 млн руб. Заключён договор с Японией на 15 млн. руб. на разработку научных основ конверсии тетраоксида кремния в трихлорсилан импульсным плазмохимическим методом.

Компания ООО НИИ ТЭК «ТПУ-Бурение» (резидент ОЭЗ ТВТ «Томск») — лауреаты конкурса «Лидеры томского предпринимательства» за внедрение новых технологий, в 2014 году начинается строительство собственного производственного комплекса.

По итогам 2013 года сотрудниками вуза опубликовано свыше 10000 работ: монографий — 176, из них в зарубежных издательствах — 59; статей, докладов, тезисов докладов — около 9000, из них 3226 статей опубликовано в научной периодике, индексируемой иностранными и российскими организациями (Web of Science, Scopus, РИНЦ). В настоящее время 24 сотрудника университета имеют индекс Хирша 10 и выше.

В 2013 году Томский политехнический университет начал долгосрочное сотрудничество с ведущими международными компаниями «Эльзевир» и Thomson Reuters. Заключён договор на доступ к следующим электронным продуктам: базы данных SciVal Spotlight и SciVal Strata, реферативная и аналитическая база данных Scopus, база данных Web of Science.

Важнейшее направление по сближению с потенциальными потребителями, неизменно реализуемое университетом, — участие в выставочных мероприятиях в России и за рубежом. В 2013 году разработки ТПУ были представлены на 47 выставках (в т. ч. 14 зарубежных и 22 международных). Высокий уровень выставляемых инновационных проектов и разработок подтверждают 78 полученных наград, из них 41 медаль и 37 дипломов, в т. ч.:

• **3 медали на 41-й Международной выставке изобретений «Inventons Geneva», г. Женева, Швейцария:**

2 золотых медали за разработки «Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем ЭЭС» и «Ионно-плазменная технология создания биосовместимых наноструктурных покрытий на основе оксинитридов титана и фосфатов кальция для медицинских имплантатов».

• **Специальный приз Тайваньской ассоциации изобретателей** за разработку «Ионно-плазменная технология создания биосовместимых наноструктурных покрытий на основе оксинитридов титана и фосфатов кальция для медицинских имплантатов».

• **Серебряная медаль** за разработку «MehBIOS – операционная среда реального времени» Международного салона изобретений «Конкурс Лепин» (г. Париж, Франция), и Бронзовая медаль за разработку «Гибридная система буферного накопления электроэнергии для систем автономного электроснабжения (ГСБНЭ)».

• **2 золотых медали на международной выставке «Передовые российские технологии»** в рамках Национальной ярмарки достижений науки и техники «NSTF-2013», г. Бангкок, Таиланд за разработки «Технологический комплекс очистки и обеззараживания хозяйственных промышленно-бытовых сточных вод» и «Гибридные материалы и покрытия для биоинженерии тканей».

Медалями РАН награждены молодые учёные Ф.А. Губарев, В.Д. Покровский, Д.Г. Прокопьев.

Научный коллектив из Томского политехнического университета под руководством П.А. Стрижака вошёл в число победителей X Общероссийского конкурса молодёжных исследовательских проектов в области энергетики «Энергия молодости».

Преподаватели ТПУ Е.Н. Пашков и Н.В. Мартюшев удостоены золотых медалей «Европейское качество» («European Quality») в области технических наук.

Впервые в истории ТПУ в 2013 году аспирант Энергетического института Александр Пак принял участие во встрече нобелевских лауреатов в области химии с молодыми учёными. Регулярные встречи нобелевских лауреатов с самыми перспективными молодыми учёными планеты проводятся в немецком городе Линдау с 1951 года.

Наиболее значимые достижения ТПУ последних лет

1. 19 молодых ученых и студентов получили медали и премии РАН.
2. Академики РАН Конторович А.Э. и Накоряков В.Е., профессора ТПУ, стали лауреатами Международной энергетической премии «Глобальная Энергия». Молодые ученые (Громов А.А., Толбанова Л.О. и Казаков А.В.) стали победителями Общероссийского конкурса молодежных исследовательских проектов в области энергетики «Энергии Молодости» фонда «Глобальная энергия».
3. 23 сотрудника университета удостоены звания «Заслуженный деятель науки РФ», 10 – «Заслуженный химик», 10 – «Заслуженный геолог РФ» и др.
4. GRAND PRIX «ТFFIE» и приз «Золотая пальма» международной программы ЕЭС «Партнерство ради прогресса» (Франция) за развитие международного сотрудничества.
5. Зарегистрировано открытие «Явление упорядочения структуры кристаллов малыми дозами ионизирующего излучения»: Открытие РФ, диплом № 173 (Мамонтов А.П., Черданцев П.А., Чернов И.П.)
6. Четыре научные школы ТПУ, получили статус ведущих научных школ России (руководители академик РАН Панин В.Е., профессора Марков Н.Г., Коробейников А.Ф. и Шварцев С.Л.)
7. 16 сотрудников университета стали лауреатами премии Правительства РФ в области науки и техники. (Жерлицын А.Г., Диденко А.Н., Лапшин Б.М., Москалев Ю.А., Конторович А.Э., Лавринович В.А., Вавилов В.П., Гаврилов П.М., Кузнецов Г.В.: Высокоморная О.В., Глушкова Д.О., Захаревич А.В., Стрижак П.А., Сигов А.С., Соськин М.А., М.М. Штейн.

Стратегический путь ТПУ в будущее

Перед нами стоит сложная задача пробиться в число ста лучших вузов планеты в довольно короткие сроки. По итогам конкурентного соперничества в 2013 году из первой сотни вузов России выпали лишь четыре университета.

Томский политехнический выбрал себе стратегический путь – стать сетевым междисциплинарным Центром превосходства в области ресурсоэффективности. После жесткого отбора, процедура которого еще не закончилась, мы определились с мега-проектами, на которых будем концентрировать ресурсы. То, в чем мы особенно сильны, где наши идеи и разработки имеют международный потенциал.

Чтобы нам, действительно, стать центром превосходства, мы должны предложить миру не пять-шесть интересных разработок, а трансформироваться в мощный «мозговой» центр, где помимо фундаментальных и прикладных исследований по «ресурсоэффективной» тематике велась бы работа по широкой популяризации этой темы, регулярно проводились бы форумы и конференции с привлечением лучших ученых и экспертов России и мира. Было бы интересно создать при ТПУ Центр изобретательства, который взял бы на себя функции привлечения и стимулирования изобретателей со всей Сибири, продвижения и коммерциализации их идей и разработок.

Я уже говорил неоднократно, чтобы иметь представление о масштабности общей стоящей перед нами задачи, надо понять, что если за последние пять лет мы многие



Музей истории ТПУ

показатели развития своего университета удвоили, то в предстоящие пять-шесть лет их надо еще утроить.

У нас нет иного пути, как наращивать свою конкурентоспособность на мировом научно-образовательном рынке. А для этого необходимо, чтобы наши образовательные программы соответствовали лучшим международным стандартам, чтобы исследования велись на мировом уровне. Это вопрос и дальнейшего развития, и сохранения вуза, как такового.

На мою ректорскую долю выпала возможность решать столь масштабные и трудные задачи. Отчетливо осознаю свою ответственность перед предыдущими поколениями политехников и перед поколениями будущими. И я буду делать для этого все возможное и невозможное, опираясь на сильный коллектив университета.

КРАТКАЯ СПРАВКА О ТПУ

Город-университет

Томский технологический институт, основанный в 1896 году как институт практических инженеров, является первым техническим вузом на обширной территории Азиатско-Тихоокеанского региона России. Вуз имеет богатейшие традиции в подготовке инженерных кадров высшей квалификации по широкому спектру направлений.

Более 160 000 специалистов - с момента основания вуза!

Национальный исследовательский Томский политехнический университет сегодня – это целый университетский городок. Развитую инфраструктуру университета составляют 31 учебный корпус площадью 200 000 квадратных метров, более 6 000 мест в 14 студенческих общежитиях, Научно-техническая библиотека, фонд которой превышает 2,7 миллиона книг, свыше 200 зон WiFi в корпусах вуза, 5500 персональных компьютеров, около 10 000 квадратных метров крытых спортивных сооружений, 550 мест в санатории-профилактории и центрах отдыха, около 1000 мест в университетских столовых и кафе, современные концертный, танцевальный залы и зал торжеств Международного культурного центра. Единственный в мире супер-компьютерный кластер ТПУ «СКИФ-политех», телекоммуникации обеспечивающие общение со всем миром.

В состав ТПУ входят **11 научно-образовательных и учебных институтов, 97 кафедр, 65 научно-исследовательских лабораторий**, в т.ч. **20 - международных**. На базе университета и учреждений РАН созданы и реализуют научно-образовательную деятельность **18 совместных кафедр и лабораторий**, успешно действуют **12 центров коллективного пользования**.

Число **научно-педагогических работников** университета составляет **2 367 человек**, из них **380 докторов наук и 1338 кандидатов наук, 24 заслуженных деятеля науки и техники, 22 члена РАН, 6 лауреатов Госпремии, 125 членов общественно-профессиональных академий, 18 лауреатов премии Правительства РФ**, из них **5 лауреатов премии Правительства РФ в области науки и техники для молодых ученых, 21 лауреат именных и международных премий, 3 лауреата премии Президента РФ**.

В вузе обучается **20 854 студента, 18,6%** составляют иностранные граждане. Ежегодно **на первый курс** университета поступают **около 3000** выпускников школ и других учебных заведений.

В ТПУ проходят подготовку 55 докторантов и 800 аспирантов. Консолидированный бюджет ТПУ – 7 млрд 228 млн руб.

ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ – СОВРЕМЕННЫЙ УЧЕБНО-НАУЧНЫЙ ЦЕНТР С ВЕКОВЫМИ ТРАДИЦИЯМИ

А.Ю. Дмитриев, директор ИПР

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



А.Ю.

Дмитриев,

Сегодня в институте действуют научные школы, широко известные в России и за рубежом. Это Сибирская гидрогеохимическая школа (сегодня возглавляет ее профессор С.Л. Шварцев, Лауреат Государственной Премии СССР – ученик П. А. Удодова), Школа геологии и геохимии благородных металлов (профессор А.Ф.Коробейников), Сибирская научная школа в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых (руководитель - профессор Л.Я. Ерофеев – ученик Д. С. Микова), Сибирская радиогеохимическая школа (профессор Л.П. Рихванов) и др. Из 35 тысяч выпускников Сибирской горно-геологической и химической школ более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 1 - лауреатом Нобелевской премии, более 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, 15 – академиками и членами-корреспондентами АН СССР (РАН), более 250 – докторами и более 1600 – кандидатами наук. За прошедшую вековую историю появились новые направления подготовки молодых специалистов. Институт (факультет) дал жизнь другим институтам, учебным и научным. Научно-педагогический потенциал, заложенный основоположниками отделений и развитый их последователями, всегда позволяли гибко реагировать на запросы времени.

Нашим современным студентам есть на кого равняться, и они чтят заслуги предыдущих поколений политехников, стремясь оставить и свое имя в славной истории вуза. Сегодня для их успешного старта в карьере в Институте природных ресурсов созданы все условия. Не случайно, он считается одним из ведущих в стране образовательных учреждений, которые готовят не только специалистов для нефтегазовой отрасли, но и всех других направлений минерально-сырьевого комплекса. Наш институт – это около 4,5 тысяч студентов по всем формам обучения, 15 кафедр, 11 научных центров, 24 лаборатории, 4 отдела, 3 музея. Он имеет колоссальную научную базу. Здесь работают 28 академиков и членов-корреспондентов, 81 доктор и 204 кандидата наук. В Институте проводятся фундаментальные и прикладные исследования по всестороннему изучению и освоению недр Земли, а

Институт природных ресурсов – это передовой научно-образовательный центр, история которого имеет вековую традицию. Основан он на базе старейших отделений Томского технологического института имени императора Николая II (ныне Томский политехнический университет) – горного и химического, имеющих богатейшие традиции и сильные научные школы.

Будучи в своё время единственной от Урала до Тихого океана, Томская школа и теперь – одна из ведущих в стране. Первый выпуск горных инженеров в ТПУ состоялся еще в 1908 году. С тех пор он постоянно готовит специалистов для нефтегазодобывающей и химической отраслей, неизменно сохраняя преемственность поколений.



**Институт природных ресурсов
(20 корпус ТПУ)**



**Учебно-научный центр
«Исследовательский ядерный реактор»**

также рациональному использованию природных ресурсов, в том числе по программам международного, государственного, отраслевого и регионального значения.



**Горно-геологический корпус
(1 корпус ТПУ)**

В институте традиционно широко осуществляется интеграция с академической наукой, являющаяся неотъемлемой частью подготовки высококвалифицированных специалистов и направленная, прежде всего, на повышение уровня образовательного процесса.

Институт успешно осуществляет многоуровневую систему подготовки, в том числе подготовку бакалавров (восемь направлений), магистров (18 программ) и дипломированных специалистов (2 специальности на очной форме обучения и 2 – на заочной); готовит кандидатов наук

по 25 специальностям и докторов наук по восьми специальностям. Работают пять диссертационных советов, которые принимают к защите кандидатские и докторские диссертации по 14 специальностям.

В Институте природных ресурсов ведётся подготовка магистров по четырем программам уровня Double Degree:

-«Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» (Hariat-Watt University, Великобритания);

-«Экологические проблемы окружающей среды» (Paris-Sud 11 University, Франция),

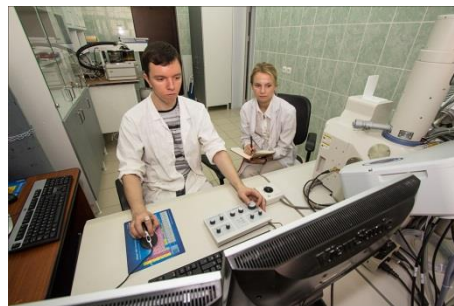
-«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (Hariat-Watt University, Великобритания).

-Pipeline engineering (Трубопроводный инжиниринг) (университет Ньюкасла, Великобритания).

Диплом ТПУ и диплом зарубежного вуза-партнера открывает перед нашими магистрами большие перспективы. Но и не только российские студенты заинтересованы в этих программах. Это хороший старт, уверен, за ними последуют и другие.

В институте созданы передовые лаборатории и уникальные инновационные центры для научных исследований и опережающей подготовки специалистов мирового уровня по наиболее актуальным проблемам минерально-сырьевого комплекса. Это Центр урановой геологии, Центр опережающей подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела, Научно-инновационный центр космогеологических исследований «Космогеология», Лаборатория буровых и тампонажных растворов, Центр по исследованию нетрадиционных коллекторов нефти и газа, центр «Урановая геология» и другие.

Традицией Института природных ресурсов является тесная взаимосвязь науки и учебного процесса. Это позволяет готовить в ИПР на протяжении всех лет высококлассных творческих специалистов, которые широко востребованы и сегодня на производстве и в научных организациях, как в России, так и за рубежом. Достаточно сказать, что 7 студентов ИПР за научные работы награждены Медалями А Н СССР и Российской академии Наук. С 2004 г. по настоящее время 10 студентов ИПР выиграли звания «Лучший выпускник мира» по своей специальности. 30 студентов удостоены звания «Лучший выпускник России», 420 студентов в последние 40 лет награждены за научную работу Дипломами Минвуза СССР, а позднее РФ. Все это подтверждает высочайший уровень подготовки выпускников в ИПР.



**Научные исследования ведут
аспиранты в Международном
инновационном-научно-
образовательном центре
«Урановая геология» ИПР ТПУ на**



Минералогический музей ИПР ТПУ

Выбирая Институт природных ресурсов, наши студенты знают, что тем самым они гарантируют себе успешное будущее. Перспективы перед ними открываются огромные, нужно только старательно учиться. Что и говорить, свыше 95 процентов выпускников Института трудоустраиваются по распределению. И спрос на этих специалистов в настоящее время превышает предложение. В среднем на каждого выпускника приходится по 3-4 заявки от предприятий, на некоторых специальностях число заявок достигает 15!

Институт постоянно развивается. Совершенствуются учебные программы, приглашаются иностранные специалисты, разрабатываются новые программы повышения квалификации, открываются новые научно-исследовательские лаборатории. Только молодежных научных объединений в ИПР насчитывается до 14 в зависимости от научных направлений ИПР. Существенно обновилась материально-техническая база, приобретено множество нового современного и уникального оборудования.

Большую роль в развитии института и университета играет поддержка партнеров. Так Томский политехнический университет стал опорным вузом в программе инновационного развития ОАО «Газпром» и одним из шести ведущих вузов программы инновационного развития ОАО «АК «Транснефть». Также нашими стратегическими партнёрами являются ОАО «Газпром трансгаз Томск», ОАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Алроса», ЗАО «СИБУР Холдинг», зарубежные компании ЗАО «Р-Фарм», Shell, Schlumberger, Nord Imperial и т.д.

Ведущие российские компании помогают нам не только в оснащении аудиторий и лабораторий, но и в грантовой поддержке лучших студентов и преподавателей, в стипендиях студентам, практике и трудоустройстве. К примеру, мы готовим к открытию новый научно-образовательный Центр «ХИМТЕК», созданный совместно с ЗАО «СИБУР», два года назад открыли Центр фармацевтической и биотехнологической промышленности в сотрудничестве с ЗАО «Р-Фарм», в прошлом году совместно с ОАО «Газпром» мы запустили уникальный виртуальный обучающий программный комплекс «Виртуальный промысел». В этом году закупили уникальный тренажер «Оператор добычи» для обучения рабочим профессиям наших студентов. Все это гарантирует выпускникам ИПР перспективу интересной работы, достойной зарплаты и карьерного роста, если они будут хорошо трудиться, и зарекомендуют себя грамотными, ответственными специалистами. Именно в тесном сотрудничестве с ведущими российскими компаниями мы можем подготовить высококлассных профессионалов.

Используя многолетние многоплановые традиции, опыт и невероятный потенциал Институт природных ресурсов за очень короткий срок стал одним из самых успешных и перспективных научно-образовательных структур Национального исследовательского Томского политехнического университета. Впереди у нас большие перспективы и немало планов по развитию института, а значит мы сможем написать еще немало достойных страниц в летописи института.



Профессор С. Н. Харламов ведет занятие со студентами в Международной научно-образовательной лаборатории «Нефтегазовая гидродинамика и

**ПРОФЕССОР КОРОВИН М. К. – ГЕОЛОГ, ПЕДАГОГ, ОРГАНИЗАТОР.
ОСНОВОПОЛОЖНИК НАУЧНОГО ОБОСНОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА**

Сах.А Тихонова, Св.А.Тихонова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия



Коровин Михаил Калининлович (7/20 нояб. 1883, с. Сопич Черниговской губ. - 19 февр. 1956, Томск) - профессор по кафедре исторической геологии.

Отец, Калинин Сергей Сергеевич, был крестьянином-торговцем. Мать, Евдокия Петровна, происходила из семьи сельского священника, домохозяйка. Среднее образование Коровин получил в духовной семинарии в г. Курске, а высшее - в Томском технологическом институте, который закончил в 1914, получив звание горного инженера. Учиться было трудно, т.к. приходилось зарабатывать на жизнь частными уроками и геодезическими работами по внутринадельному размежеванию крестьянских земель.

Летом 1913 года экспедиция профессора М.А. Усова производила по приглашению «Общества рудного дела в Монголии» геологические исследования. В этой экспедиции в качестве помощника Усова принимал участие М.К. Коровин. Уже тогда профессор Томского технологического института разглядел в своем ученике и сверстнике талантливого исследователя и приемника. М.К. Коровину весной 1914 года предстояло окончание горного отделения института по геологоразведочной специальности, а вместе с тем и написание дипломной работы на тему «Кударинский район Северной Монголии; его геологическое строение и условия золотоносности».

В процессе экспедиции в течение двух месяцев был захвачен довольно значительный участок Северной Монголии, в том числе и ближайшего к русской границе Кударинского района, составляющего только часть обследованной местности, но занимающего все-таки свыше 100 кв. верст. Коровин принимал участие в экспедиции в качестве коллекционера, выполнял эту работу по предложению и под руководством М.А. Усова.

По окончании института с июня до октября 1914 работал геологом в Ленском золотоносном районе (Бодайбо), а в ноябре был приглашен профессором М.А.Усовым на должность ассистента на кафедре исторической геологии Томского технологического института. В 1921 по представлению М.А.Усова был избран и в 1923 утвержден в звании профессора по этой же кафедре. 23 дек. 1938 утвержден в ученой степени доктора геолого-минералогических наук без защиты диссертации [3].

Начиная с 1923, участвовал в многочисленных краевых, областных и союзных съездах и конференциях, выступая на них, как правило, с развернутыми докладами по геологии, изучению и освоению недр Сибири.

Научные интересы М.К. Коровина формировались в трех основных направлениях: золотоносность, угленосность и нефтеносность Сибири. С 1919 года он включается в основную тематику научных работ кафедры и Сибгеолкома в изучение угленосных бассейнов Сибири: Иркутского, Канского, Чулымо-Енисейского, Минусинского, Кузнецкого.

Для Канского, Чулымо-Енисейского и центральной части Иркутского бассейнов он дал первые геолого-экономические описания, научно обосновал их промышленное значение. В этот период М.К. Коровин активно сотрудничает в научных и производственных организациях Сибири. Он обстоятельно изучает стратиграфию угленосных отложений и, особенно, тектонику и палеогеографию бассейнов, обосновывает запасы, оценивает качество углей и возможности их переработки на жидкое топливо и кокс.

Кипучая творческая деятельность М.К. Коровина по изучению угленосных отложений районов Сибири позволила ему сделать крупные обобщения по условиям

угленакопления на территории Восточной и Западной Сибири в палеозое и мезозое, разработать классификацию структурных типов угленосных бассейнов, выявить горизонтальную зональность в размещении складчатых структур, возникших в межгорных прогибах в условиях глыбовой, сибиретипной (по М.А. Усову) складчатости.

М.К. Коровиным было опубликовано по проблеме угленосности Сибири около 60 статей, принесших ему широкую известность и признание. Следует отметить, что если за 10 лет (с 1920 по 1931 год) он опубликовал 24 статьи то за последующие 3 года – 27, причем две из них уже по проблеме нефтегазосности Сибири.

В 1935 году М.К. Коровин выпускает книгу « Об ископаемых углях и угленосных районах Западно-Сибирского и Восточно-Сибирского краев», в которой он обобщает все свои исследования в области угленосных бассейнов. Книга написана очень простым и доступным даже не имеющему к геологической науке отношения читателю. В данной работе можно найти все начиная с того что такое геология и кончая тем, какие процессы способствовали образованию угленосных отложений в конкретном районе. Таким образом, главными достоинствами этой книги является обобщенность и доступность.

Ему принадлежит ряд открытий - кварцевые пески Канского округа, Усольское месторождение каменной соли, сапропелиты. Особое внимание Коровин уделял поискам нефти в Сибири, в основу которых была положена разработанная им схема геотектонических структур палеозойского фундамента Западной Сибири.

Впервые о возможном наличии нефтяных месторождений за Уралом на территории Западной Сибири высказал М. К. Коровин 18 декабря 1926 года на вечернем заседании секции «Недра» Первого Сибирского краевого научно-исследовательского съезда в г. Новосибирске, в прениях по докладу Н. Я. Брянцева «Перспективы развития Кузнецкого каменноугольного бассейна». «Я хотел затронуть вопрос иного порядка. Для Сибири, кроме горнозаводского центра, кроме горно-металлургической промышленности, кроме этих вопросов, есть ещё один большой вопрос – это отсутствие нефти» [2].

М. К. Коровин разработал теоретическое обоснование нефтеносности Западно-Сибирской низменности, добился широкого разворота на низменности геологоразведочных работ, увенчавшихся в 1953 году крупным успехом, отмеченным в 1964 году Ленинской премией.

Михаил Коровин первым изучил особенности тектонического строения юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, и именно он составил первую схематичную тектоническую карту Западно-Сибирской плиты.

Одной из наиболее нефтеперспективных областей Западной Сибири надо признать систему структур Обь-Енисейской складчатой зоны. Сюда входят: древняя котловина Кузбасса, Минусинская впадина, к северу от которой, обширная Чулымо - Енисейская депрессия, на юго-западе Бийско-Барнаульская впадина и др. Особые благоприятные тектонические условия позволили М. К. Коровину рассмотреть эту территорию как объект перспективный в отношении нефтегазосности. Им установлено наличие мощного осадочного палеозойского комплекса, содержащего битумные породы. В Кузнецком бассейне подготовлен ряд структур - Невская, Ермаковская, Конохтинская и др. и в них проведена глубоким бурением большая работа, хотя ни в одной из них она не доведена до конца. В Минусинском бассейне вполне подготовленной к бурению является Быстрянская структура у города Минусинска. Необходимо форсировать и довести до конца работу в Кузбассе и начать глубокое бурение на Быстрянской структуре в Минусинском бассейне.

При бурении в 1953 году около города Колпашева опорной скважины 2 Колпашевской получен первый непромышленный приток нефти из интервала 2870 – 2860 м - зоны контакта осадочного чехла и кровли фундамента. Литологически нефтеносный пласт представлен песчаниками, аргиллитами и алевролитами предположительно среднедевонского возраста. Керн издавал запах керосина и по результатам люминисцентно - битуминологического анализа керн содержал 2,5 % битумов.[1] Этот успех позволил широко развернуть геологоразведочные работы на нефть и газ в Западной Сибири.

Среди них, в первую очередь, необходимо изучить районы, тяготеющие к культурной полосе Западной Сибири, начиная с обширной Чулымо-Енисейской впадины. Затем пояс северо-западного погружения и выполаживания структур Колывань-Томской дуги с переходной зоной к Тоболии, далее Бийско-Барнаульскую впадину и связанную с ней Приказахстанскую или Ишимскую впадину и др.

На сегодняшний день по рекомендациям Коровина в течение 60 лет было открыто в Западной Сибири более 700 крупных и крупнейших месторождений нефти и газа.

Коровин был высокообразованным человеком, знал английский, немецкий языки, владел латынью и греческим языком. Его влияние как ученого, педагога испытали на себе те, кто с ним работал рядом. Более 30 лет жизни прошло в стенах ТПУ. Его учениками были К. И. Сатпаев (президент Академии наук Казахстана), проф. Л.Л.Халфин, К.В.Радугин, Ю.А.Кузнецов, А. Г. Сивов и др., ставшие крупными учеными.

За свои многочисленные открытия и труды Коровин М.К. был награжден орденом Ленина (1946), орденом Трудового Красного Знамени (1940), медалью «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.» (1946); получил звание «Заслуженный деятель науки и техники РСФСР» (1944), а также одним из первых стал лауреатом Ленинской премии.

Михаил Калининлович Коровин – великий человек с большой буквы. Давайте всегда будем помнить, и уважать наших учителей-героев!

Литература

1. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. /Под ред. Ф. Г. Гурари. – Л.: Гостоптехиздат, 1959 – 175 с.
2. Коровин М. К. Перспективы нефтеносности Западной Сибири. – Н., 1945.
3. Становление и развитие научных школ Томского политехнического университета. 1896–1996: Истор. очерк. – Томск, 1996.

Секция 1

РОЛЬ ВОДЫ В РАЗВИТИИ ЖИЗНИ ЗЕМЛИ И ФОРМИРОВАНИИ ЕЕ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕКОНСТРУКЦИИ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ О. САХАЛИН

И.И. Агишева, В.М. Денисов

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время уверенный рост дальневосточных регионов, эффективное использование их конкурентных преимуществ – это один из приоритетов развития нашей страны. С этой целью была создана стратегия социально-экономического развития Сахалинской области, как объекта с особым географическим положением и принадлежностью к странам Азиатско-Тихоокеанский региона.

Одним из важнейших условий устойчивого развития экономики Сахалинской области является опережающее развитие транспортной инфраструктуры, способствующей росту товарооборота, повышению уровня производственной и социальной кооперации, эффективности использования производственных мощностей и ресурсов, оптимизации структуры экономики.

В этой связи нами в процессе производственной практики проведено исследование по изучению физико-механических свойств грунтов на трех участках автодороги «Южно-Сахалинск-Оха» (о.Сахалин), а так же проведен сравнительный анализ свойств грунтов на данных участках.

Первый участок исследований расположен в с. Красная Тымь на территории МО «Тымовский городской округ», второй участок расположен в с. Леонидово на территории Поронайского городского округа, они расположены в пределах одной отрицательной формы макрорельефа в пределах одной отрицательной формы макрорельефа - Тымь-Поронайской низменности, совпадающей с тектонической Тымь-Поронайской мегавпадиной. Третий участок расположен в средней части остова Сахалин в Поронайском районе в черте с. Гастелло в пределах прибрежной равнины, окаймляющей северо-западное побережье залива Терпения Охотского моря.

По литологическим признакам и физико-механическим свойствам грунты, распространенные на первом участке, разделены на ИГЭ. Всего на участке выделено 4 ИГЭ (асфальт в отдельный ИГЭ не выделялся): ИГЭ № 711 – насыпной грунт дорожной одежды и земляного полотна; ИГЭ № 204 - глина легкая мягкопластичной консистенции, суглинок тяжелый мягко- и текучепластичной консистенции, участками с примесью органического вещества; ИГЭ № 301 – суглинок твердой консистенции с включениями гравия и гальки; ИГЭ № 516 – гравийный грунт, гравийный грунт с песчаным заполнителем, песок гравелистый от средней степени водонасыщения до водонасыщенного [1].

На втором участке, помимо перечисленных, встречается насыпной грунт: супесь текучей консистенции с низким содержанием органического вещества с включениями строительного мусора.

На третьем участке встречен песок от гравелистого до средней крупности неоднородный водонасыщенный в виде прослоев и линз в подошве супесчано-суглинистых отложениях.

Специфические грунты на всех трех участках изысканий представлены техногенными грунтами дорожной одежды и земляного полотна существующей автодороги, а также пучинистыми грунтами.

Техногенные грунты в представлены галечниково-щебенистым грунтом с единичными валунами, галечниковым грунтом с суглинистым и супесчаным заполнителем менее 30%, щебенистым грунтом с глыбовой (размером до 300 мм) наброской в основании земляного полотна. Мощность земляного полотна составляет 0.75-1.40 м.

По степени опасности морозного пучения данные участки относятся к «весьма опасным» (согласно СНиП 22-01-95). [2] В зону сезонного промерзания попадают крупнообломочные грунты земляного полотна, суглинки твердой консистенции, суглинки и глины тяжелые мягкопластичной консистенции, песок гравелистый и гравийный грунт.

Состояние асфальтобетонного покрытия неудовлетворительное, асфальт покрыт сетью продольных и поперечных трещин, залеченных битумом. Участками наблюдается сползание откоса вдоль кромки асфальта. Водоотводные каналы по левой и правой обочинам заросли кустарником.

По результатам исследований была создана цифровая модель местности с использованием программного комплекса IndorCAD для обеспечения эффективной обработки данных топографической съемки и импорта в системе подготовки чертежей IndorDraw, AutoCad. Фрагмент разреза построенный с помощью этого программного комплекса по первому участку приведен на рисункт.

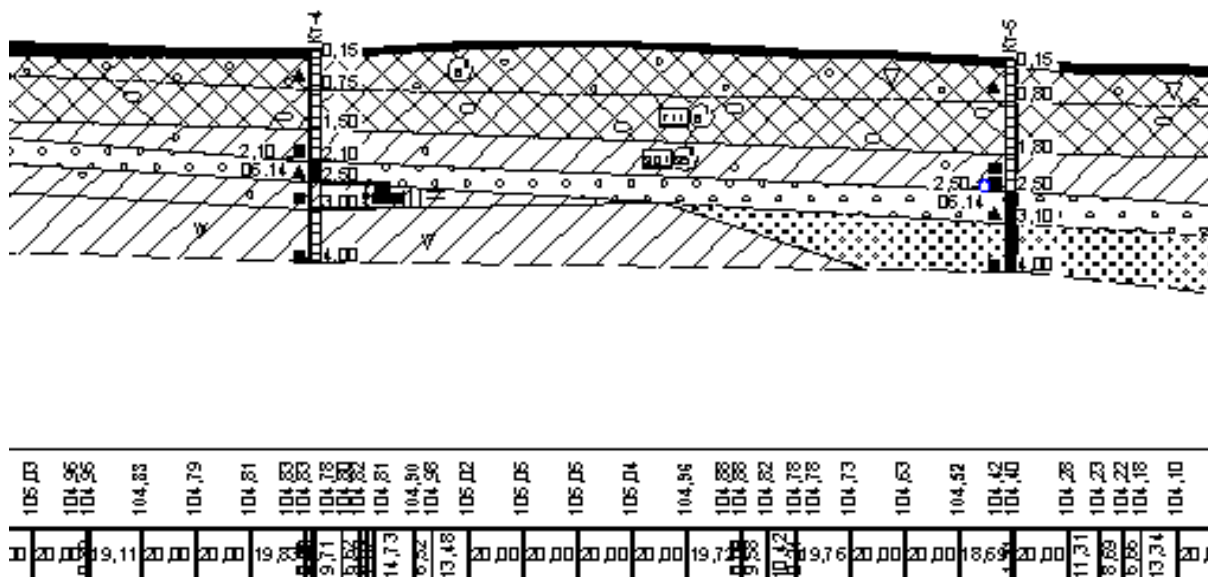


Рис.1 Фрагмент геологического разреза участка №1 (с. Красная Тынь)

Таким образом, в целях обеспечения повышения качества дорожно-строительных работ по реконструкции и капитальному ремонту дорог необходимо выполнить условия, которые обеспечат выполнение инженерно-строительных изысканий, так как при строительстве дорог в данном регионе обязательным условием является учет специфических свойств грунтов.

В результате, формирование опорной сети автомобильных дорог будет подкреплено развитием автодорожной сети муниципального и межмуниципального значения, что обеспечит рост транспортной доступности и повышение качества жизни в сельских населенных пунктах и малых городах.

Литература

1. СНиП 22-01-95 «Геофизика опасных природных воздействий»

РОЖДЕНИЕ ОКЕАНОВ И ИХ РОЛЬ В РАЗВИТИИ ЗЕМЛИ

Е.И. Алейникова

Научный руководитель профессор Е.Г. Язиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

С ранних лет, каждый человек знает, что такое океан. В узком значении океан – это весь водный покров Земли, окружающий материки и острова [4]. Кроме того, воды Мирового океана занимают три четверти земной поверхности, но было ли так всегда? Одновременно ли произошло рождение океанов и Земли? Связано ли развитие Земли с водами океанов?

Ученые по-разному объясняют происхождение воды на Земле. Какие-то научные теории кажутся более реальными, а какие-то подвергаются сомнениям. Чтобы придти к определенному выводу, рассмотрим две теории.

1. Теория космического происхождения воды. Согласно теории О.Ю Шмидта Земля, с самого начала ее зарождения из газопылевого облака, могла захватить из межпланетного пространства множество сложных элементов, в том числе и воду [1]. Механизм образования космической воды

заключается в том, что протоны – ядра атомов водорода (в химическом смысле), оказавшись в верхних слоях атмосферы, захватывают электроны, превращаясь в атомы водорода. Затем эти атомы реагируют с кислородом, образуя воду, которая попадает на Землю в виде атмосферных осадков [6]. В 1962 В.Дерпгольц, ориентируясь на своих предшественников, выполнил расчеты, в которых рассматривал водообмен между Землей и мировым пространством. На основании результатов этих расчетов он заключил, что максимально возможное поступление воды из Космоса составит около 10% всей массы гидросферы Земли. Остальная масса воды, не менее 90%, возможно, является продуктом земного происхождения. [1].

2. Земное происхождение воды. Эта теория более реальна, чем предыдущая. Она была выдвинута А.П.Виноградовым и говорит о том, что вода появилась из горных пород, слагающих земную мантию, став следствием дегазации магмы и последующей конденсации паров атмосферы. Достигнув современной массы, Земля стала разогреваться в результате гравитационного сжатия ее недр и за счет распада радиоактивных изотопов. В результате, в мантии началось плавление и дифференциация веществ на летучие, легкоплавкие и тугоплавкие. Летучие вещества: водяной пар вулканических газов, соединения углерода, серы, аммиак, водород, аргон и некоторые другие газы — поднялись на поверхность и образовали атмосферу и гидросферу. Температура над поверхностью Земли не превышала +15° С, поэтому почти весь водяной пар конденсировался и превратился в жидкую воду, тем самым сформировав «праокеаны» [7]. Современное изучение состава магмы, извергаемой вулканами из глубин, подтверждает, что последняя действительно содержит от 5 до 12 % воды.

Проанализировав данные теории, можно сделать вывод о том, что оба варианта происхождения воды на Земле имеют место быть, но, ориентируясь на расчеты, которые были проведены В. Дерпгольцем, можно говорить о том, что основная масса воды гидросферы имеет земное происхождение, поэтому для последующих рассуждений, будем опираться на вторую теорию.

В первичный океан, растворяясь в воде, переходили и другие соединения, составляющие вулканические газы. Это такие соединения, как углекислый газ, кислоты, соединения серы и часть аммиака. Кислоты, особенно в воде, реагировали с силикатами горных пород, извлекая из них щелочные, щелочноземельные и другие элементы. В результате этих процессов, вода переставала быть кислой, а растворимые соли извлеченных из силикатов элементов переходили в океан, поэтому вода в нем сразу же становилась соленой. Первичный океан, вероятно, был неглубоким, но покрывал почти всю Землю. С ростом массы гидросферы увеличивался и объем океана, изменялись его очертания, что было связано и с формированием континентальной и океанической коры [7]. Опираясь на теорию дрейфа континентов А. Вегенера, можно объяснить, почему океан имеет именно такие очертания.

Теория дрейфа континентов. Эта идея возникла у А.Л.Вегенера в 1910 году при рассмотрении карты Мира. Заметив, что очертания береговых линий по обеим сторонам Атлантики совпадают, Вегенер предположил, что когда-то на Земле был единый «суперконтинент» Пангея [2]. Его площадь составляла примерно столько же, сколько площадь всех современных материков и островов вместе взятых. Также предполагалось, что существовал единый «суперокеан» - Панталасса. Под действием силы вращения Земли Пангея раскололась на две части – Лавразию и Гондвану, постепенно пространство между ними заполнялось мантийным веществом, поднимавшимся из недр Земли. Остывая, оно образовало дно будущих океанов. Затем течения мантии продолжили покрывать Лавразию и Гондвану сетью трещин и разваливать их на множество осколков, которые разделили океан на отдельные части [6]. После появления теории Вегенера и ряда других теорий началось интенсивное геолого-геофизическое исследование океанов и было установлено существование астеносферы - слоя, по поверхности которого возможно относительное перемещение литосферы, что доказало возможность существования данной теории [8].

Однако океаны, в свою очередь, тоже оказали влияние на развитие Земли. Основная роль океанов заключалась в том, чтобы дать возможность первым организмам развиваться в своих водах. Живые организмы возникли в водной среде, так как она облегчила обмен веществ и служила основным компонентом живого вещества. Также водная среда являлась наиболее теплоемкой средой: колебания температур протекали достаточно равномерно, в отличие от земной поверхности, где температура могла изменяться в широком диапазоне, а это отрицательно сказывалось на развитии простейших организмов. Эволюция органических соединений от простейших углеводов до их

высокополимерных соединений вначале происходила в древней атмосфере, а позднее продолжалась в гидросфере. Здесь возникли высокомолекулярные соединения и комплексы, которые приобрели такие основные признаки живого вещества, как возможность обмена веществ, способность размножаться и реагировать на внешние раздражители. Отсутствие свободного кислорода в атмосфере обусловило анаэробный характер энергетического обмена первичных организмов. Предполагается, что эти организмы вряд ли были похожи на вирусы или бактерии, имеющие довольно сложное строение. Скорее всего они напоминали современные ультрамикробы - существа, лишенные оболочки и клеточного ядра, размножающиеся делением. Эти организмы в ископаемом состоянии не сохранились. [3].

Роль океанов не заканчивается на том, что они дали начало жизни на Земле. Океаны также, взаимодействуют с верхней частью литосферы. Это взаимодействие приводит к широкому газообмену, способствует возникновению климата и погодных условий, обуславливает распределение температуры, солености и плотности Мирового океана, вызывает поверхностную и глубинную гидродинамику. Геологическая роль гидросферы состоит в том, что она как один из главных экзогенных факторов преобразует земную поверхность, участвует в формировании рельефа, переносит во взвешенном и растворенном состоянии вещества и химические соединения [5].

Несмотря на достаточно подробное изучение океанов, они до сих пор хранят множество секретов и тайн, которые еще предстоит узнать человечеству и, возможно, это произойдет еще очень не скоро.

Литература

1. Алпатьев А.М. Влагообороты в природе и их преобразования.-Л.: «Гидрометеиздат», 1969. – 324 с.
2. Вегенер А.Л. Происхождение континентов и океанов. – Л.: «Наука», 1984. – 285 с.
3. Войткевич Г.В. Возникновение и развитие жизни на Земле.- М.: «Наука», 1988. – 144 с.
4. Ефремова, Т.Ф. Новый словарь русского языка. Толково-словообразовательный: [В 2 т.]. – М.: Рус. яз., 2000.
5. Залогин Б.С., Кузьминская К.С. Мировой океан. - М.: «Академия», 2001. – 192с.
6. Преображенский В. Ю. Удивительна океанология. – М.: «Энас-книга», 2013. – 272с.
7. Тарасов В.И. Гидросфера: Учеб. пособие. – Владивосток: Изд-во Дальневост. ун-та, 1990.
8. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. – М.: изд-во МГУ, 1995. – 480

ОСВОЕНИЕ МЕТОДИКИ ВЫЯВЛЕНИЯ ВТОРИЧНО ПРЕОБРАЗОВАННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОЙ МЕТОДИКИ ВЫЯВЛЕНИЯ ВТОРИЧНО ПРЕОБРАЗОВАННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

И.Н. Алимova

Научный руководитель профессор Е.М. Дутова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На производственной практике, мною были получены навыки в переинтерпретации геофизических данных, которая проходила летом 2014 г. В Томском филиале Сибирского научно-исследовательского института геологии геофизики и минерального сырья.

В ТФ СНИИГГиМС на основе стандартного комплекта каротажных диаграмм рассчитываются статистические параметры, которые позволяют выявить эпигенетические преобразованные интервалы терригенных коллекторов, характер и степень их преобразования, а так же выделить низкоомные пласты, понижение удельного электрического сопротивления которых обусловлено электропроводящими минералами. Сопоставление статистических параметров с концентрацией минералов, определенных лабораторным способом, показало соответствие данных параметров минеральному составу песчаника.

Главнейшими из факторов, которые влияют на сопротивление являются: минеральный состав породы, физико-механических и водных свойств горных пород (пористости породы, степени заполнения пор жидкой фазой и удельным сопротивлением жидкой фазы, концентрации солей в подземных водах и в меньшей мере от их химического состава), а также от некоторых других факторов (температуры, глубины залегания, степени метаморфизма и др.) [2].

Неоднократно исследователями было зафиксировано, что фильтрационно-емкостные свойства коллектора зависят от прямой зависимости пористости с глинистостью.

Также при повышении pH среды отдельные растворенные элементы выпадают в осадок, происходит карбонатизация, пиритизация коллектора с ухудшением его емкостных свойств. Как правило, в залежах вторичная карбонатизация обусловлена водонефтяным контактом (ВНК).

Растворение минералов и разложение их на ионы с последующим диффузионно-адсорбционным процессом в двойном электрическом слое (ДЭС) может значительно повысить электропроводимость глинистого слоя и самой породы [1]. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) будет связано обратной зависимостью с содержанием глинистости, а также в определенных условиях с калием и железом. Все это приводит к возникновению такого явления, как продуктивный низкоомный коллектор, интерпретируемый стандартными методами как водонасыщенный.

В Томском филиале СНИИГГиМС, в котором мною была пройдена производственная практика, на базе стандартных методов ГИС (ННКТ, либо нейтронно-гамма каротаж; (НГК); гамма-каротаж (ГК); метод собственной поляризации (ПС); удельное электрическое сопротивление (УЭС) разработана технология повышения достоверности выявления характера насыщения низкоомных коллекторов, определяемых как водонасыщенные при использовании традиционных методов интерпретации данных ГИС. Технология разработана и апробирована с использованием компьютерных программ «Real Collector» и «ПКА» на языке «Visual Basic», позволяющая выявлять продуктивные низкоомные интервалы, возникающие под влиянием процессов наложенного эпигенеза.

На первом этапе обработки я имела ласы (рис. 1) с геофизическими данными, полученные со скважин, в которых отображалась информация о глубине скважины и методе исследования (НГК; ГК; ПС; УЭС). К ласам прилагалась также литология, проходимой скважины.

```

St s PS_RK — Блокнот
Файл Правка Формат Вид Справка
{Version information
VERS. 2.00: CWLS LAS - VERSION 2.00
WRAP. NO: One line per depth step
-Well information
#MNEM.UNIT DATA TYPE INFORMATION
-----
STRT. M 0.800: First depth in file
STOP. M 2698.000: Last depth in file
STEP. M 0.200: Depth increment
NULL. -9999: Null values
DATE. 31/3/2014: LOG DATE
TIME. 0: LOG TIME
WELL. 052: Well name
GRP. : Group name
FLD. Novo-vasyuganskaj: Field name
ISS. Ц@гзг- у $ н зг Ia yc E-ггс6-8: Well surveys
SRVC. : Service Company
-Curve information
#MNEM.UNIT API CODE CURVE DESCRIPTION
-----
DEPT. M : Depth curve
PS. BV : :k1,PS.0.0.
AZOM0.SN.omm : :k1,AZ.0M0.SN....
GK. gamma : :k1,GK....
NGK.us.ed. : :k1,NGK....
#
-Other information
#----- REMARKS AREA -----
# The file is generated by the program GeoTech-EditLog v2007.06
#Number of Curves = 4
-A Log Data Section
0.80 -9999 8.4000 -9999
1.00 -9999 8.5900 -9999
1.20 -9999 8.7600 -9999
1.40 -9999 8.9300 -9999
1.60 -9999 9.1000 -9999
1.80 -9999 9.2700 -9999
2.00 -9999 9.4400 -9999
2.20 -9999 9.6100 -9999
2.40 -9999 9.7800 -9999
2.60 -9999 9.9500 -9999
2.80 -9999 10.1200 -9999
3.00 -9999 10.2900 -9999
3.20 -9999 10.4600 -9999
3.40 -9999 10.6300 -9999
3.60 -9999 10.8000 -9999
3.80 -9999 10.9700 -9999
4.00 -9999 11.1400 -9999

```

Рис. 1 Лас с геофизическими данными

Далее информация с ласов переносилась в специальную программу, созданную при институте НИЗКООМНГК (version 6С) звук. Данная программа позволила рассчитать пористость и

плотность пород и средние значения, полученных с помощью различных геофизических данных в пройденных пластах скважиной. (рис.2).

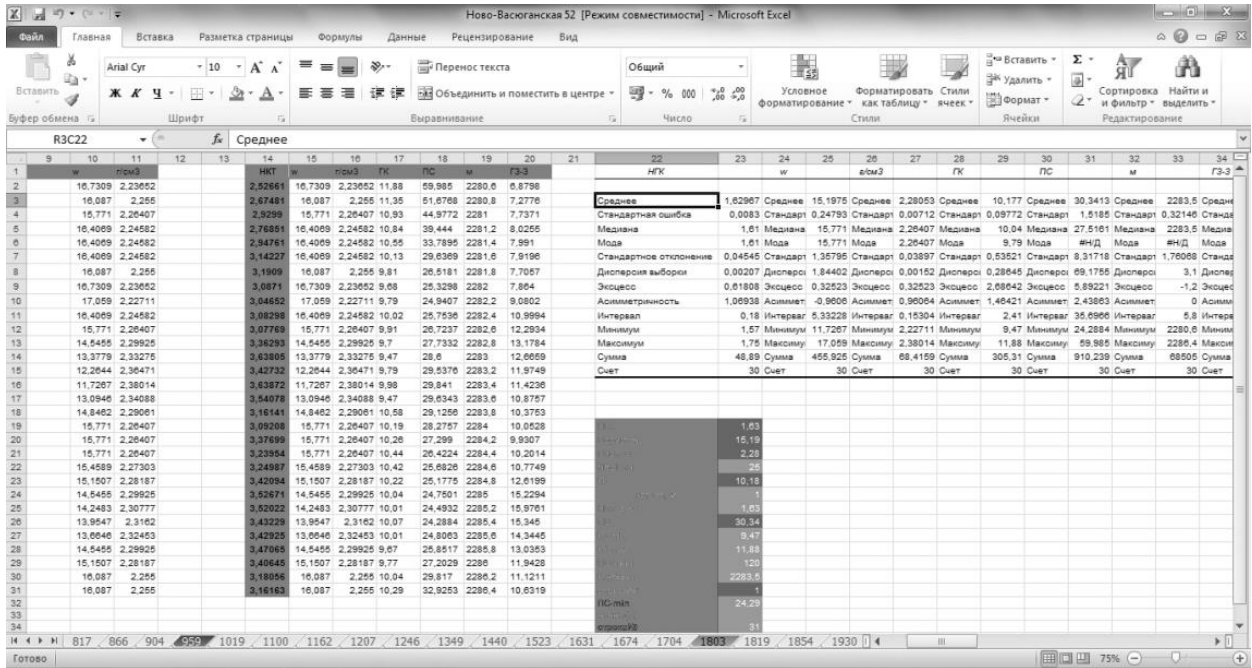


Рис.2 Обработка данных в программе НИЗКООМНКГ (version 6С) звук

Далее полученная информация переносилась в другую программу, так же созданную в ТФ СНИИГГиМС, где происходила дальнейшая обработка данных. В программе НИЗКООМНКГ (version 10-b3) звук было рассчитано количественное содержание Fe, Ca, степень каолинизации и пиритизации скважины и ДЭС. (рис.3)

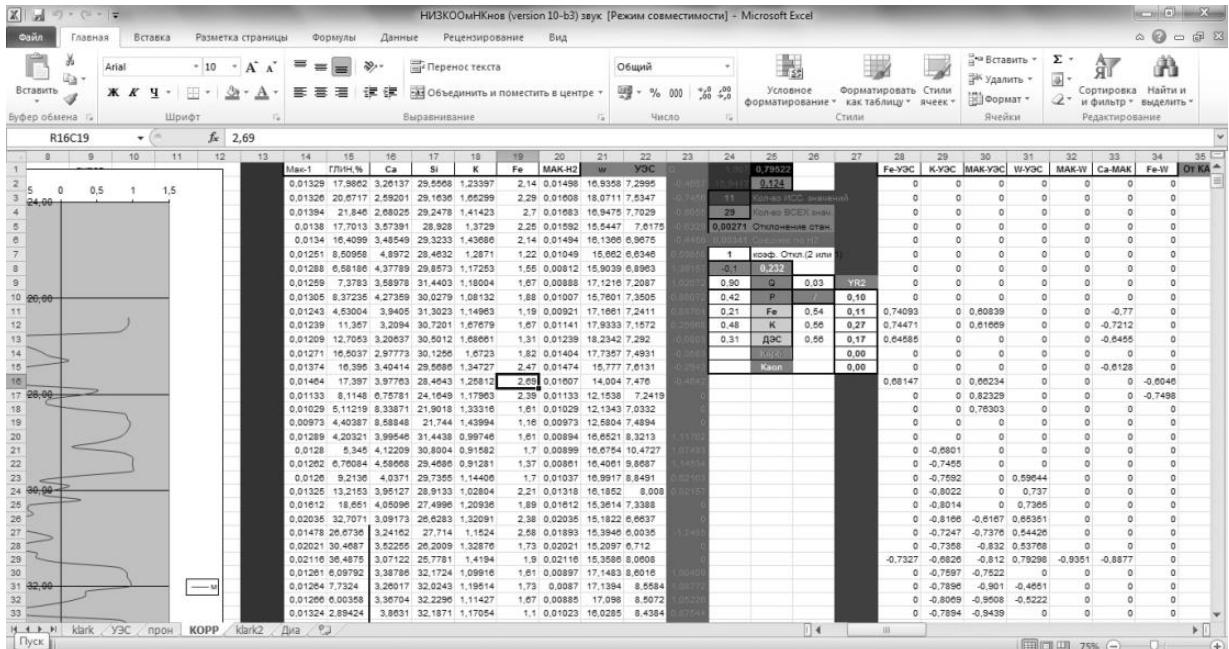


Рис.3 Рассчитанное количественное содержание Fe, Ca, степень каолинизации и пиритизации скважины и ДЭС

С помощью данных программ мною были рассчитаны данные о количественном содержании в пласте железа, кальция, пиритизации скважины, каолинизации, ДЭС. Далее данные обработанные мной передавались сотрудникам лаборатории для дальнейших расчетов.

Таким образом, полностью обработанные данные статистически-корреляционным методом интерпретации материалов ГИС позволит выявить эпигенетически преобразованные интервалы терригенных коллекторов, характер и степень их преобразования, а также выделять низкоомные пласты, понижение УЭС которых обусловлено электропроводящими минералами.

Литература

1. Мельник И.А. Выявление вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе статистической интерпретации материалов ГИС // Геофизика. 2013. №4. С. 29 – 35.
2. В.К. Хмелевской. Краткий курс разведочной геофизики. – М.: Издательство Московского университета, 1979.

ПРИМЕНЕНИЕ МАГНИТНЫХ СЪЁМОК ДЛЯ ПОИСКА ТЕХНОГЕННЫХ ФЕРРОМАГНИТНЫХ ОБЪЕКТОВ НА АКВАТОРИИ ЗАЛИВА ПЕТРА ВЕЛИКОГО (ЯПОНСКОЕ МОРЕ)

К.А. Апарина, С.А. Зверев, Е.А. Бессонова

Научный руководитель старший научный сотрудник Дальневосточного отделения
Российской академии наук Тихоокеанского океанологического института имени

В. И. Ильичева Е.А. Бессонова

Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

Сохранение природной среды прибрежных акваторий является одной из наиболее актуальных проблем, стоящих перед современным человечеством. Залив Петра Великого (северо-западная часть Японского моря), в северной части которого расположен Владивосток, в последние 150 лет испытывает значительную антропогенную нагрузку. На акватории залива находится достаточно большое количество объектов с высокими значениями намагниченности – затопленные суда, их фрагменты, автомобили, обломки причальных конструкций и военной техники, неразорвавшиеся боеприпасы, металлические тросы, предметы быта, железные контейнеры, бочки с химическими веществами.

С 2010 года лабораторией Тихоокеанского океанологического института Дальневосточного отделения Российской академии наук совместно с кафедрой Геофизики Дальневосточного Федерального университета проводились морские магнитометрические работы с целью обнаружения таких объектов.

Проведенными исследованиями, в рамках этой проблемы, решались различные частные задачи, связанные с улучшением экологической обстановки, оптимизацией хозяйственной деятельности в прибрежной зоне:

- выделение потенциально опасных источников техногенного генезиса на прибрежной акватории туристической зоны островных районов г. Владивостока;
- выявление и локализация затопленных объектов на акватории порта Восточный при проведении подготовительных работ по углублению дна;
- выявление затопленных объектов на акватории, прилегающей к островам Пахтусова, отведенной под товарное выращивание гидробионтов. Затопленные объекты, обладающие ферромагнитными свойствами, представляют поисковый интерес с целью их дальнейшего использования в качестве мёртвых якорей для закрепления установок культивирования морских беспозвоночных, поскольку при относительно небольших размерах такие объекты имеют достаточно большую массу. [1]

Аномалеобразующие объекты создают высоко градиентные локальные аномалии, что предъявляло повышенные требования к точности измерений. Для этого проводились высокоточные детальные съемки масштаба 1:2000 с помощью морского магнитометра Морской Буксируемый Магнитометр №1 по системе сближенных профилей. При длине буксирующего кабеля 60 метров и

скорости движения 2 метра в секунду заглублиение магнитометра обеспечивало оптимальные параметры измерения.

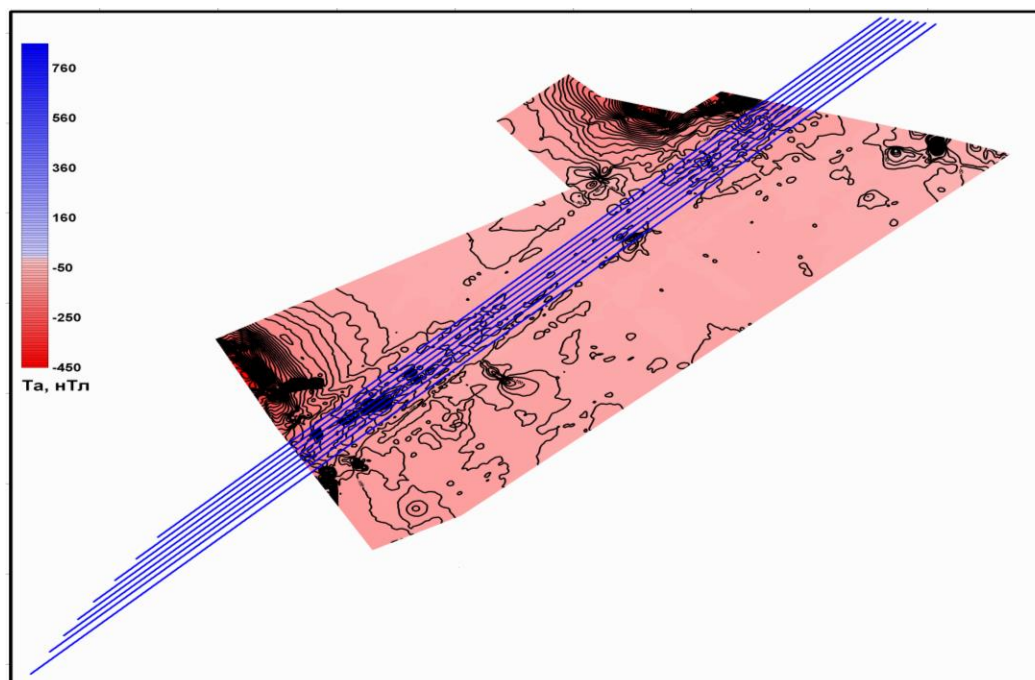


Рис.1 Карта аномального магнитного поля М 1:2000

По результатам решения прямой задачи магнитометрии магнитный момент M на каждую тонну массивного железного или стального объекта находится в пределах 100 Ампер/метр квадратный. Это обеспечивало выявление потенциально опасных железосодержащих объектов (в том числе погребенных) массой до 20 килограмм с вероятностью обнаружения 25 %, массой 40 килограмм с вероятностью обнаружения 90 %, а также местоположения магнитоактивных кабельных линий.

Протяженность гидромагнитной съёмки 60568 м. Всего отработано 15142 пунктов измерений. Привязка осуществлялась навигационным комплексом Furuno GP-37 с внешней антенной.

При сопоставлении локальных аномалий магнитного поля и локальных объектов ограниченных размеров, выделенных по результатам промера с использованием гидролокатора бокового обзора (ГБО), выявлены определенные соответствия. Большая часть локальных объектов, выделенных по результатам промера с использованием гидролокатора бокового обзора, выражена локальными аномалиями в форме диполей (аномальный эффект до 18 нанотесла) на участках профилей аномального магнитного поля (АМП) вдоль линий прокладки кабелей.

Большое значение имеет методика выполнения измерений.

При проведении гидромагнитных измерений на немагнитной платформе съёмка по регулярной сети сопряжена со значительными трудностями и определяется: смещением платформы в условиях даже небольшого волнения, значительными трудозатратами при крупномасштабных работах, техническими характеристиками протонного магнитометра (влагопроницаемость, ориентационная погрешность). Кроме того, качество съёмки осложняется высокой погрешностью топографической привязки точек измерений, которая определяется использованием для этих целей. [2]

GPS-приёмников без введения дифференциальных поправок (DGPS). Сложность обработки результатов измерений в порту Восточный связана с высоким уровнем помех, создаваемых портовыми электротехническими устройствами.

Качество выделения техногенных и антропогенных аномалеобразующие объектов на дне прибрежных акваторий можно повысить, для этого необходимо:

- повышение разрешающей способности измерительной аппаратуры,
- уменьшение расстояния от измерительной аппаратуры до объектов исследования,

- исключение влияния геомагнитных вариаций, техногенных помех и аномальной составляющей магнитного поля геологического генезиса за счет использования градиентометров.

В связи с вышеизложенным для выполнения подобных работ на прибрежной акватории чрезвычайно актуально применение подводных аппаратов.

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

- выделены аномалеобразующие объекты из железа различной массы. Наибольшее количество железных объектов сосредоточено в южной части исследованной акватории и в северном замыкании;

- в северной части района исследований выделены линейные цепочки локальных аномалий, которые по нашему мнению могут отражать влияние магнитоактивных кабельных линий.

- малоглубинные участки района исследования не могли быть изучены на основе примененной методики магнитной съёмки акватории. Магнитометрические работы такой направленности методически могут быть реализованы с поверхности ледового покрова акватории или с использованием немагнитной лодки;

- как показали проведенные исследования, предельная глубина обнаружения ферромагнитных объектов по результатам магнитной съёмки с поверхности определяется прежде всего размерами объектов поиска. Затопленные объекты, обладающие ферромагнитными свойствами и представляющие поисковый интерес, имеют относительно небольшие размеры 1-4 м и могут быть обнаружены на глубине до 10-12 метра;

- с целью повышение разрешающей способности измерительной аппаратуры, уменьшение расстояния от измерительной аппаратуры до объектов исследования и исключение влияния геомагнитных вариаций, техногенных помех и аномальной составляющей магнитного поля геологического генезиса большие перспективы имеет применение подводных аппаратов.

Литература

1. Никифоров В.М., Бессонова Е.А. Опыт применения магниторазведки для обнаружения ферромагнитных объектов на акватории залива Петра Великого // Подводные технологии и робототехника, 2007. – № 1. – С. 58 – 65.
2. Geomagnetic models and software [Электронный ресурс] / U.S. National Geophysical Data Center (NGDC). 2005. – Режим доступа: <http://www.ngdc.noaa.gov/seg/geomag/models.shtml>.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕКИ УШАЙКА В ПРЕДЕЛАХ ГОРОДА ТОМСКА В ОСЕННИЙ ПЕРИОД 2013 ГОДА И ЛЕТНИЙ ПЕРИОД 2014 ГОДА

Ю.С. Березикова

Научный руководитель профессор О.Г. Савичев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Река Ушайка является наиболее загрязненным из нижних притоков р. Томи, относится к антропогенно измененным водным объектам. [6]. Наличие в ней загрязненной воды обусловлено ее местоположением. Река Ушайка протекает в черте города Томска, в нее сбрасываются все стоки от близлежащих промпредприятий (техногенное загрязнение) и бытовые сточные воды (антропогенное загрязнение). Так же загрязнение р. Ушайки в значительной степени обусловлено притоком загрязненных талых и дождевых вод с городской территории, так как прибрежные территории реки захламлены, как по правому, так и по левому берегам [6].

Донные отложения – важный компонент водных экосистем. Они играют важную роль в формировании химического состава естественных вод, так как именно в них аккумулируется большая часть органических и неорганических веществ, в том числе наиболее опасных и токсичных. Оказывая содействие самоочищению водной среды, донные отложения могут стать и источником вторичного загрязнения водных масс. Таким образом, они являются надежным индикатором техногенного загрязнения, интегрально отражая геохимические особенности водосборных площадей [3]. С учетом этого был выполнен анализ химического состава донных отложений р. Ушайки в пределах г. Томска.

Методика исследования

Материал, использованный в данной работе, получен в результате проведения полевых работ. В ходе исследования, в соответствии с требованиями [1, 3], были выполнены отборы проб донных отложений. Пробы отбирались в период, обеспечивающий возможность оценки степени загрязненности донных отложений. Опробование производилось в меженьный период – 10 октября 2013 года и 10 августа 2014 года. Определение химического состава донных отложений и воды р. Ушайки выполнено в аккредитованной гидрохимической лаборатории НОЦ «Вода» Томского политехнического университета (ТПУ).

Результаты исследования и их обсуждение

10 октября 2013 года опробование донных отложений производилось в 4 пунктах, размещенных выше и ниже мест выпуска сточных вод: №1 микрорайон Степановка (пер. Богдана Хмельницкого), №2 ул. Балтийская, №3 ул.Лермонтова, №4 ул. Набережная реки Ушайки. В донных отложениях реки Ушайки методом атомно-эмиссионной спектроскопии с ИСП установлено присутствие 31 элемента, максимальные содержания среди которых характерны для Al, Ca, Fe и Mg. Наиболее высокие концентрации химических элементов, по сравнению с другими пунктами отбора, выявлены в донных отложениях пункта №3 – Ba, Cd, Cr, Cu, Pb, V. Донные отложения р. Ушайки оценены как почва [в соответствии 2, 5], так как предельно-допустимые концентрации (ПДК) для донных отложений отсутствуют. Содержание As, Cu, Ni, Zn в донных отложениях в пунктах №1 и №2 превышает значение предельно-допустимой концентрации (ПДК) химических веществ в почве, содержание As, Cu, Ni, Zn, Co, Pb больше ПДК в пункте №3, содержание As, Cu, Ni, Zn, Co – в пункте №4. В сравнении со средними арифметическими значениями геохимических показателей донных отложений малых и средних рек Сибири зоны тайги (А) донные отложения реки Ушайки имеют более высокие содержания – Ca и Mg в пункте №2, As, Ca, Cd, Cu, Mg, Pb и Zn в пункте №5, Ca, Cu, Mg, Pb и Zn в пункте №6 и менее значительные – Al, Ba, Co, Cr, Fe, Mn, Na, Ni, и V во всех пунктах (табл. 1).

В отечественной научной и нормативной литературе закреплен подход, в соответствии с которым в створе для группы из M веществ с одинаковым лимитирующим признаком вредности (ЛПВ) должно соблюдаться условие [7]: $\sum_i^M \frac{C_i}{ПДК_i} \leq 1$.

Условие $\sum C_i / ПДК_i \leq 1$ не соблюдается ни в одном из пунктов отбора проб как для веществ с общесанитарным лимитирующим признаком вредности, так и с транслокационным.

10 августа 2014 года опробование донных отложений производилось в 6 пунктах: №1 микрорайон Степановка (пер. Богдана Хмельницкого), №2 ул. Балтийская, №3 ул. Л. Толстого, №4 ул. Киевская, №5 ул. Лермонтова, №6 ул. Набережная реки Ушайки. В донных отложениях реки Ушайки методом водной вытяжки установлено присутствие 4 элементов (табл.3), максимальные содержания среди которых характерны для Ca и HCO_3^- , определено рН. Наиболее высокие концентрации химических элементов, по сравнению с другими пунктами отбора, выявлены в донных отложениях пункта №5 – Ca, Mg, Cl и пункта №6 – HCO_3^- . Оценка донных отложений р. Ушайки как почв не производилась, так как предельно-допустимые концентрации (ПДК) для почв для данных элементов отсутствуют.

Заключение

Проведенные исследования не позволили выявить четкой тенденции изменения содержания элементов в донных отложениях. Превышения содержаний элементов в 2013 году значений предельно-допустимой концентрации (ПДК) химических веществ в почве и средних арифметических значений геохимических показателей донных отложений малых и средних рек Сибири зоны тайги (А) говорит о возможном влиянии на химический состав донных отложений р.Ушайки как выпусков ливневой канализации и сточных вод предприятий, так и перераспределения твердого стока в реке.

Таблица 1

Химический состав донных отложений р. Ушайки в осенний период 2013 г.

Элемент	№1, мг/кг	№2, мг/кг	№3, мг/кг	№4, мг/кг	ПДК, мг/кг	А, мг/кг	Класс опасности	Лимитирующий показатель вредности
Ag	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	-	-	-	-
Al	3936,0	11900,0	21560,0	10520,0	-	42271	-	-
As	2,480	3,462	5,747	3,105	2	5,1	1	Транслокационный
B	1,125	3,497	9,285	3,154	-	-	2	-
Ba	22,82	69,73	139,7	69,57	-	558,6	3	-
Be	0,075	0,273	0,457	0,253	-	-	-	-
Bi	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	-	-	-	-
Ca	5801,0	7535,0	14780,0	10160,0	-	6563	-	-
Cd	0,031	0,076	1,013	0,188	-	0,35	1	-
Co	2,714	4,985	7,795	5,397	5	15,6	2	Общесанитарный
Cr	7,371	18,35	53,89	22,37	-	141,2	2	-
Cu	5,071	4,558	38,14	22,40	3	22,3	2	Общесанитарный
Fe	4588,0	9101,0	12200,0	10240,0	-	22548	-	-
K	490,9	900,3	3485,0	310,9	-	12200	-	-
Li	3,481	12,09	18,40	11,27	-	-	-	-
Mg	1470,0	2967,0	4340,0	2891,0	-	2768	-	-
Mn	89,27	421,9	466,9	304,5	1500	839,7	3	Общесанитарный
Mo	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	-	-	2	-
Na	543,5	662,8	794,0	570,0	-	8131	-	-
Ni	4,463	10,56	20,15	12,08	4	35,9	2	Общесанитарный
Pb	2,004	5,240	35,74	11,02	32	9,9	1	Общесанитарный
Sb	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	4,5	-	2	Водно-миграционный
Se	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	-	-	-	-
Si	70,52	70,47	74,77	43,60	-	360000	-	-
Sn	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	-	-	-	-
Sr	32,72	46,86	75,48	50,89	-	-	3	-
Te	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	-	-	-	-
Ti	144,9	238,2	243,8	248,0	-	4232,2	-	-
V	9,786	19,91	33,07	19,32	150	111,1	3	Общесанитарный
W	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	-	-	-	-
Zn	24,15	42,15	127,9	67,48	23	46,9	1	Транслокационный

Примечание: А – среднее арифметическое значение геохимических показателей донных отложений малых и средних рек Сибири зоны тайги [4].

Таблица 2

Соотношение фактических и предельно допустимых концентраций микроэлементов в донных отложениях р. Ушайки в осенний период 2013 г

Лимитирующий показатель вредности	Σ С _i / ПДК _i			
	№1	№2	№3	№4
Общесанитарный (Co, Cu, Mn, Ni, Pb V)	3,54	5,73	20,96	12,24
Транслокационный (As, Zn)	2,29	3,56	8,43	4,49

Таблица 3

Химический состав донных отложений р. Ушайки по состоянию на летний период 2014 года

Элемент	№1	№2	№3	№4	№5	№6
pH, ед pH	7,73	7,56	7,66	7,22	7,55	7,23
Ca, мг/кг		80	180	90	450	160
Mg, мг/кг		18,3	24,4	18,3	48,8	18,3
HCO ₃ ⁻ , мг/кг	378,2	274,5	293	311	390,4	579,5
Cl, мг/кг		14,4	18,4	16,4	30,3	21,35

Литература

1. ГОСТ 17.1.5.01-80. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к отбору проб донных отложений водных объектов для анализа на загрязненность.
2. ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.
3. РД 52.24.609-99. Методические указания организация и проведение наблюдений за содержанием загрязняющих веществ в донных отложениях
4. Савичев О.Г., Фунг Тхай Зыонг. Зональные закономерности изменения химического состава речных донных отложений Сибири и условия его формирования//Известия Томского политехнического университета серия "Науки о Земле". – Томск, 2013. – № 1. – С. 157 – 161
5. СанПиН 2.1.7.1287-03. Санитарно-эпидемиологические требования к качеству почвы.
6. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2007 г. / Авторы: Гл. ред. А. М. Адам, редкол.: В.А. Коняшкин, С.Н. Воробьев; Департамент природн. ресурсов и охраны окружающ. среды Администрации Том. обл., ОГУ «Облкомприрода» Администрации Том. обл. – Томск: Графика, 2008. – 148 с.
7. Экологическое нормирование: методы расчета допустимых сбросов загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты суши: учебное пособие. Часть 1 / О.Г. Савичев, К.И. Кузеванов, А.А. Хвацевская, В.В. Янковский; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – 3-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 108 с.

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ВОДОСНАБЖЕНИЯ НАСЕЛЕНИЯ АЛТАЙСКОГО РАЙОНА**А.С. Гейвус, К.К. Кузеванов**

Научный руководитель профессор Е.М. Дутова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Целью работы является оценка химического состава и качества подземных вод Алтайского района, а также построение гидрогеохимических карт Алтайского района с помощью ПК ArcGIS. В основу данной статьи положены исследования сотрудников кафедры гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Национального исследовательского Томского политехнического университета, а именно Е.М. Дутовой, Д.С. Покровского и др. [2].

Алтайский район входит в состав Республики Хакасия, и располагается на востоке центральной части республики. Районным центром является с. Белый Яр. Алтайский район располагается в степной зоне с искусственно созданными сосновыми борами и лесополосами, множеством озер, одно из которых – Алтайское. На озере Алтайское более 100 лет назад был построен солезавод, ныне закрытый. Первое, серьезное исследование озера было проведено лишь весной 1989 года. Наряду со значительными запасами высокоминерализованных вод на дне озера Алтайское сформировались большие запасы лечебных сульфидных грязей [4].

Подземные воды на территории Алтайского района используются для водоснабжения населенных пунктов. Воды по своему составу преимущественно пресные нейтральные гидрокарбонатные натриевые. Анализ проб, показал, что вода, используемая в питьевых целях имеет высокую жесткость [2].

В ходе исследований были построены карты химического состава вод Алтайского района, на которые были нанесены градуированные изолинии жесткости, железа общего, минерализации (Рис. 1). На основе этих карт можно сказать, что преимущественно жесткость имеет значения 4-7 мг-экв/л на территории Алтайского района. На северо-западе района значения превышают 17-19 мг-экв/л, т.е. вода очень жесткая для этого участка территории. Для всей остальной части района вода средней жесткости. По нормам СанПиН 2.1.4.1074-01 жесткость питьевой воды должна быть не выше 7,0 мг-экв/л.

Построения проводились с помощью программного продукта компании ESRI – ArcGIS, позволяющего визуализировать (представить в виде цифровой карты) большие объемы

статистической информации, имеющей географическую привязку. ГИС включает в себя возможности систем управления базами данных, редакторов растровой и векторной графики и применяется в различных областях, как в России, так и за рубежом [5]. Исходными данными являлись растровая карта, включающая в себя административные районы, точки опробования, населенные пункты Республики Хакасия и файл с гидрогеохимической базой данных по территории Республики Хакасии в формате электронных таблиц EXCEL.

Задачами работы являлись:

Построить изолинии с использованием модуля Spatial Analyst (- построена непрерывная поверхность распределения компонента, - вычислены изолинии с определенным шагом, - изолинии распределения компонента обрезаны слоем административной границы района).

Подготовить компоновку карты общей минерализации, общей жесткости, железа общего в изолиниях для печати и экспортировать ее в один из доступных графических форматов.

Созданная в ходе данной работы карта позволяет проанализировать гидрохимическое состояние подземных вод Алтайского района.

В результате работы можно сделать вывод, что много населенных пунктов района потребляют некондиционную воду с превышающей ПДК жесткостью, сверхнормативными содержаниями сульфатов и хлоридов для хозяйственно-питьевого назначения. Также присутствует загрязнение подземных водоносных горизонтов нефтепродуктами. Особое влияние на экологическое состояние Алтайского района такие предприятия как Саянский алюминиевый завод, Изыхский угольный разрез, пшеницефабрика «Сибирская губерния», асфальтовый завод [4].

Для уменьшения воздействия на подземные воды следует проводить ряд мероприятий по улучшению качества вод, используемых для водоснабжения населения. В качестве варианта мероприятий можно

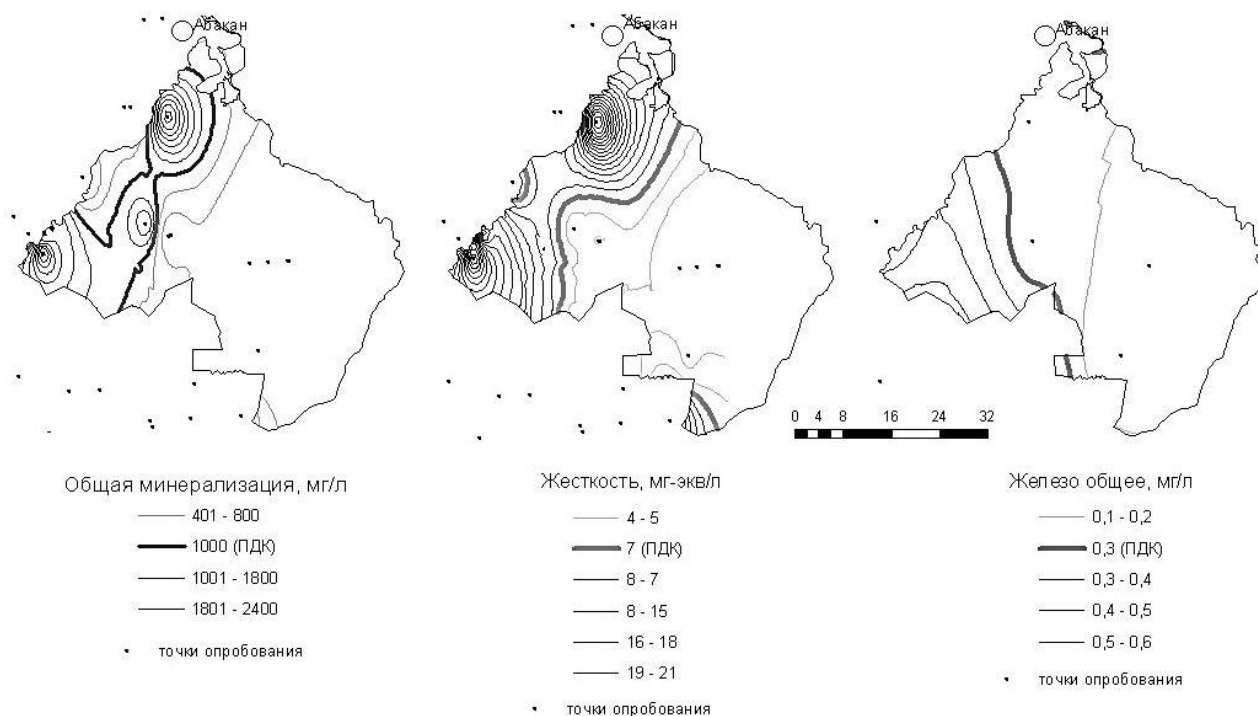


Рис.1 Распределение химических компонентов

предложить закачку микроорганизмов в зону сезонных колебаний уровней подземных вод, т.е. микробиологическая рекультивация водоносных горизонтов, загрязнённых нефтепродуктами. Но данный метод должен быть тщательно проверен, так как технология обработки территории определяется степенью ее загрязненности [1].

Литература

1. Наливайко Н.Г., Сыроватко Ю.С., Дутова Е.М., Покровский Д.С. Характеристика микробиологической составляющей подземных вод Республики Хакасия в условиях углеводородного загрязнения // Вестник Томского государственного университета, 2007/ – № 300. – с. 190 – 194
2. Обеспечение населения Республики Хакасия питьевой водой / Д.С. Покровский, Е.М. Дутова, К.И. Кузеванов [и др.]. – Абакан, КГР по РХ, 1999. – 118 с.
3. Подземные воды Республики Хакасия и водоснабжение населения / Д.С. Покровский, Е.М. Дутова, А.А. Булатов, К.И. Кузеванов. – Томск: Изд-во НТЛ, 2001. – 300 с.
4. Информационный сайт Хакасия.ru [Электронный ресурс]: URL: http://hakasiya19.ru/publ/rajony_khakasii/64. Дата обращения 26.11.2014]
5. Esri - GIS Mapping Software, Solutions, Services, Map Apps, and Data [http](http://www.esri.com) [Электронный ресурс]: URL: <http://www.esri.com>, свободный. Дата обращения: 27.11.2014

ИЗУЧЕННОСТЬ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ДОБЫЧИ УГОЛЬНОГО МЕТАНА НА ЧАЛТОКСКОМ УЧАСТКЕ (КУЗБАСС)**А.Г. Гридасов, М.С. Воротынцев**

Научный руководитель доцент К.И. Кузеванов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Чалтокский участок находится в Ерунаковском промышленном районе Кузнецкого бассейна в 130 км к северо-востоку от г. Киселёвска и примыкает к западной границе Нарыкско-Осташкинской площади, на которой активно развивается добыча метана угольных пластов (МУП) скважинным способом. В период с 2013 по 2014 год проводилось изучение гидрогеологических условий участка с целью определения его перспективности для добычи МУП и получения исходных данных для проектирования промысла. В рамках работ по изучению Чалтокского участка мы принимали непосредственное участие в гидродинамическом опробовании скважины № СН-15. После завершения полевых работ нами были проведены анализ и интерпретация полученных экспериментальных данных. В результате получены фильтрационные параметры толщи угленосных пород до глубины 500м [1]. Данная работа посвящена обобщению имеющихся и определению недостающих данных о гидрогеологических условиях Чалтокского участка, с целью определения условий добычи МУП и особенно связанных с ней природоохранных мероприятий.

Геологическое строение Чалтокского участка определяет его расположение в западной части крупной брахисинклинальной структуры, сложенной отложениями пермского, триасового и юрского возрастов. Пермские угленосные отложения кольчугинской серии представлены алевролитами, аргиллитами и песчаниками с большим числом маломощных угольных пластов. Вскрытая мощность пермских отложений более километра. Выше залегают триасовые и юрские отложения, представленные в основном слабосцементированными, часто выветрелыми песчаниками, и в меньшей степени алевролитами и аргиллитами. Суммарная мощность отложений Триаса и Юры возрастает до 500 м в направлении к центру брахисинклинали, на её периферии отложения могут полностью отсутствовать. Геологический разрез венчают отложения четвертичного возраста, представленные глинами, суглинками, песками и крупнообломочными отложениями.

Гидрогеологические условия Чалтокского участка определяются особенностями геологического строения, пространственной неоднородностью фильтрационных свойств вмещающих пород, условиями питания и разгрузки подземных вод. В силу регионального характера развития экзогенной трещиноватости и климатических особенностей района исследований, для участка характерно активное инфильтрационное питание подземных вод. Области питания приурочены к возвышающимся водораздельным площадям, области разгрузки — к долинам ручьев и рек. Перепад абсолютных отметок рельефа на участке порядка 100 м обеспечивает относительно высокую интенсивность водообмена. На участке выявлена прямая вертикальная гидродинамическая зональность. Фильтрационные характеристики четвертичных отложений резко неравномерны и практически не исследованы, водоносные горизонты как правило приурочены к аллювиальным образованиям речных долин и имеют безнапорный характер. Водоносный комплекс нижележащих

триасовых и юрских отложений характеризуется высокой водообильностью, обусловленной литологическим строением и интенсивной экзогенной трещиноватостью вмещающих пород, воды комплекса напорно-безнапорные. Водоносный комплекс пермских отложений характеризуется низкой водообильностью, фильтрационные свойства пород определяются наличием и открытостью трещин, водопроницаемость с глубиной снижается. Воды комплекса напорные [2, 3].

В результате проходки и опробования скважины № СН-15 получены данные о геологическом строении и гидродинамических условиях северо-восточной части Чалтокского участка. Гидродинамическому опробованию подвергалась толща пермских отложений в перспективных для извлечения МУП интервалах глубин 50 - 200 и 200 – 500 м. В ходе проведенных исследований впервые выявлена гидродинамическая неоднородность в разрезе пермских отложений. Ранее считалось, что водоносный комплекс кольчугинской серии в данном районе представляет гидродинамически единую структуру, сложенную из отдельных пропластков, весьма неоднородных по проницаемости и водопроницаемости [4]. Скважиной № СН-15 в разрезе этого водоносного комплекса были вскрыты две гидродинамические зоны, существенно различающиеся по положению статического уровня подземных вод. Разница в отметках, замеренная в процессе выполнения опытно-фильтрационных работ, достигает 50-ти метров (Таблица 1). Этот факт свидетельствует о наличии мощной водоупорной зоны между опробованными толщами, которая явно не выражена в литологическом составе горных пород и может быть установлена только при проведении поинтервальных опытно-фильтрационных опробований вертикального разреза. Наличие непроницаемой (малопроницаемой) границы между основными гидродинамическими зонами активного и замедленного водообмена вертикального геологического разреза определяет существенные различия в условиях их питания и разгрузки. Соответственно и условия добычи угольного метана для различных глубин на Чалтокском участке будут отличаться.

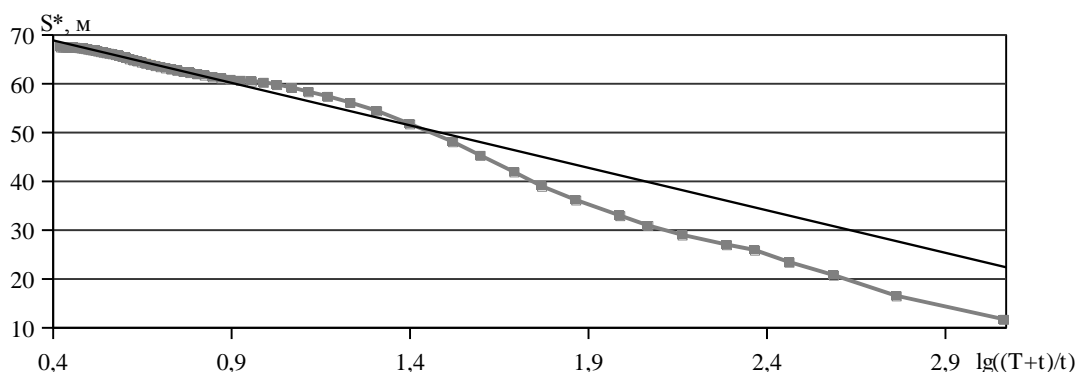


Рис.1

Индикаторная кривая восстановления уровня при опробовании в интервале глубин 50-200 м

Форма кривой восстановления уровня после откачки (рисунок 1), позволяет судить о плановой однородности фильтрационных свойств опробованной толщи и об отсутствии выраженных гидродинамических границ в зоне влияния опыта. Индикаторная кривая для следующего интервала опробований (200-500м) показала идентичные результаты. В свою очередь это свидетельствует о том, что сложные тектонические условия района не повлияли на водопиток к скважине №СН-15. Следовательно, изучаемую толщу в дальнейшем можно рассматривать как однородный пласт, неограниченный в плане.

Таблица 1

Гидродинамические показатели разреза скважины № СН-15

Интервал опробования, м	Мощность проницаемых пород m_{ϕ} , м	Статический уровень $S_{ст}$, м	Дебит Q , л/с	Удельный дебит q , (л/с)/м	Водопроницаемость T , м ² /сут	Коэффициент фильтрации и k_{ϕ} , м/сут
50-200	35,8	32,42	1,82	0,03	1,7	0,05
200-500	50,9	82,86	0,34	0,04	1,5	0,03

Полученные данные позволяют выбрать подходящий для данного участка режим эксплуатации метановых скважин, подобрать необходимые параметры насосного оборудования, определить наиболее оптимальную конструкцию скважин и спланировать мероприятия по увеличению проницаемости угольных пластов. При этом изученность Чалтокского участка остается недостаточной для разработки комплекса природоохранных мероприятий, сопутствующих добыче угольного метана. Чтобы определить комплекс необходимых гидрогеологических исследований, перечислим проблемы, которые требуется решить для обеспечения безопасной по отношению к окружающей среде эксплуатации месторождений МУП:

Оценка взаимодействия эксплуатируемых угленосных толщ и вышележащих горизонтов;

Разработка мероприятий по утилизации попутно извлекаемых некондиционных подземных вод.

Первую проблему можно решить с помощью гидродинамического моделирования процесса эксплуатации месторождения МУП, компенсируя недостаток изученности массива аналогичными данными из других районов с подобным геологическим строением. При этом результаты моделирования желательно подтвердить проведением на участке кустовой откачки из перспективного для добычи МУП водоносного комплекса с наблюдательными скважинами в вышележащих горизонтах.

В отношении второй проблемы решение осложнено многообразием путей утилизации попутных вод. В зависимости от химического состава и количества откачиваемой при добыче МУП воды, возможны следующие способы: сброс на рельеф, сброс в ближайшие водотоки, сброс в искусственные водохранилища, закачка на большую глубину, закачка в приповерхностные водоносные горизонты. Чтобы выбрать подходящий для Чалтокского участка способ, нужно провести химический анализ подземных вод из угленосных пород и, с помощью гидродинамического моделирования, оценить ожидаемое количество попутных вод. Для определения условий утилизации на участке требуется также провести исследования гидродинамических условий и фильтрационных характеристик верхней части геологического разреза: триасовых, юрских и четвертичных отложений.

Литература

1. Гридасов А.Г. Результаты гидродинамических исследований структурной скважины №СН-15 на Чалтокском участке работ по поиску угольного метана (Кузбасс) // 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. Том I; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – с.442 – 44
2. Домрочева Е.В., Лепокурова О.Е., Сизиков Д.А. Геохимическая характеристика подземных вод Нарыкско-Осташкинской площади (Кузбасс) // Известия Томского политехнического университета. Т.325. №1. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – с.94 – 101
3. Рогов Г.М., Попов В.Г. Гидрогеология и катагенез пород Кузбасса. – Томск: Изд-во Томского ун-та, 1985. – 191 с.
4. Шварцев С.Л., Хрюкин В.Т., Домрочева Е.В., Кузеванов К.И., Рассказов Н.М., Попова Т.С., Лепокурова О.Е., Швачко Е.В. Гидрогеология Ерунаковского района Кузбасса в связи с проблемой образования ресурсов и добычи угольного метана // Геология и геофизика – Новосибирск, 2006. – с. 881 – 891.

ПРОБЛЕМА ЧИСТОЙ ВОДЫ В МИРЕ И АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ ГИДРОЭКОЛОГИИ

Ю.А. Деева, Н.А. Кузьмина

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В течение длительного исторического периода в регионе с природными запасами чистой пресной воды человек в полной мере удовлетворял свои потребности в пресной воде, не ощущая в ней недостатка. Однако в связи с интенсивным ростом населения и его производственной деятельностью потребность в воде неуклонно возрастала. В настоящее время проблема загрязнения водной среды является наиболее актуальной. Вода является жизненно важным продуктом для человека. Ее используют как для простого поддержания существования, так и для промышленности, сельского хозяйства и производства энергии.

На планете Земля достаточно большое количество воды. Проблема в том, что 97,5% является соленой, а две трети пресной заморожены. Сегодня более миллиарда человек не имеют доступа к чистой питьевой воде, а два миллиарда с лишним живут в неудовлетворительных санитарных условиях. Лишь 8% запасов пресной воды на планете употребляется в питьевых целях. Основными источниками питьевой воды являются реки и пресные озера, которые распространены на континентах крайне неравномерно. В Европе и Азии, например, где проживает 70% населения, сосредоточено только 39% мировых запасов речных вод. Около 70% воды используется для орошения 22% - в промышленных целях. [1]

Основными причинами недостатка пресной воды в мире являются: интенсивное увеличение потребности в воде в связи с ростом численности населения планеты и развитием хозяйственной деятельности, засуха, исчерпание водных ресурсов вследствие сокращения водоносности рек. Водоносность рек обуславливается вырубкой лесов, распашкой лугов, и осушением пойменных болот, которые приводят к усилению поверхностного стока и увеличению объёма воды, стекающей в моря, а также к сокращению уровня грунтовых вод. Также причинами являются потери пресной воды из-за загрязнения водоёмов сточными водами.

Основными вредными веществами, поступающими в водные объекты со сточными водами, являются нефть и нефтепродукты, аммиак, тяжелые металлы, сложные химические соединения, пестициды. Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводят к появлению нефтяных пятен. Каждая тонна нефти создает нефтяную пленку по площади до 12 км квадратных.[2]

Питьевая вода

Концентрации различных химических элементов в питьевой воде зависят от природных и антропогенных факторов. Природные причины определяются уровнем естественного содержания элементов в открытых водоемах, подземных водах, почве и горных породах, а техногенные или антропогенные – поступлением в окружающую среду химических элементов в результате хозяйственной деятельности человека. Содержание в питьевой воде тяжелых металлов (свинец, медь, никель, цинк), а также марганца и хрома зависит как от гидрохимических особенностей территории, так и от специфики техногенного воздействия на окружающую среду. Специалистами установлено, что если концентрации различных металлов в питьевой водопроводной воде превышают питьевой уровень, это является подтверждением их техногенного, а не природного происхождения. Обычно это происходит при различных авариях.

На Всемирном экономическом форуме Global Risks в Давосе в 2013 году, эксперты назвали проблему воды в качестве одного из четырех глобальных рисков, стоящих перед бизнесом в двадцать первом веке.

Несколько кампаний, таких как Goldman Sachs, General Electric, и Shell совместно с институтом мировых ресурсов разработали онлайн-платформу под названием Акведук, показывающую реальную картину водных рисков (водной ситуации) по всему миру. Используя эти данные, мы можем найти эффективные решения проблемы чистой воды.[3]

Возможные способы решения проблемы:

- 1) Распространение СМИ выгоды функционирования систем водоснабжения и водоочистки
- 2) Создание мощных организаций и институтов с целью более эффективного управления водными ресурсами

3) Специалисты по водным ресурсам должны переориентировать свою деятельность с задачи по увеличению количества воды на задачу обеспечения водой лучшего качества

4) Новые инновационные партнерские отношения с субъектами частного сектора. Государство частично инвестирует такие организации, и уже несколько стран по всему миру- от Колумбии и Мексики до Китая и США- уже начали инвестировать в этом направлении.

5) Во многих компаниях, связанных с пользование водных ресурсов решения принимаются без дальнейших последствий. Поэтому необходимо ввести строгие правила на услуги ирригации (орошения) и дренажа, энергетики и природоохранных объектов для улучшения состояния здоровья большей части населения.

6) Улучшение управления и устойчивого использования ограниченных водных ресурсов.

Актуальные задачи гидроэкологии

Гидроэкология, как предмет, изучает водные экосистемы и их связи с окружающей средой. И на данный момент становится актуальным разработка критериев и стандартов качества воды. Таким образом задачами гидроэкологии являются:

- Решение вопросов использования водоемов для целей водоснабжения
- Значение имеют гидроэкологические исследования при решении ряда медицинских и ветеринарных проблем, связанных с передачей различного рода заболеваний через воду и водные ресурсы
- Охрана гидротехнических сооружений от повреждений их обитателями водоемов, борьба с обрастанием подводных частей судов, разработка мер предохранения металла и бетона от коррозии
- Гидроэкологические исследования на процессы зарастания водоемов и водотоков, изучаются образующиеся при поливе микроводоемы, их население.

Рассмотрим на конкретном примере.

Тилигульский лиман- лиман в Одесской и Николаевской областях Украины, на побережье Черного моря.[4]

Как водный объект, с одной стороны он является главным базисным элементом природной экосистемы прилегающих территорий, а с другой- интегрирует (суммирует) все негативные последствия антропогенной деятельности и изменений климата.

Первоочередная задача заключается в разработке стратегии управления водными ресурсами лимана с учетом современного состояния и перспективных планов хозяйственной деятельности на водосборе.

Основные задачи:

1. Сбор и обработка исходной информации для анализа климатических изменений гидрометеорологических характеристик, сценарного гидроэкологического моделирования с учетом антропогенных и климатических факторов.

2. Разработка качественных сценариев будущего развития социально- экономической ситуации, оптимального моделирования с учетом антропогенных и климатических факторов.

3. Сценарное гидроэкологическое моделирование количественных характеристик пресного стока с водосборного бассейна р. Тилигул и Тилигульского лимана, его качественных гидрохимических показателей с учетом будущих изменений климата, земле- и водопользования.

4. Сценарное моделирование изменений гидроэкологического режима Тилигульского лимана в условиях водообмена с морем через искусственный соединительный канал, изменяющейся антропогенной нагрузки и ожидаемых климатических изменений.

5. Разработка научно- обоснованной стратегии и элементов системы принятия решений для комплексного управления водными ресурсами лимана с учетом антропогенной деятельности на водосборе и ожидаемых климатических изменений.

Вывод:

В 2007 году по инициативе Генерального секретаря ООН был создан CEO Water Mandate, предназначенный для оказания помощи компаниям по разработке, внедрению и раскрытию устойчивости воды. К 2013 году около 100 компаний подписали Глобальный договор ООН и обязались разрабатывать и осуществлять политику водоустойчивости, а также работать с субъектами за пределами их собственных операций с целью улучшения водной ситуации.

Литература

1. http://www.prozapas.com.ua/ru/news/mir_vokrug_nas/247.html
2. <http://www.myshared.ru/slide/561769/>
3. <http://www.wri.org/our-work/project/aqueduct>
4. https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%B8%D0%BB%D0%B8%D0%B3%D1%83%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%BB%D0%B8%D0%BC%D0%B0%D0%BD

ДЕФИЦИТ ПРЕСНОЙ ВОДЫ. ПОЛИТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

В.В. Дребот, Е.А. Ворожейкина, М.О. Баркова

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Запасы воды на Земле колоссальны, но возможность их использования ограничена в первую очередь природными факторами в том числе экологическими хотя все еще нередко встречаются оценки например, гидроэнергетического потенциала при расчете которых экологические ограничения совсем не принимаются во внимание. Огромная масса воды в Мировом океане имеет высокую соленость запасы пресной воды в ледниковых покровах малодоступны из-за удаленности и состояния в твердой фазе, как и грунтовые льды мерзлых пород. Значительная часть подземных вод минерализована и залегают на больших глубинах половина массы озерной воды также засолена. Поэтому количество пресной воды доступной для потребления оказывается существенно ограниченным в сопоставлении с современными потребностями цивилизаций [2].

Дефицит пресной воды - явление, знакомое человечеству с древнейших времен. Не раз он становился причиной кризисов и социальных катастроф. В традиционном обществе дефицит воды случался в локальных масштабах, и обусловленные им кризисы тоже оставались локальными. Но по мере развития человечества увеличивались масштабы и вододефицита, и кризисов. Именно водный кризис, обусловленный последствиями грандиозных работ по гидромелиорации (а именно - вторичным засолением почвы), стал причиной гибели цивилизации Древнего Двуречья. Аналогичные проявления неумелого водопользования привели к экономическому ослаблению Карфагена, последовавшему затем его поражению в войнах с Римом и фактическому исчезновению с карты Древнего Средиземноморья. В наши дни водный кризис приобретает глобальные масштабы.

По данным ООН, уже сейчас более 1,2 млрд людей живут в условиях постоянного дефицита пресной воды, около 2 млрд страдают от него регулярно (в сухой сезон и т. п.). По прогнозам ФАО, к середине третьего десятилетия XXI в. численность живущих при перманентной нехватке воды превысит 4 млрд человек [1].

Недостаток пресной воды и бедность тесно коррелируют водный дефицит нарастает вместе с нищетой и голодом, а следовательно вносит вклад в возникновение и усиление угроз локальных войн (со всеми вероятными осложнениями в более широких масштабах) и терроризма (в том числе и глобального). Не менее серьезной может быть угроза, обусловленная антисанитарией, неизбежно сопровождающей острый дефицит воды в коммунальном хозяйстве, - она становится причиной возникновения очагов инфекционных болезней и порождаемых ими эпидемий. Помогая развивающимся странам решить проблему обеспеченности пресной водой, развитые государства будут охранять себя от этих угроз, и превентивные меры, как всегда, в конечном счете, обойдутся гораздо дешевле, чем борьба с последствиями. Однако помощь - нерыночная форма взаимодействия, хотя методы ее реализации не исключают рыночных элементов, а среди результатов могут быть и рыночные эффекты [2].

Нет сомнений в том, что проблема дефицита пресной воды становится весьма существенным фактором мировой политики. Обеспечение международной безопасности потребует самого серьезного отношения к ней, а открывающиеся для носителей передовых технологий экономические перспективы, подогреваемые сопутствующими политическими возможностями, обусловят интерес к ней структур бизнеса. Проблемы пресной воды станут сюжетом глобальных политических и экономических игр. Непродуманные решения в такой ситуации - верный путь в ловушку. Но уже

сейчас существуют политические проблемы связанные с использованием воды, обусловленные принадлежностью многих водных объектов одновременно разным странам.

Высокие гидрологические показатели водообеспеченности на душу населения на самом деле не всегда отражают реальную экономическую картину, так как освоение, казалось бы, доступных ресурсов может оказаться экономически нецелесообразным в силу неэффективности или даже практически невозможным в силу каких-либо политических, социальных, экологических и иных причин. Специфическая ситуация возникает с так называемыми международными водами, когда в бассейне одной и той же реки расположено несколько государств или река протекает по границе между двумя государствами. Страны, расположенные ниже по течению, могут столкнуться с нехваткой воды или даже лишиться ее из-за регулирования стока в верхнем течении. Примеров таких рек много. Среди крупных рек мира это, в частности, Нил и Конго в Африке, Колорадо и Ла-Плата в Америке, Ганг и Амур - в Азии, Дунай и Рейн - в Европе. Водосборные бассейны трансграничных и пограничных рек занимают 45,3% территории суши (без Антарктиды).

Трансграничные и пограничные реки:

В мире не менее 261 речных водосборов, занимающих 45,3% суши (без Антарктиды) являются международными. 71 подобная река находится в Европе, 53 - в Азии, 39 - в Северной и Центральной Америке, 38 - в Южной Америке и 60 - в Африке. 155 из них разделены между двумя странами, а остальные - между тремя и более странами. Примерно 50 стран имеют не менее 75% своей территории в пределах международных речных бассейнов. На водосборах международных рек проживает более 40% населения мира.

Проблем с использованием международных вод или трансграничного стока не возникает при изобилии других водоисточников, но если такие реки служат основными водными ресурсами для стран, расположенных в их бассейне, то экономические противоречия и политические конфликты практически неизбежны. За последние 50 лет зафиксировано 507 споров из-за воды, из них 37 привели к острым конфликтам, в том числе 21 сопровождался военными акциями. Такие конфликты имеют длительную историю, так как вода всегда служила инструментом давления при разрешении не только обусловленных водными проблемами, но и иных коллизий. Доступ к воде был источником споров и разногласий, как при попытках гидротехнического строительства, так и при загрязнении вод [2].

Границы, существующие на картах Ближнего Востока и Северной Африки, в значительной степени являются результатом непрерывных конфликтов из-за воды, перемирий и планов мирного урегулирования. Проблема воды, угрожающая национальной безопасности и внутренней стабильности государств региона, становится катализатором для конфронтации в этом регионе.

Начиная с 1990 года, Программа развития ООН издает ежегодный доклад, который в 2006 году получил название “Вне рамок дефицита: власть, бедность и глобальный водный кризис”. Значительное внимание в этом докладе было уделено проблеме воды в странах Ближнего Востока и Северной Африки. В этом регионе более 44 миллионов человек не имеют возможность потреблять хорошо очищенную воду, 96 миллионов вообще не имеют доступа к очистке воды. В докладе отмечается, что “недостаток чистой воды и очистки уничтожает человеческий потенциал в эпическом масштабе”.

Говоря об этой проблеме, следует начать с того, что ресурсы воды на Ближнем Востоке год от года резко уменьшаются. При этом, что на территории Ближнего Востока и Северной Африки проживает 5% мирового населения, на нее приходится лишь 0,9% мировых запасов воды. Число стран Ближнего Востока и Северной Африки, нуждающихся в воде, с 3 в 1955 г. (Бахрейн, Иордания и Кувейт) увеличилось до 11 в 1990 году (включая Алжир, Сомали, Тунис, Объединенные Арабские Эмираты и Йемен). Ожидается, что еще 7 стран (Египет, Эфиопия, Иран, Ливия, Марокко, Оман и Сирия) присоединятся к списку к 2025 г. Общий возобновляемый запас воды в регионе составляет приблизительно 2,4 млрд. кубических метров в год, в то время как потребление воды составляет 3 млрд. кубических метров. Существующий дефицит воды компенсируется ее извлечением (без пополнения) из грунтовых и подземных источников.

Следует отметить, что уже существуют сложившиеся конфликтные ситуации, возникшие в отношении главных рек региона. К числу главных конфликтов, связанных с распределением воды, следует отнести:

— конфликт между Турцией и Сирией (из-за рек Тигр и Евфрат);

— конфликт между Египтом, Суданом и Эфиопией (из-за реки Нил);
— конфликт между Израилем, Палестинской Автономией и Иорданией (из-за бассейна реки Иордан).

Каковы же пути выхода из конфликтных ситуаций по проблеме воды в регионе? На данный момент уже существует несколько проектов решения водной проблемы на Ближнем Востоке и в Северной Африке. К их числу можно отнести предложенный Турцией “мирный трубопровод”, разработанный для переброски воды из турецкого Сейхана (Seyhan) и Цейхана (Ceyhan) в Саудовскую Аравию, Кувейт и другие страны Персидского залива. Также существовали проекты импортирования воды морем или распределения воды через всестороннюю систему распределения и т.д. Однако на данный момент все эти проекты по тем или иным причинам потерпели неудачу.

В ближайшем будущем сочетание политической борьбы, чрезмерной эксплуатации природных ресурсов, а также их загрязнение может сделать нехватку пресной воды предпосылкой для увеличения напряженности в этом регионе.

В свое время покойный король Иордании Хусейн утверждал, что “единственный вопрос, который ввергнет Иорданию в войну, — это вода”. Того же мнения придерживается и бывший генеральный секретарь ООН Бутрос Бутрос Гали, утверждающий, что “следующая война на Ближнем Востоке будет за воду”. Справедливы ли подобные предсказания, покажет время. На данный момент очевидным является то, что необходима выработка четких правовых гарантий в отношении доступа и потребления водных ресурсов странами данного региона. Будущие усилия нормализовать напряженные региональные отношения в этом вопросе должны учитывать исторические и геополитические особенности региона, сконцентрироваться на равноправном распределении доступных ресурсов, создании структуры защиты, гарантирующей безопасность [3].

Конфликты при распределении международных вод:

Еще 4500 лет назад в Месопотамии велась война за водоисточники между государствами-городами Лагаш и Умма. Похожая напряженная обстановка в этом регионе отмечается и сейчас: в январе 1990 г. Турция, где находятся верховья рек Тигр и Евфрат и зона формирования стока этих рек, на месяц остановила сток реки Евфрат в Сирию и Ирак для заполнения водохранилища Ататюрк. Кроме этой плотины, в Турции имеется проект строительства еще 22 плотин для орошения и получения энергии общей стоимостью 32 млрд. долларов, что может снизить сток в Сирию в средний по водности год на 35%, а в маловодный - намного больше. В настоящее время Турция и Сирия имеют только временное соглашение о распределении воды реки Евфрат, а с Ираком серьезных переговоров не проводилось.

В более выгодном положении оказываются страны, расположенные выше по течению рек, так как у них имеются возможности диктовать свои условия в вопросах использования воды тем, кто расположен ниже и, таким образом, оказывается в зависимости от соседа. Например, Израиль получает значительную часть воды с сопредельных территорий (0,5 куб. км в год), Узбекистан - более 65%, а в Бангладеш почти вся вода поступает с территории Индии, а в Египет - из стран выше по течению реки Нил. Хорошо известны конфликты за воду, например, на Ближнем Востоке, между Индией и Бангладеш, а сейчас и странами Нильского бассейна. Возможность вооруженных конфликтов за водные ресурсы в недалеком будущем не представляется невероятной.

За последние 50 лет зафиксировано 1228 совместных инициатив по использованию трансграничных водотоков и международных озер, в том числе подписано 150 соглашений об использовании вод, которые делают международные отношения в области управления водными ресурсами более устойчивыми. Совместно используемые воды могут быть предметом сотрудничества между странами. Так, еще в 1950-е годы страны расположенные в водосборе реки Рейн, создали многостороннюю комиссию для решения различных проблем, в особенности связанных с окружающей средой. Другой пример - это совместные усилия США и Канады по очистке Великих озер. В Европе существуют региональные конвенции по охране Северного, Балтийского и Средиземного морей. В период войны во Вьетнаме, а также и при других конфликтах, Камбоджа, Лаос, Таиланд и Вьетнам заключили при поддержке Организации Объединенных Наций соглашение о водопользовании в водосборе реки Меконг. Комиссия по реке Инд, учрежденная Индией и Пакистаном при поддержке Всемирного банка пережила две войны между этими странами. В 1999 г. создан специализированный орган по бассейну Нила, где проживает

160 млн человек и расположено 10 государств, для обеспечения равноправного пользования водой и поддержки экономического развития этого региона.

В 1997 г. ООН рассмотрела конвенцию о международных водах, в которой содержится два ключевых принципа их распределения: один - справедливое и разумное использование и второй - обязательство не причинять значительного ущерба. Против конвенции проголосовали Турция, Китай и Бурунди. Несмотря на заключение многочисленных соглашений по использованию международных вод, еще не решены важнейшие конкретные вопросы: механизмы и стандарты контроля при осуществлении положений соглашений, условия распределения водных ресурсов с учетом имеющихся ресурсов и спроса [2].

Литература

1. Данилов-Данильян В.И. Глобальная проблема дефицита пресной воды / В.И. Данилов-Данильян // Век глобализации. – 2008. – №1
2. Данилов-Данильян В.И. Потребление воды: экол., экон., соц. и полит. аспекты / В.И. Данилов-Данильян, К.С. Лосев; Рос. акад. наук, Ин-т вод. Проблем. – М.: Наука, 2006. – 218 с. – ISBN 5-02-033985-7.
3. Водные войны [Электронный ресурс]. – <http://old.aquaexpert.ru>

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СЕЙСМИЧНОСТИ НА ФОРМИРОВАНИЕ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ В СОСТАВЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД (СТАНЦИЯ ПИНАЧЕВО, ПОЛУОСТРОВ КАМЧАТКА)

А.С. Ефстифеева, Н.В. Гусева

Научный руководитель зав.лаб. геофизических исследований КФ ГС РАН
Г.Н. Копылова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Территория полуострова Камчатка рассматривается как зона перехода от структур с корой континентального типа к структурам с океанической корой, что обуславливает высокую сейсмичность региона. Поэтому вопрос об изучении и поиске новых предвестников землетрясений, является одним из самых актуальных.

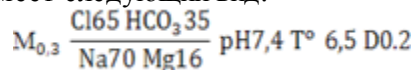
Определенные успехи в этом направлении достигнуты при изучении гидрогеохимических предвестников землетрясений. На основе наблюдений за режимом подземных фиксируются аномалии в изменении концентраций отдельных компонентов на стадии подготовки и реализации землетрясений. Тем не менее, вопрос о генезисе таких гидрогеохимических аномалий рассмотрен в научной литературе недостаточно, однако это необходимо для понимания геохимических процессов формирования гидрогеохимических предвестников и прочих эффектов сейсмичности в изменениях состава подземных вод.

Целью данной работы является анализ гидрогеосейсмических вариаций химического состава подземных вод, как отражение изменений состояния системы вода-порода. В основу работы положены результаты исследования химического состава вод каптированного источника Р-II гидрогеологической станции Пиначево (г. Петропавловск-Камчатский) с 1989 по 1992 гг. Данные режимных наблюдений предоставлены Камчатским филиалом Геофизической службы РАН. В этот период было отмечено крупное сейсмическое событие - камчатское землетрясение 2 марта 1992 г., с магнитудой (M)=6,8, которое являлось одним из самых мощных за последние десятилетия.

Методика выполнения данного исследования предполагает использование нового подхода к выявлению гидрогеохимических предвестников землетрясений на основе изучения процессов взаимодействия в системе вода-порода. Ранее уже предпринимались подобные попытки изучения геохимических процессов формирования состава подземных вод во времени и постсейсмических эффектов на основе методов равновесной термодинамики и анализа элементарных химических реакций, проходящих в системе вода-порода на примере скважины Морозная 1 [3]. В данной работе использованы подходы, изложенные в [3]. При исследовании насыщенности подземной воды породообразующими минералами использовались уравнения взаимодействия вод с

алюмосиликатными, карбонатными и сульфатными минералами и их основные термодинамические параметры. Степень насыщенности вод относительно вторичных минералов оценивалась с использованием индекса неравновесности [2]. По мере насыщения вод величина A уменьшается и стремится к 0. При пересыщении вод значения A становятся отрицательными, $A = 0$ характеризует равновесное состояние. Способность компонентов водного раствора вступать в химическое взаимодействие, характеризуется активностью иона. Коэффициент активности рассчитывался по уравнению Дебая-Хюккеля для низкоминерализованных растворов [1].

Изливающаяся из источника Р-11 подземная вода - холодная, средняя температура $6,5^{\circ}\text{C}$, нейтральная, величина pH составляет 7,4. Вода пресная с минерализацией 0,3 г/л, гидрокарбонатно-хлоридная магниевая-натриевая, дебит источника 0,2 л/с. Формула ионно-солевого состава источника Р-11 имеет следующий вид:



Для выявления состояния равновесия вод с горными породами имеющиеся гидрогеохимические данные были нанесены на диаграммы полей устойчивости минералов горных пород (рис. 1). Анализ диаграмм (рис. 1) показывает, что взаимодействие рассматриваемых подземных вод с водовмещающими породами носит равновесно-неравновесный характер. Положение точек на диаграммах свидетельствует, что подземная вода находится в состоянии насыщения монтмориллонитами, КППШ и иллитом. В то же время вода не насыщена анальцитом, альбитом, Mg-хлоритом, анортитом и мусковитом. Вода неравновесна с кальцитом, ангидритом и магнезитом. Положение точек в полях устойчивости преимущественно глинистых минералов свидетельствует о начальных стадиях взаимодействия вод с горными породами.

Для выявления степени влияния сейсмических событий на характер взаимодействия вод с горными породами построены графики изменения величины индекса A в 1989-1992 г.г (рис. 2). Анализ графиков показал (рис. 2), что в течение месяца после землетрясения практически для всех минералов наблюдается резкое уменьшение параметра A и, как следствие, увеличение насыщенности вод соответствующими минералам либо стремление к состоянию равновесия. Затем, так же в среднем в течение месяца возвращение параметра к своим обычным величинам. На графике показаны изменение значений параметра A в течение рассматриваемого периода, а так же все землетрясения, который произошли за это время. Самые яркие землетрясения, помимо 2 марта 1992 г., после которых проявились менее сильные постсейсмические эффекты так же отмечены стрелками. Отмечается, что в основном это землетрясения с магнитудой больше 5.

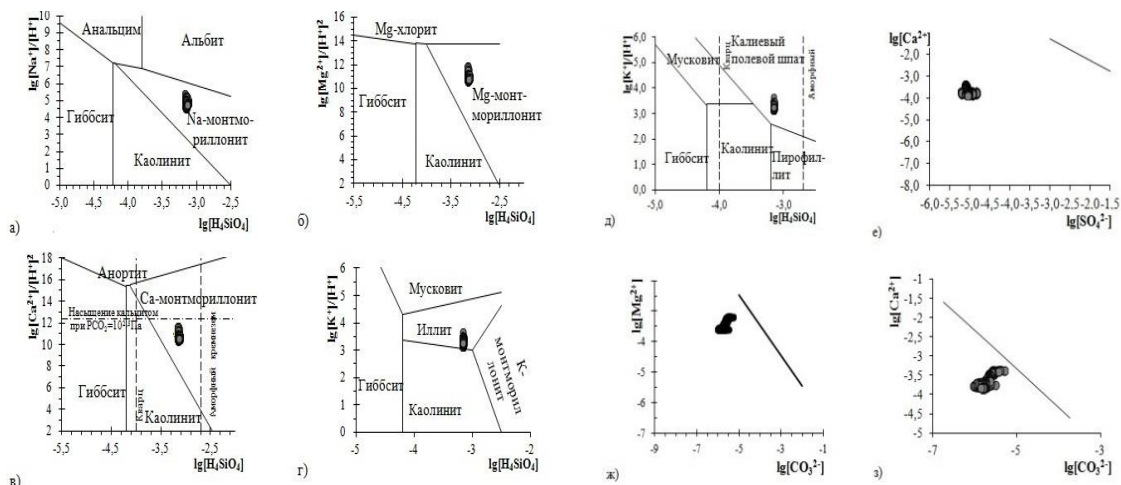


Рис.1 Диаграммы равновесия подземной воды источника Р-11 с алюмосиликатными минералами: гибсит-каолинит-Na-монтмориллонит-альбит-анальцит (а); гибсит-каолинит-Mg-монтмориллонит-Mg-хлорит (б); гибсит-каолинит-Са-монтмориллонит-анортит (в); гибсит-каолинит-К-монтмориллонит-иллит-мусковит (г); гибсит-каолинит-пирофиллит-КППШ-мусковит (д); с ангидритом (е); магнезитом (ж) и кальцитом (з) при температуре 25°C .

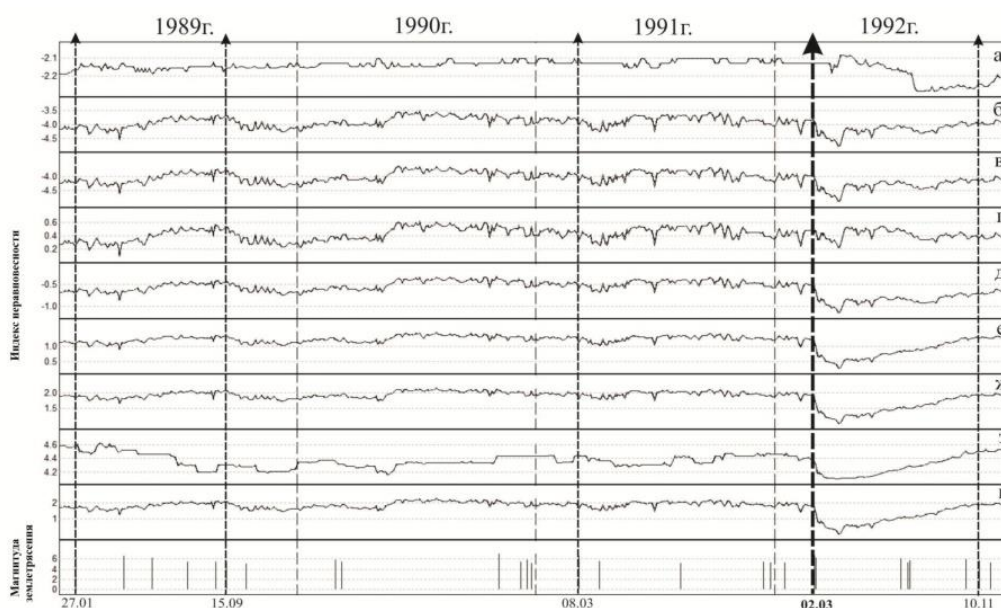


Рис.2 Изменение индексов неравновесности подземной воды источника Р-II к каолиниту (а), Са-монтмориллониту (б), Mg-монтмориллониту (в), К-монтмориллониту (г), Na-монтмориллониту (д), кальциту (е), магнезиту (ж), ангидриту (з) и доломиту (и) в 1989-1992 гг. В нижнем ряду обозначены землетрясения происходившие в период 1989-1992 гг. Черными линиями показано осреднение расчетных значений индексов неравновесности в скользящем окне 10 суток с шагом 1 сутки.

В изменении индекса неравновесности также отмечается сезонность. В рассматриваемый четырехлетний период сезонность проявляется независимо от степени насыщенности вод вторичными минералами. Значения индекса неравновесности растут в сторону неравновесности в периоды январь-февраль, июнь-август и октябрь-ноябрь.

Таким образом, взаимодействие подземных вод источника Р-II с водовмещающими породами носит равновесно-неравновесный характер. Обнаруженное увеличение поступления компонентов в период после землетрясения может быть связано с изменением в системе вода-порода, сопутствующем активизации сейсмичности и относится к постсейсмическим эффектам. В изменении насыщенности вод к минералам, обнаружена годовая сезонность изменения параметра А, стабильно проявляющаяся на протяжении трех лет. После землетрясения обнаружено изменение параметра насыщенности не соответствующее выявленной сезонности, что является еще одним подтверждением постсейсмического эффекта в изменении гидрогеохимического состава подземных вод.

Литература

1. Гаррелз Р.М., Крайст Ч.Л. Растворы, минералы, равновесия. – М.: Мир, 1968. – 368 с.
2. Зверев В.П. Роль подземных вод в миграции химических элементов. – М.: Недра, 1982. – 182 с.
3. Копылова Г.Н., Копылова Ю.Г., Гусева Н.В. О генезисе и механизмах формирования гидрогеохимических аномалий в изменениях состава подземных вод под влиянием сейсмичности. // Материалы региональной научной конференции "Вулканизм и связанные с ним процессы", посвященной Дню вулканолога, 27 – 28 марта 2014 г. – Петропавловск-Камчатский: ИВиС ДВО РАН, 2014. – С. 181-186.
4. Копылова Г.Н., Сугробов В.М., Хаткевич Ю.М. Особенности изменения режима источников и гидрогеологических скважин Петропавловского полигона (Камчатка) под влиянием землетрясений // Вулканология и сейсмология, 1994. – № 2. – С. 53-70.
5. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. М., Недра, 1978. 287 с.

РЕСУРСЫ ОКЕАНОВ. РОЛЬ ВОДЫ В ФОРМИРОВАНИИ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

К.Н. Жаркова

Научный руководитель доцент М.В. Буфетова

*Российский государственный геологоразведочный университет имени С. Орджоникидзе,
г. Москва, Россия*

В современном мире одним из главных двигателей технического прогресса, промышленности и народного хозяйства являются природные ресурсы. И с каждым годом разработка новых месторождений, поиски новых, более энергоемких и полезных ресурсов становится все более актуальной. Мировой океан, содержащий в своих компонентах экосистемы различные минеральные вещества имеет высокую перспективность для разработки.

Природные ресурсы подразделяются на исчерпаемые и неисчерпаемые. Исчерпаемые, в свою очередь, делятся на возобновимые и невозобновимые. К исчерпаемым возобновимым относятся – воздух, вода, растения и животные, плодородные почвы. К исчерпаемым невозобновимым – металлическое минеральное сырье, неметаллическое минеральное сырье и ископаемое топливо. Неисчерпаемые ресурсы – это солнечная энергия, энергия приливов и текущей воды, энергия ветра и климатические ресурсы.

Таблица 1

Химические вещества, содержащиеся в морской воде (в концентрации выше 0,001 г/кг по весу)

Химическое вещество	Содержание в морской воде, г/кг	Концентрация в морской воде, моль/л
Хлориды Cl ⁻	19,35	0,55
Натрий Na ⁺	10,76	0,47
Сульфаты SO ₄ ²⁻	2,71	0,028
Магний Mg ²⁺	1,29	0,054
Кальций Ca ²⁺	0,412	0,010
Калий K ⁺	0,40	0,010
Диоксид углерода CO ₂	0,106	2,3*10 ⁻³
Бромиды Br ⁻	0,067	8,3*10 ⁻⁴
Борная кислота H ₃ BO ₃	0,027	4,3*10 ⁻⁴
Стронций Sr ²⁺	0,0079	9,1*10 ⁻³
Фториды F ⁻	0,001	7*10 ⁻³

Рассмотрим подробнее минеральные ресурсы Мирового океана. В первую очередь, можно выделить такой ресурс, как морская вода. Морская вода - богатый химическими веществами раствор (в морской воде содержится до 75 химических элементов, таких как хлористый натрий, магний, калий, бром, уран, золото, йод)[4], а также неисчерпаемый ресурс – источник энергии течений, приливов.

Объем морской воды 1370 млн. км³ и составляет 96,5% гидросферы в целом. Морская вода наряду с биомассой Мирового океана и продуктами подводных вулканических течений, формирует морские осадки смыванием континентальных пород и кристаллизацией растворенных веществ [1]. Морские осадки, образованные океаном, под влиянием давления воды и гидрохимических процессов преобразуются в другие формы: из ила образуются известняки и глины, из песка – песчаник, галечник и гравий трансформируются в конгломерат. Такие породы часто можно встретить в осадочных слоях горных пород на суше. Вода также влияет на формирование известкового ила, накопление которого контролируется процессами растворения карбонатных раковин в морской воде и донных осадках. Этот ил накапливается на глубине до 4500 м, и связано это с тем, что на этой глубине скорость поступления в осадок карбоната кальция уравнивается скоростью его растворения. Из морской воды ведут добычу таких веществ, как хлористый натрий (соль), магний, калий и бром. Их добыча является промышленной, несмотря на то, что содержится их в воде не так много. Например, бром, концентрация которого в воде всего 0,0065%, был первым веществом, добываемым из морской воды, так как извлечь его из минералов суши очень сложно. Годовая добыча брома оценивается в 11 тонн. Соль добывают путем выпаривания ее из воды в естественных условиях

в особых бассейнах. Несмотря на то, что этот способ добычи соли малоэффективен, он составляет одну треть от ее мирового производства (6-7 млн. тонн в год). Поваренная соль используется, по большей части, в пищевой промышленности. Соль более низкого качества также используется в промышленных целях - для изготовления соды, гипса, соляной кислоты и других продуктов. Морской магний содержится в воде в виде хлористых и сернокислых соединений, поэтому извлечение его более сложное, чем, к примеру, соли, но из-за того, что магний, несмотря на малую концентрацию в морской воде, растворен в большом количестве, его также активно добывают. На сегодняшний день Мировой океан дает около 40% мирового производства магния. Помимо этих веществ, из морской воды также получают и некоторые микроэлементы, в том числе золото и уран, добыча которых также представляет большой интерес. Мировой океан является источником и других минеральных ресурсов, среди которых наибольшее значение имеют нефть и газ, добываемые с шельфовой зоны, они же составляют 90% всего, что добывается в море [4]. На глубоководном ложе океана основным ресурсом являются железомарганцевые конкреции, в которых зачастую содержится до 30 различных металлов. Также морская вода является источником пресной воды. В странах, где нехватка пресной воды ощущается особо сильно из-за того, что потребность в ней превышает запасы, а также в странах, где уровень осадков слишком низок, чтобы удовлетворять потребности растущего населения, и которые расположены около морей и океанов, необходимы установки для опреснения морской воды. Одним из важных параметров морской воды при опреснении является соленость, то есть масса сухих солей (в граммах) на 1 кг морской воды. Средняя соленость Мирового океана – 35г/кг, и это постоянная величина [2]. Высокая концентрация солей в морской воде делает ее непригодной для хозяйственных целей, поэтому проводятся различные виды ее опреснения. Существует несколько методов опреснения морской воды: химические (ионный обмен, химическое осаждение), физические (вымораживание, обратный осмос, дистилляция, электродиализ) и биологические (использование способности некоторых видов водорослей поглощать хлористый натрий из морской воды). Существуют также альтернативные методы опреснения морской воды – воздействие акустическими и ударными волнами, ультразвуком, электромагнитными полями и др., но ни один из этих способов не может считаться универсальным и пригодным для конкретных условий. Химическое осаждение – способ, использующийся редко, так как реагенты, способные образовывать нерастворимые соединения с ионами хлора и натрия, весьма дорогостоящи, а реакции осаждения с солями бария протекают медленно, к тому же соли бария токсичны. Дистилляция воды – это ее испарение с последующей конденсацией паров, в итоге образуется дистиллят (очищенная вода) и неиспарившийся остаток. Дистиллированная вода непригодна непосредственно для питья, так как содержит очень мало необходимых микроэлементов, но ее активно используют в хозяйстве и промышленности. Чтобы вода была пригодна для питья, ее опресняют неполностью, до тех пор, пока она не станет по своим вкусовым качествам такой же, как и обычная пресная вода. Ионообменный метод опреснения производится фильтрованием через последовательно расположенные катионитовый и анионитовый фильтры. Электрохимический метод опреснения воды основан на явлении электродиализа: практическое применение его стало возможным с удешевлением электроэнергии и после замены инертных диафрагм ионитовыми (из катионо- и анионообменных смол), соответственно пропускающими катионы и анионы [5].

Третьим ресурсом Мирового океана, несомненно, является его энергетический потенциал. Общая энергия приливов и отливов, вырабатываемая на приливных станциях северных окраинных морей России (Баренцево, Белое, Охотское) превышает количество энергии, вырабатываемой на гидроэлектростанциях страны. В мире также ведутся разработки проектов по использованию энергии течений и волн.

С другой стороны, добыча минеральных ресурсов ведет к деградации морской среды. Часты случаи разлива нефти по водной поверхности, отчего страдают не только живые организмы, но и меняется состав воды, а значит и океана в целом [3]. Загрязнение океана снижает его биологическую продуктивность, повышает температуру воды, отчего начинается таяние ледников. Особенно от сброса сточных вод страдают прибрежные воды. Решить эти проблемы возможно, улучшая технологии переработки и очистки промышленных и бытовых отходов. Также большую роль в улучшении экологической ситуации Мирового океана может сыграть ужесточение законодательства, к примеру, усиление административной и введение уголовной ответственности за сброс отходов в акватории, несоблюдение требований к качеству очистки отходов производства и т.д.

Таким образом, человек загрязняет океаническую среду тем, что берет из нее. Чрезмерное изъятие какого-либо элемента из экосистемы может привести к нарушению экологического равновесия.

Литература

1. Орленок, В.В. История океанизации Земли. – Калининград: Янтарный сказ, 1998. – 304 с.
2. Фащук, Д.Я. Мировой океан [Текст]: научно-популярное издание/ Д.Я. Фащук. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2002. – 282 с.
3. Широкова, В.А, Флорова Н.Л. Океаны и моря. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2007. – 84 с.
4. Химические ресурсы Мирового океана: [Электронный ресурс]. URL: <http://polnaja-jenciklopedija.ru/zhizn-okeana/himicheskie-resursy-mirovogo-okeana.html> (дата обращения - 14.10.2014)
5. Мосин, О.В. Установки опреснения морской воды: периодическое отраслевое издание. – 2011. – №12 [Электронный ресурс]. URL: <http://c-o-k.ru/articles/ustanovki-opresneniya-morskoj-vody-1> (дата обращения - 18.10.2014)

НАСЫЩЕННОСТЬ АЗОТНЫХ ГИДРОТЕРМ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ БАЙКАЛЬСКОЙ РИФТОВОЙ ЗОНЫ К КАРБОНАТНЫМ МИНЕРАЛАМ

Е.В. Зиппа, О.Г. Токаренко

Научный руководитель доцент О.Г. Токаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Оценка степени равновесия вод к минералам водовмещающих пород в настоящее время широко используется среди специалистов-гидрогеохимиков [5] для определения условий формирования химического состава [2, 4]. В работе [3] показано, что термы Байкальской рифтовой зоны (БРЗ) представляют собой результат длительного взаимодействия древних и современных инфильтрационных вод с вмещающими горными породами и связанного с этим масштабного перераспределения химических элементов между водным раствором и формирующимися в этих условиях вторичными минеральными образованиями. В растворе достигается равновесие с различными минералами (карбонатными и алюмосиликатными), в результате чего происходит образование разнообразных вторичных минералов.

Целью настоящей работы является определение степени насыщенности гидротерм БРЗ к кальциту и доломиту, формирование которых является важнейшим этапом в эволюции системы вода–порода.

Отличительной особенностью этих терм является низкая минерализация, которая за редким исключением превышает 1 г/л, а чаще составляет <0,5 г/л, высокая щелочность (рН от 8,2 до 10), наличие повышенных концентраций кремния (в некоторых случаях до 120 мг/дм³) и фтора (до 47 мг/дм³). Содержания последнего, как установлено, хорошо коррелируют с карбонатными ионами, но плохо – с сульфатными. В целом в пределах БРЗ сформировано пять химических типов терм – HCO₃–Na, HCO₃–F–Na, HCO₃–SO₄–Na, SO₄–HCO₃–Na и SO₄–Na, которые различаются между собой направленностью трансформации химического состава, корреляционной зависимостью с общей минерализацией, температурой, рН, содержанием фторид- и сульфат-иона. В связи с этим, термы содового типа являются пресными (M<0.5 г/л), что пока не имеет четких объяснений.

В процессе определения степени насыщенности терм к кальциту и доломиту были использованы данные химического состава терм 24 источников. Для выяснения степени насыщенности терм к отдельным минералам мы использовали параметр насыщенности (или индекс насыщения), который равен

$$L = \lg Q/K$$

где Q – квотант реакции; K – константа реакции. По мере насыщения раствора относительно какого-либо минерала индекс насыщения увеличивается до нуля (состояние равновесия). При пересыщении его значения становятся положительными. Расчет параметра насыщенности проводилось по известным методикам, разработанным на базе термодинамики гидрогеохимических

процессов [6] с использованием компьютерной программы HydroGeo [1]. Полученные параметры насыщенности приведены в таблице 1.

Таблица 1

Пункты наблюдений

Название родника	Координаты		Параметр насыщенности, L	
	x	y	Кальцит	Доломит
Алгинский	113,65	55,38	-10,80	-21,37
Аллинский	111,62	50,21	2,86	4,84
Анг.Саргинский	111,86	50,11	1,80	5,40
Баунтовский	110,93	54,89	2,05	4,39
Бусанский-1	113,09	55,26	-8,41	-16,45
Былыринский	113,53	55,59	-0,33	-0,44
Верхнеангарский	111,64	50,35	0,34	2,80
Горячинский	110,93	54,89	-0,03	-1,65
Гусихинский	109,03	53,68	-9,83	-21,30
Змеиный	110,44	56,04	0,43	-0,49
Ирканинский	113,05	56,33	0,86	1,80
Корикейский	56,47	113,00	-0,30	0,77
Кучигерский	53,60	109,62	3,06	5,75
Кыринский	54,48	109,86	0,49	-0,33
Могойский-1	55,13	111,01	1,33	3,48
Саргинский	55,98	111,33	-2,10	-1,40
скв. Дзелинда	57,23	33,06	2,20	5,40
Солнечный	52,31	107,30	2,00	7,00
Теплый Ключ	54,37	111,16	-1,10	-1,40
Толстихинский	54,41	109,50	3,71	7,71
Точинский-1	53,03	108,96	3,18	6,16
Улурийский	55,51	110,01	0,41	2,70
Умхейский	55,26	113,09	2,03	3,70
Шуридинский-1	56,04	110,78	2,10	4,20

Также в работе с помощью программного продукта ArcGis 9.3 осуществлялось нанесение на карту наблюдаемых источников и выделение из них насыщенных или ненасыщенных к кальциту или доломиту родники. Для достижения этой цели на начальном этапе в программе Microsoft Excel произвели пересчет координат из градусной системы в десятичную, что в последствии позволило создать слой данных, содержащий координаты источников наблюдений и параметр насыщенности в кальциту и доломиту. Создание карты позволяет наглядно отобразить распределение источников наблюдения в пространстве и увидеть, какие из них насыщены или ненасыщены к кальциту или доломиту. Пространственное распределение источников наблюдения представлено на рисунке 1.

Анализируя карту пространственного распределения источников наблюдения, можно сделать вывод о том, что 29 %, из представленных 24 источников, не насыщены ни к кальциту, ни к доломиту и расположены к северо-востоку от озера Байкал. Источники, насыщенные только к кальциту расположены в северном и восточном направлениях вблизи озера и составляют 8 %. Что касается источников насыщенных только к доломиту, то они представлены только одним источником – Корикейским, который располагается к северо-востоку от озера Байкал. Большая часть представленных источников (что составляет 58 %) насыщена одновременно и к кальциту, и к доломиту и располагается, преимущественно, в восточном направлении от озера Байкал, а также в северо-восточном.

Работа выполнена в рамках гранта РФФИ 14-05-31518.

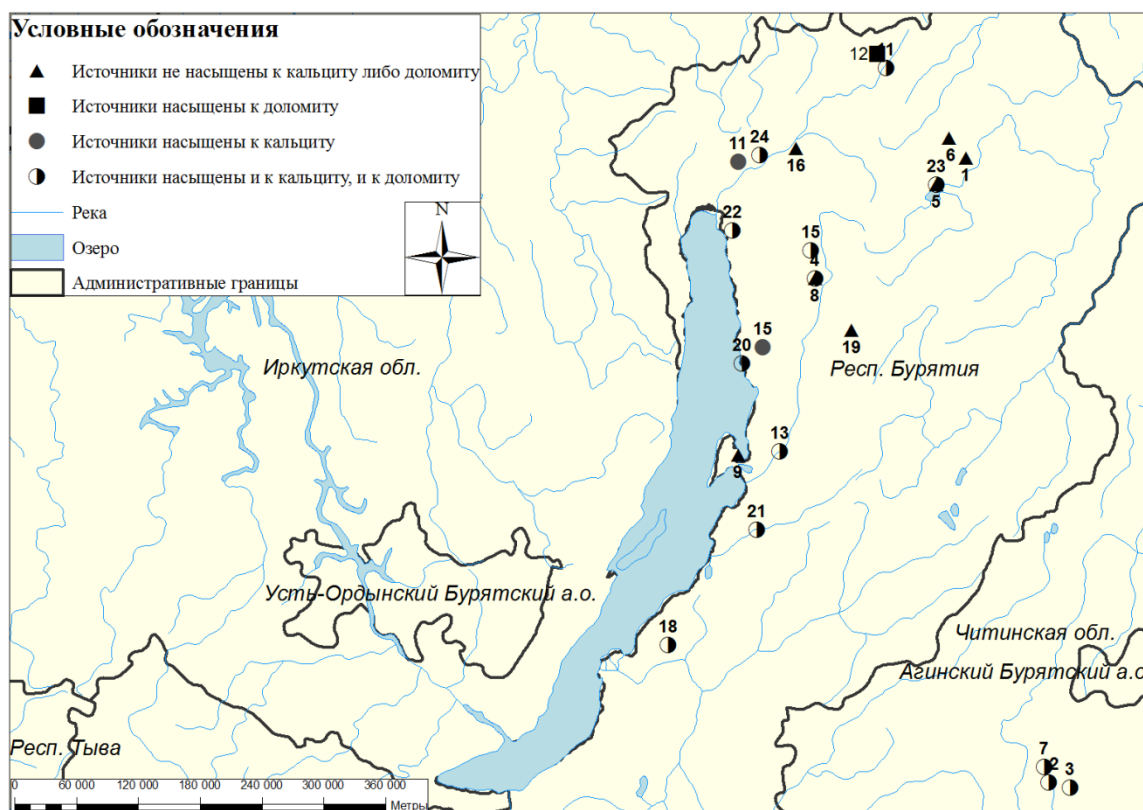


Рис.1 Пространственное распределение источников наблюдения с обозначением их насыщенности к кальциу и доломиту

Номер источников 1 – Алгинский; 2 – Аллинский; 3 – Анг.Сартинский; 4 – Баунтовский; 5 – Бусанский-1; 6 – Былыринский; 7 – Верхнеангарский; 8 – Горячинский; 9 – Гусихинский; 10 – Змеиный; 11 – Ирканинский; 12 – Корикийский; 13 – Кучигерский; 14 – Кыринский; 15 – Могойский-1; 16 – Сартинский; 17 – скв. Дзелинда; 18 – Солнечный; 19 – Телый Ключ; 20 – Толстихинский; 21 – Точинский-1; 22 – Улурыйский; 23 – Умхейский; 24 – Шуридинский-1.

Литература

1. Букаты М.Б. Бюллетень Томского политехнического университета. Томск, 2002
2. Копылова Е.Г., Лепокурова О.Е., Шварцев С. Л., Токаренко О.Г. Химический состав и генезис углекислых минеральных вод Терсинского месторождения (Кузбасс) // Доклады академии наук. – Т. 436. – № 2. – С. 284 – 289
3. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – 2-е изд., исправл. И доп. – М.: Недра, 1998
4. Timoshenkova A.N., Pasechnik E.Yu., Tokarenko O.G. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2014, 21 – P.12024.
5. Shvartsev S L Geoch. International 46(13) 1285, 2008.
6. Garrels R M, Christ Ch L. Solutions, Minerals and Equilibria. – New York: Harper & Row, 1965. – 450 с.

**ПРИРОДНЫЕ ФАКТОРЫ АВАРИЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ В БАССЕЙНАХ РЕК
ВАСЮГАНА И ПАРАБЕЛИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)****Е.В. Иванова**

Научный руководитель профессор О.Г. Савичев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Нефтегазодобывающий и нефтегазотранспортный комплексы играют ключевую роль в экономике Западно-Сибирского региона, в целом, и Томской области, в частности. Актуальностью работы является то, что обеспечение безаварийной работы нефтегазодобывающих предприятий является важным условием для развития территории. Главная цель работы - выявление природных факторов возникновения отказов на промысловых нефтепроводах в левобережной части бассейна Средней Оби в пределах Томской области. Согласно [1], под отказами в данном случае понимается событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

Объектом исследования являются компоненты окружающей среды в местах размещения нефтегазодобывающих предприятий в Томской области в левобережной части бассейна Средней Оби.

Методика исследования включала в себя:

- 1) сбор и обобщение опубликованных данных об отказах технических систем за 2006-2012 гг.;
- 2) анализ природно-техногенных условий формирования стока воды в районах размещения объектов обустройства нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, включающий определение гидрографических характеристик и корреляционный анализ с учётом погрешности δ_r , определения коэффициентов корреляции r .
- 3) ландшафтное районирование территории изученных нефтяных месторождений.

Для анализа данных об отказах технических систем использовались материалы мониторинга окружающей среды на территории Томской области за 2006 – 2012 гг. [2-8].

Погрешность δ_r определения коэффициента корреляции:

$$\delta_r \approx \frac{1-r^2}{\sqrt{N-1}}, \quad (1)$$

где N – объём выборки; связь между характеристиками принимается с учётом уровня значимости около 5% при выполнении условия:

$$|r| \geq 2\delta_r \quad (2)$$

Практически все изученные объекты расположены на территории со средней заболоченностью более 40 % (табл. 1), причём отмечается хорошо выраженная прямая связь между количеством отказов и долей низинных болот в общей заболоченности (рис.). Статистически значимая корреляция наблюдается с общей площадью и периметром месторождения, протяжённостью водотоков в его пределах.

В течение года наибольшее количество отказов приурочено к январю и июню. В первом случае этот факт можно сопоставить с причинами, связанными с нарушением технологической дисциплины [9], а во втором – с ухудшением состояния технических систем на спаде половодья.

Согласно [10], ландшафт – территориальная система, состоящая из взаимодействующих природных или природных и антропогенных компонентов и комплексов более низкого таксономического ранга. Ландшафтное районирование территории проводится с целью выявления базовой геосистемы и выявления ее границ. На исследуемом участке выделяется 20 типов ландшафта (табл. 2).

Ландшафтное районирование крупное, больше всего аварий происходит в заболоченных долинах малых рек, таких, как притоки рек Катыльга, Чертала и др., расположенных в ландшафте, соответствующем темновойным лесам на дерново-подзолистых и болотных почвах.

Дополнительным фактором усиления эрозионных и коррозионных процессов может быть неравномерное распределение водного стока по территории, обусловленное различиями в пропускной способности болотных (внутриболотных) и лесных экосистем. В районах размещения нефтегазодобывающих предприятий и объектов инфраструктуры этот эффект только усиливается [12].

Таблица 1

Морфометрические и гидрографические характеристики объектов исследования

Номер месторождения	Количество отказов за 2006–2012 гг.	F_{oil} , км ²	P_{oil} , км	P_{wc} , км	F_m , км ²
1	51	114.5	71.1	20.2	86.4
2	33	52.2	31.1	8.3	23.2
3	72	93.2	47.7	20.7	16.0
4	187	174.5	112.3	29.6	110.8
5	27	54.0	49.9	17.3	12.5
6	6	10.6	19.5	1.9	4.2
7	1	7.8	10.6	1.7	0.0
8	7	85.3	70.5	13.5	47.2
9	27	174.2	151.9	14.0	66.7
10	149	338.9	138.6	19.5	144.0
11	201	273.3	74.8	60.0	39.0
12	32	24.0	26.0	0.0	23.4
Среднее	66	116.9	67.0	17.2	33.7
Минимум	1	7.8	10.6	0.0	0.0
Максимум	201	338.9	151.9	60.0	144.0

Примечание: F_{oil} – площадь месторождения; P_{oil} – периметр месторождения; P_{wc} – протяжённость водотоков; F_{ob} – площадь болот.

Коэффициент корреляции, r

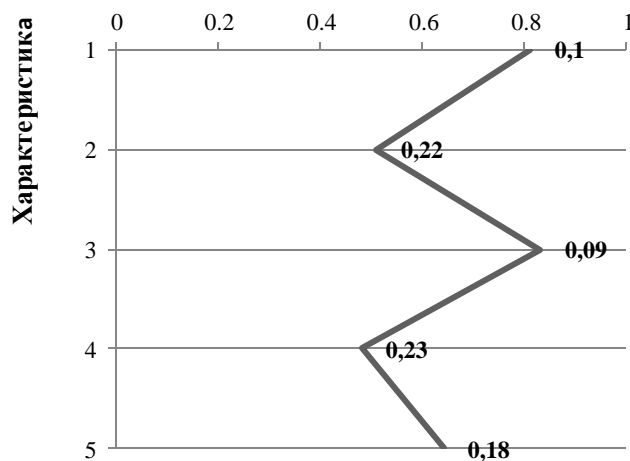


Рис.1 Коэффициенты корреляции между количеством отказов, морфо- и гидрографическими характеристиками и погрешности их определения

Примечание: 1 – площадь месторождения, км²; 2 – периметр месторождения, км; 3 – протяжённость водотоков в пределах месторождения, км; 4 – площадь низинных болот, км²; 5 – площадь низинных болот, %полужирным шрифтом указана погрешность определения коэффициента корреляции.

Таблица 2

Классификация исследуемой территории по таксономическим единицам ландшафтов [11]

№ ландшафта	Тип (по растительности)	Класс (по типу почв)	Род	Площадь, км ²
1	Кедрово-еловые южнотаежные леса	торфяно-подзолистые оглеенные	водораздел	1875
2		торфяные	водораздел	2500
3		торфяные	долина реки	6000
4		смешанные	водораздел	9300
5		глеево-подзолистые	долина реки	1100
6		дерново-подзолистые	водораздел	15000
7		дерново-подзолистые	долина реки	6200
8	Лиственнично-сосновые среднетаежные леса	торфяные	водораздел	1200
9		торфяно-подзолистые оглеенные	водораздел	1800
10		дерново-подзолистые	водораздел	1200
11	Осиново-березовые подтаежные леса	дерново-подзолистые	долина реки	600
12		дерново-подзолистые	водораздел	7500
13		торфяные	водораздел	600
14	Елово-кедровые леса на болотах	дерново-подзолистые	долина реки	1800
15		дерново-подзолистые	водораздел	16200
16		торфяные	водораздел	3100
17		глеево-подзолистые	водораздел	4200
18		глеево-подзолистые	долина реки	1300
19	дерново-подзолистые	долина реки	4600	
20	Пойменные леса, луга, кустарники	аллювиальные	долина р. Обь	6200

Установлена прямая связь между количеством отказов технических систем на двенадцати месторождениях на территории Томской области с общей площадью и периметром месторождений, протяжённостью водотоков и распространением низинных болот. Связь с размерами месторождения объясняется увеличением сложности природно-техногенного комплекса. Значимая корреляция с другими показателями указывает на наличие методологических проблем в процессе проектирования, строительства и эксплуатации объектов обустройства нефтяных месторождений в Западной Сибири. Можно предположить, что для уменьшения количества аварийных ситуаций в регионе целесообразно стремиться к уменьшению числа переходов через водные объекты, а также активизировать исследования с целью разработки новых методов оценки деформаций русел и берегов болотных рек и озёр, водного и твёрдого стока с болот и внутри их.

Литература

1. ГОСТ 27.002 – 89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – Введ. 1990-07-01. – М., 1990. – 38 с.
2. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2006 году / Гл. ред. А.М. Адам. – Департамент природн. ресурсов и охраны окружающей среды Том. обл., ОГУ «Облкомприрода» Администрации Том.обл. — Томск: «Графика», 2007. – 148 с.
3. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2007 году / Гл. ред. А.М. Адам. – Департамент природн. ресурсов и охраны окружающей среды Том. обл., ОГУ «Облкомприрода» Администрации Том.обл. – Томск: «Графика», 2008. – 148 с.

4. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2008 году / Гл. ред. А.М. Адам. – Департамент природн. ресурсов и охраны окружающ. среды Том. обл., ОГУ «Облкомприрода» Администрации Том.обл. – Томск: Издательство «Оптимум», 2009. – 144 с.
5. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2009 году / Гл. ред. А.М. Адам. – Департамент природн. ресурсов и охраны окружающ. среды Том. обл., ОГУ «Облкомприрода». – Томск: Издательство «Оптимум», 2010. – 164 с.
6. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2010 году / Гл. ред. А.М. Адам. – Департамент природн. ресурсов и охраны окружающ. среды Том. обл., ОГУ «Облкомприрода». — Томск: «Графика ДТР», 2011. – 144 с.
7. Экологический мониторинг: Доклад о состоянии окружающей среды Томской области в 2011 году / Гл. ред. А.М. Адам. – Департамент природн. ресурсов и охраны окружающ. среды Том. обл., ОГБУ «Облкомприрода». – Томск: «Графика ДТР», 2012. – 166 с.
8. Экологический мониторинг: Доклад о состоянии и охране окружающей среды Томской области в 2012 году / Глав. ред. А. М. Адам. – Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Томской области, ОГБУ «Облкомприрода». – Томск: Дельтаплан, 2013. – 172 с.
9. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш.К. Гиматудинова. - М: Недра, 1983. – 455с.
10. ГОСТ 17.8.1.01-86. Межгосударственный стандарт. Охрана природы. Ландшафты. Термины и определения. Дата введения 01.07.87 г. – М.: Госстандарт СССР. – 6 с.
11. Требования к производству и результатам многоцелевого геохимического картирования масштаба 1:200000. – М: МПР России, ИМГРЭ, 2002.
12. Савичев О.Г., Паромов С.В. Гидрологические аспекты образования болот в таежной зоне Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. 2014. Т. 324. № 1. С. 154 – 161.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПИТЬЕВЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ТУВЫ

К.Ю. Иванова, М.Г. Камбалина

Научный руководитель доцент А.А. Хващевская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Подземные воды издавна используются человеком для питьевых целей. Высокая ценность этого природного минерала связана с их исключительными свойствами. Особенность химического состава вод, потребляемых человеком в пищевых целях, имеет важное значение для его здоровья, обеспечивая нормальную жизнедеятельность организма за счет сбалансированного водно-солевого обмена.

На территории республики Тува широкое распространение имеют выходы пресных подземных вод (источников), которые занимают особое место в системе водных ресурсов Тувы. Исторически сложилось так, что источники с пресной водой в Туве имеют славу целебных. Пиннекером Е.В. еще в 1966 г. было обследовано более 20 источников пресных подземных вод территории Центральной и Западной части Тувы и показано ошибочное отнесение их к минеральным и лечебным, а случаи выздоровления населения при использовании вод этих источников объяснялись объединением ряда факторов: свежего воздуха, психотерапии, спокойной обстановки, отсутствие повседневных забот и конечно же употребление чистой качественной природной воды у источника.

Для уточнения данных о химическом составе подземных вод Центральной части Тувы, ранее полученных Е. В. Пиннекером, а также для получения новой информации по геохимии этих вод, с применением современных методов анализа, летом 2013 г. сотрудниками НИИ МСПУ Республики Тува и ПНИЛ гидрогеохимии Томского политехнического университета с участием автора проведено изучение химического, микробиологического и газового состава природных подземных вод 20 источников, которые пользуются наибольшей популярностью у населения, а некоторые из них

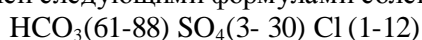
являются единственным источником водоснабжения населения. Некоторые результаты исследований представлены в работе [4] и таблице.

Таблица 1

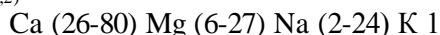
Содержание некоторых химических элементов в подземных водах Центральной Тувы, мг/л

Компонент	Рекомендуемые нормы [5]	ПДК*		Норматив физиологической полноценности воды*	НПБЗК [5]	Источники Тувы	
		первая категория	высшая категория			ультрапресные	умеренно пресные
1	2	3	4	5	6	7	8
pH, ед. pH	6.8-7.2	6,5-8,5	6,5-8,5			6,2-8,2	6,6-7,7
О.Ж., °Ж		7,0	1,5-7,0	1,5-7,0		0,35-2,7	2,8-7,3
HCO ₃ ⁻	50-160	400	30-400	30-400		30-155	190-290
SO ₄ ²⁻	3-12	250	150		21(по S)	1-16 (65)	6-60
Cl ⁻	2-10	250	150		100	0,7-11,0	1,3-24 (53)
F ⁻		1,5	0,6-1,2	0,5-1,5	0,05	<0,1-2,33	0,1-1,28(2,56)
Ca ²⁺	15-30	130	25-80	25-130	28	5,0-33	33-97
Mg ²⁺	3-12	65	5-50	5-65	7,5	1,2-13	7,3-46
Na ⁺	5-20	200	20		112	0,3-42	8,3-30
K ⁺	0.5-3	20	2-20		75	0,2-1,0	0,5-3,52
Fe ^{общ}		0.3			0,38	0,03-0,1	
Si		10	10		0,25	2,04-10,3	4,2-7,72
M	100-300	1000	200-500	100-1000		73-210	220-570
NH ₄ ⁺		0,1	0,05			<0,05-0,056	<0,05-0,056
NO ₃		20	5			0,59-1,0(4,1)	<0,1-6,6(22)
Sr		7,0	7,0		0,05	0,039-1,1	
Li		0,03	0,03		0,025	0,007-0,18	
B		0,5	0,3		0,03	0,0-0,05	
Al		0,2	0,1		0,38	0,03-0,05	
Cd		0,001	0,001		0,0025	<0,0001	
Pb		0,01	0,005		0,01	0,0016-0,0025	
Cu		1,0	1,0		0,087	<0,001	
Химический тип воды	HCO ₃ - Ca					HCO ₃ -(MgCa) HCO ₃ -(Na Ca)	HCO ₃ -(MgCa) HCO ₃ -SO ₄ (Na Ca)

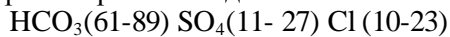
Проведенные исследования состава вод показали, что воды источников по минерализации (M) являются пресными, а их химический состав носит преимущественно однотипный характер и может быть представлен следующими формулами солевого состава для ультрапресных вод:



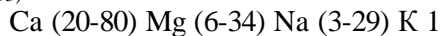
$$M_{(0,07-0,2)} \text{pH}(6,6-7,5) \text{ОЖ}(1,45-2,45)$$



для умеренно пресных вод:



$$M_{(0,28-0,53)} \text{pH}(6,1-7,25) \text{ОЖ}(2,9-7,35),$$



т.е. эти воды являются ультрапресными либо умеренно пресными, нейтральными, в основном умеренно жесткими, гидрокарбонатными кальциевыми.

Анализ данных химического состава исследуемых вод, представленных в таблице, позволил выявить некоторые основные закономерности их формирования. Ярко выражена зависимость увеличения содержания в водах гидрокарбонат-иона и кальция, а также достаточно равномерный рост содержания магния от степени их минерализации и некоторый рост величины pH. При этом в водах с минерализации до 300-350 мг/л содержание натрия находится в области значений до 9 мг/л и роста его содержания не наблюдается. С увеличением минерализации от 350 до 500 мг/л концентрация натрия в водах резко возрастает и в ионном составе вод вместо кальция, доминирующим ионом становится натрий. Такое же поведение характерно и для сульфат-иона. Вместе с тем замечено, что при минерализации вод до 350 мг/л концентрации основных макрокомпонентов изменяется плавно, после же имеет хаотичный характер проявления. Отмеченная особенность исследованных вод и уровень их минерализации согласуются с данными Куренного В.В. и Шварцева С.Л. [2] с гидрогеохимической точки зрения обосновавших возможность использования в питьевых целях

подземные воды с минерализацией менее 0,75 г/л. При этом высококачественной водой, по их мнению, следует считать воду с минерализацией менее 0,5 мг/л (как и предельная норма для минерализации, установленная Директивой Европейского Союза (1998 г.)). Именно таким требованиям отвечает макрокомпонентный состав и степень минерализации вод исследуемых источников.

В исследуемых водах отсутствуют признаки их загрязнения органическим веществом. О чем свидетельствуют низкие содержания биогенных элементов.

В значительных количествах исследуемые воды обогащены микрокомпонентами. В первую очередь это относится к литию, кремнию, железу, фтору, стронцию, мышьяку, бору и барию. Содержание в исследуемых водах токсичных микрокомпонентов I класса опасности, таких как бериллий и кадмий менее 0,0001 мг/л и не превышает норм предельно допустимых концентраций для питьевых вод. Микрокомпоненты второго класса опасности (высоко опасные), такие как алюминий, мышьяк, бор, барий, литий, стронций молибден, фтор, кремний и др. содержатся в исследуемых водах в различных количествах, преимущественно на уровне среднего содержания этих компонентов в подземных водах зоны гипергенеза провинции горных областей. Значительные количества от 0,007 до 0,08 мг/л отмечены для лития при ПДК для питьевых вод 0,03 мг/л.

Исходя из регламентируемых государственных требований, предъявляемых к питьевым водам [3] она должна не только иметь благоприятные органолептические свойства, безвредный химический состав и быть безопасной в эпидемиологическом отношении, и не просто утолять жажду, а быть полезной для организма, обеспечивая профилактику, устраняя дефицит биологически необходимых элементов. Для этого все главные показатели качества питьевой воды общая минерализация, жесткость, содержание микроэлементов должны находиться на оптимальном уровне.

Содержание микрокомпонентов в исследуемых подземных водах Тувы с позиции достаточности для обеспечения ежесуточной потребности для человека проявляют себя по - разному. Содержание таких элементов как железо, марганец, медь, хром и цинк не достигают значений нижнего предела биологически значимых для человека концентраций (НПБЗК) [1], это означает, что организм человека будет испытывать дефицит этих микрокомпонентов. В свою очередь, такие микрокомпоненты как алюминий, мышьяк, барий, бром, стронций, фтор и кремний содержатся в достаточных с позиции биологической значимости количествах, т. к. их содержание достигает или превышает границы нижнего предела для этих элементов, что будет оказывать благоприятное влияние на состояние людей. На ряду с этим питьевая вода оптимального качества согласно [3] должна соответствовать также критерию физиологической полноценности по содержанию основных биологически необходимых макро- и микроэлементов. Сопоставительный анализ данных состава исследуемых вод с нормами указывает на полное их соответствие таковым.

Таким образом, пресные подземные воды Центральной части Тувы можно использовать в питьевых целях без предварительной водоподготовки, что сохранит их высокое природное качество и физиологическую полноценность. Воды некоторых источников могут рассматриваться в качестве «сырьевой» воды для производства питьевой бутилированной воды высшей категории качества и воды для детского питания, полученной из подземных источников, как наиболее защищенных от антропогенного и техногенного загрязнения и имеющих сбалансированный состав.

Литература

1. Барвиш М.В., Шварц А.А. Новый подход к оценке микрокомпонентного состава подземных вод, используемых для питьевого водоснабжения //Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология.2000, №5 с.467 – 473
2. Куренной В.В., Шварцев С.Л. Питьевые подземные воды:основные положения и методика оценки качества // Разведка и охрана недр. 2010. №7. С.6 – 12.
3. СанПиН 2.1.4.1116 -02 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды расфасованной в емкости. Контроль качества»
4. Хвацевская А.А., Копылова Ю.Г., Шестакова А.А. Природные питьевые воды приоритетного качества Западной Тувы/ Питьевые воды Сибири – 2014: материалы научно-практической конференции/Под ред. Ю.И. Винокурова, Ю.А. Рахманинова.– Барнаул: Принтэкспресс, 2014. – 120 с.

ГИДРОТЕРМАЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ В ОКЕАНАХ И РЕСУРСЫ, СВЯЗАННЫЕ С НИМИ

И.А. Карапузов

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Гидротермальные источники срединно-океанических хребтов, это горячие источники, расположенные на дне океанов и приуроченные к осевым частям срединно-океанических хребтов. Они представляют собой крупные (высотой до нескольких десятков метров) гидротермальные постройки, имеющие форму башен, конусов, труб или столбов. Высокоминерализованная горячая вода, разогретая до чрезвычайно высоких температур, вырывается под давлением в сотни атмосфер. Под срединными хребтами мантия подходит наиболее близко к поверхности. Морская вода по трещинам проникает в океаническую кору на значительную глубину, где нагревается теплом мантии и концентрируется в магматических камерах, обогащается минералами и вырывается наверх, вынося густую взвесь, богатую минеральными компонентами, которые разносится течением и оседает в окрестностях. Кроме того, гидротермы могут заимствовать различные вещества из боковых пород, по которым они движутся. [1]

Так возникают порой целые «золотые горы». Так 1,5-километровый холм, богатый металлами, найден недавно британскими океанологами в Индийском океане. Подобные образования, только меньшего масштаба, учёные находят в последнее время всё чаще, практически во всех океанах: Атлантике, Тихом и даже в Северном Ледовитом. В зависимости от состава растворенных в воде минералов различают черных и белых курильщиков [2].

Черные «курильщики», это структуры, образующиеся в зонах разгрузки высокотемпературных рудоносных растворов, содержащих железо, цинк, медь, серебро и т.д. Температура такой струи достигает 450°C, цвет ей придает густая черная взвесь, состоящая из тонкодисперсных частиц рудных минералов.

Белые «курильщики» отличаются другим составом взвеси (аморфный кремнезем, ангидрит, барит) и температурой растворов не выше 330°C. [3]

Поскольку гидротермы обычно движутся по трещинам, тектоническим нарушениям и зонам контактов, форма большинства гидротермальных минеральных тел, формируемых в результате кристаллизации ранее растворенного материала становится жильной. Главным жильным минералом здесь является кварц. Гидротермы могут быть высокотемпературными (450-300°C), среднетемпературными (300-200°C) и низкотемпературными (ниже 200°C). Как правило, высокотемпературные гидротермальные месторождения располагаются ближе к интрузии, производным которой они являются, в то время как низкотемпературные являются наиболее удаленными от них. Скорость выхода растворов на поверхность достигает 0,5-2 м/с.

Таблица 1

Рудная минерализация гидротерм различной специализации

Ассоциации	Жильные минералы	Рудные минералы
Высокотемпературные	Кварц, берилл, топаз, флюорит	Касситерит, вольфрамит, арсенопирит, пирит, молибденит, пирротин
Среднетемпературные	Кварц, сидерит, барит, флюорит, серицит	Золото, пирит, халькопирит, галенит, сфалерит, блеклые руды
Низкотемпературные	Кварц, кальцит, барит, халцедон, флюорит	Киноварь, антимонит, реальгар, аурипигмент, золото

Как показано в таблице 1, кроме общего для всех трех типов кварца, эти образования в значительной степени отличаются как по минеральному составу, так и по рудным компонентам.

Например, для среднетемпературных гидротерм в [4] описана постройка, сложенная массивными скоплениями сульфидов, среди которых преобладают пирит (FeS₂), пирротин (Fe_{1-x}S), сфалерит (ZnS), халькопирит (CuFeS₂). Нередко отмечаются высокие содержания Ag, Au, Tl, Cd. Концентрации рудных элементов часто достигают промышленных количеств: содержание Zn колеблется от 0,2 до 50%, Cu - от 0,2 до 20% и более. Размеры гидротермальных полей с сульфидными постройками достигают нескольких квадратных километров, а сконцентрированные в

них запасы металлов оцениваются миллионами тонн [1, 4]. Гидротермальные рудопроявления (из которых наибольшим разнообразием пользуются металлоносные осадки) известны в Тихом, Атлантическом океанах и в меньшей степени в Индийском.

Одними из хорошо изученных являются гидротермальные образования Галапагосского рифта. Наиболее крупное из исследованных здесь сульфидных скоплений представляет собой линейную систему гидротермальных труб высотой до 35 м и шириной свыше 20 м, прослеженных на расстояние около 500 м. Сульфидная постройка сформировалась на осыпи базальтовых обломков вследствие поступления гидротермальных растворов по трещинам вдоль крупного разлома в океанической коре. Среди сульфидных минералов преобладают халькопирит и пирит при небольшом количестве сфалерита. Содержание Fe достигает 31%, Cu - 27%, Zn - 1,5%. Наибольшие содержания меди наблюдались в верхних частях гидротермальных труб. Наряду с сульфидами в значительных количествах встречается аморфный кремнезем. В качестве элементов-примесей присутствуют Cd, Hg, Ni, Sn, W, U, V, Ag, Au. Постоянно встречаются остатки червей *Riftia*, замещенные сульфидами. Время формирования сульфидных образований составляет от нескольких десятилетий до сотен лет [5].

Курильщики весьма перспективны для рудной металлургии. Сами курильщики известны очень давно, и тот факт, что они поставляют из земных недр очень разнообразные химические смеси также давно известен. Но нахождение таких участков очень затруднено тем, что нет достаточно разработанных методик нахождения и разведка таких участков. Океанологи опускают на тресе приборы и долго буксируют их, в надежде случайно наткнуться на свидетельство вулканической деятельности, и когда такой район найден – снова возникают проблемы, связанные уже с самой разработкой данных месторождений: [2]

При этом возникает ряд трудно решаемых проблем. Технические проблемы заключаются в способах добычи, транспортировки и переработки рудного материала. Правовые вопросы возникают в связи с предполагаемыми добычными работами в международных водах. Экологические проблемы связаны с нарушением природной среды как на самом дне, так и в горизонте водной толщи, перекрывающей курильщики. Также проблемой является рентабельность предприятия в целом [6].

Среди обнаруженных металлоносных осадков наибольшее экономическое значение в настоящее время имеют осадки Красного моря. Здесь выделяется впадина Атлантис-II, расположенная в рифтовой долине моря, где и сейчас продолжается формирование металлоносных осадков. Во впадине имеется активная гидротермальная система, которая сформировала два слоя рассолов: нижний имеет соленость 25,7% и температуру около 60°C; верхний, соответственно, 13,5% и 50°C. Рассолы обогащены Na, Ca, Fe, Mn, Zn, Cu. В процессе циркуляции, в осевой части рифтовой зоны рассол вступает в контакт с магматическими породами, где нагревается до 250°C и изменяется при химических реакциях взаимодействия с горячими базальтами, выщелачивая из них значительные количества металлов. По мере разгрузки рассола на дне Красного моря происходит осаждение содержащихся в них металлов сначала в виде сульфидов (пирит, халькопирит, галенит, сфалерит), затем силикатов Fe, окисных соединений Fe, и, наконец, оксидов Mn. В отдельных прослоях сульфидов содержится до 20% Zn. Запасы металлов во впадине оцениваются следующим образом: Zn - около 2,5 млн т, Cu - 600 тыс. т, Ag - 9 тыс. т. [7].

Из вышеизложенного следует, что ресурсы массивных сульфидов, формируемых в таких природных образованиях, как гидротермальные курильщики, исследованы пока еще недостаточно, хотя в перспективе они могут оказаться весьма значительными, так как протяженность зон спрединга океана, к которым они приурочены, достигает 60 тыс. км, а расстояние между расположенными вдоль них гидротермальными полями может быть относительно коротким, в десятки и сотни километров [6].

Литература

1. <http://earth-chronicles.ru/news/2013-02-22-39708>)
2. <http://www.membrana.ru/particle/490>
3. http://www.bio.msu.ru/res/DOC406/MFK_2013-2014_chelovec_i_ocean_7_Starovoitov.pdf)
4. (<http://geo.web.ru/db/msg.html?mid=1166351&uri=gydroter.htm>)
5. (<http://nature.web.ru/db/msg.html?mid=1159332&uri=page1.htm>)

6. (http://vivovoco.astronet.ru/VV/JOURNAL/NATURE/05_02/OCEAN.HTM)

7. (<http://www.pereplet.ru/obrazovanie/stsoros/592.html>)

РОЛЬ ВОДЫ В ФОРМИРОВАНИИ ОСИНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО ГОРИЗОНТА УСОЛЬСКОЙ СВИТЫ

А.А. Карих, Т.И. Исламов

Научный руководитель доцент Н.М. Недолилко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Изучались отложения осинского горизонта усольской свиты подсолевого венд-нижнекембрийского структурно-литологического комплекса, вскрытого бурением на Верхнечонском месторождении, административно расположенном в Катангском районе Иркутской области (рис. 1). Территория месторождения находится в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к северо-западному склону Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. В настоящее время исследования осинского горизонта достаточно актуальны в связи с тем, что горизонт является основным нефтегазопоисковым объектом территории месторождения.



Рис.1 Географическое положение Верхнечонского месторождения

Осинский горизонт представляет собой пласт карбонатных пород мощностью 39,5–60 м, который залегает в приподошвенной части усольской свиты. В нижней части осинского горизонта переслаиваются водорослевые доломиты и гипс-ангидрит-соленосные породы. Водорослевые доломиты часто имеют послойные трещины уплотнения и микростилолиты, местами отмечаются брекчиевидные и трещиноватые участки с трещинами усыхания и текстурами растворения. Гипс-ангидрит-соленосные породы представлены линзами и прослоями (толщиной до 0,32 м). Породы переслаиваются с доломитами, часто образуя послойно-уплощенные участки. Гипс и соль заполняют трещины, распространены в виде линз, послойных скоплений и примесей.

В верхней части горизонт представлен переслаиванием хемогенных (мелко- и тонкокристаллических), биогенно-хемогенных, биогенных (водорослевых и строматолитовых) и обломочных доломитов, участками известковистыми и слабо глинистыми. В этой части разреза породы массивные и тонкослоистые, слоистость толщиной в несколько миллиметров, либо до 1–4 см может быть сплошной или прерывистой, и чаще всего представлена волнистыми, линзовидно-волнистыми и реже более пологими и горизонтальными типами слоев. В породах содержатся

включения и линзы соли и сульфатов. В некоторых прослоях имеются трещины усыхания и следы растворения.

Формирование отложений усольской свиты осуществлялось в несколько стадий. При седиментогенезе доломит, соль и сульфаты накапливались в солоновато-водной и сильносоленой водной среде, при этом вода была высокоминерализованной магниевой, сульфатной и хлоридной. В этих условиях образовывались и коллоидно-зернистые илы смешанного состава, которые переслаиваются с однородными осадками солей и сульфатов. Накопление осадков происходило в обширном эпиконтинентальном бассейне с глубиной, изменяющейся от первых до десятков метров. В венд-раннекембрийское время с северо-востока на территорию Сибири подступали морские воды, а в юго-западном направлении происходило постепенное их осолонение.

Стадия диагенеза характеризовалась синтезом минералов, которые присутствовали в насыщенных растворах. Происходило перераспределение вещества и обособление минеральных зерен из минеральных фаз, образовывались корочки, прослои, линзы, крустификационные элементы и т.д. На этой стадии при повышенной солености бассейна и повышенном содержании углекислого газа в щелочной среде протекала доломитизация известково-доломитовых илов. Результатом этого процесса стало замещение молекул кальцита на молекулы доломита и образование доломитов с разной степенью известковистости.

Процессы минералообразования и перекристаллизации продолжились на стадии катагенеза, при этом температура и давление повышались, возрастало действие циркулирующих пластовых вод хлоридного состава. При доломитизации осуществлялось растворение кальцита и замещение его доломитом. Насыщенные минералами растворы по трещинам и порам просачивались в породы и вызывали в них неравномерное распределение новых образований доломита в виде мелко- и среднезернистых скоплений, пятен и друз. В меньших количествах из растворов осаждались ангидрит и галит. Вторичные минералы заполняли пустоты последовательно, в зависимости от степени их растворимости. Сначала пустоты заполнялись доломитом, затем ангидритом и на заключительных этапах – галитом.

Согласно уже существующим палеогеографическим реконструкциям, Сибирский континент, частью которого являлся современный Непский свод, в венд-раннекембрийское время находился в экваториальных широтах. На юге территории была неширокая континентальная полоса, другая часть континента была окружена водами трех океанов – Палеоазиатского, Пангаласса, Плейоник [1].

Большинство исследователей выделяют основные особенности формирования бассейна, в котором образовался осинский горизонт:

в конце докембрийской эпохи происходило обширное опускание Сибирской платформы, которое способствовало максимальной трансгрессии;

в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы находилась морская зона повышенной солености;

в этот период времени происходил новый этап рифообразования в истории планеты, цианобактерии постепенно заменялись водорослями, также появились новые организмы животного происхождения (археоциаты), которые тоже участвовали в рифостроении.

В различных участках морского бассейна формировались отложения разных генетических групп. Им свойственны различные типы пустотно-порового пространства. В хемогенной генетической группе пород выделяются четыре типа: *доломитизированные сульфаты изолированных водоемов (СДИ)*, *доломиты с включениями сульфатов и соли изолированных водоемов (ДСИ)*, *доломиты известковистые изолированных водоемов (ДИИ)* и *доломиты сульфатизированные зоны осушки (ДСО)*. Первый тип включает породы плотные и не пористые. Во втором типе (ДСИ) отражаются различные типы пористости, здесь наблюдаются мелкие (0,01–0,05 мм) поры, образованные при растворении соли, также встречаются пустоты, образованные крупными округлыми и мелкими кавернами, а некоторые доломиты характеризуются отсутствием пористости. Основной пористостью матрицы в породах типа ДИИ является межкристаллическая пористость с размером пор от 0,01 до 0,05 мм, редко при слиянии пор до 0,5 мм. Морфология пор определяется формой кристаллов – в основном ромбоздрической и округло-овальной, вследствие чего форма их в большинстве случаев треугольная, прямоугольная, ромбовидная, неправильно-угловатая. Пустотное пространство пород типа ДСО связано с трещинами усыхания, вдоль которых отмечается наличие шелевидных пустот [2].

К биогенной генетической группе относятся: *доломиты комковатые прибрежной полосы моря (ДКП)*, *доломиты водорослевые прибрежной полосы моря (ДВП)* и *доломиты строматолитовые прибрежной полосы моря (ДСП)*. В первом типе доломитов пустотное пространство преимущественно выполнено остаточными межформенными и межкристаллическими порами, также кавернами, развитыми по ним. Поры частично заполнены доломитом и залечены сульфатами, стенки их зачастую инкрустированы ромбоэдрическими кристаллами. Водорослевые доломиты прибрежной полосы моря (ДВП) имеют остатки водорослей, которые послойно распределены в породах. Поровое пространство выполнено межформенными и внутриформенными порами и кавернами (размером 0,01-0,03 мм), форма пор неправильная, округлая, сложная и изогнутая. Доломиты строматолитовые прибрежной полосы моря (ДСП) являются плотными и кавернозными породами, каверны развиты по внутриформенным и межформенным порам и частично заполнены сульфатами.

К обломочной генетической группе относятся *доломиты обломочные сульфатизированные приливной зоны (ДОП)*, которые сложены окатанными и неокатанными обломками доломитового состава различного размера. Пористость в породах этого типа отсутствует, так как пространство между крупными обломками заполнено мелким обломочным материалом и тонкоперетертым доломит-глинистым веществом.

В осинском горизонте преимущественное распространение имеют породы типов ДСИ, ДСО и ДИИ, реже породы типа ДКП. На ранних стадиях формирования осадочного бассейна литогенетические типы развивались в среде, которая слабо изменялась, о чем свидетельствуют тонкие типы слоистости и глинистая примесь. На завершающей стадии происходило возрастание динамики среды осадконакопления. Сочетание биогенного материала, который представлен водорослями и комковато-сгустковатыми доломитами, и хемогенного (сульфаты и каменная соль) свидетельствует о том, что условия формирования бассейна характеризовались высокой степенью испарения, иногда сопровождались осушением водоемов и выходом осадков на поверхность. Осаждение материала происходило в условиях аридного климата, в изолированных, слабо сообщающихся морских водоемах – лагунах.

Выводы: В формировании осинского нефтегазоносного горизонта вода играет существенную роль.

Горизонт образовался в морском бассейне;

Аридный климат, повышение испаряемости и специфика водной среды способствовали развитию организмов (строматолитов), которые впоследствии послужили образованию биогенных коллекторов;

Вода способствовала перераспределению минералов, и их химической активности, благодаря этому было сформировано пустотно-поровое пространство.

Литература

1. Мальков И.П., Условия формирования осинского горизонта центральной и восточной частей Непского свода. / Геофизические исследования, 2014. – Т.15 – №1 – С. 66 – 77.
2. Недоливко Н.М., Генетические признаки и условия образования отложений усольской свиты Непско-Ботубинской антеклизы. – Казань: Изд.-во ООО «Экспозиция Нефть Газ» Республика Татарстан, 2012. – Нефть Газ – № 2 (20). – С. 30 – 33.

КРАПИВИНСКОЕ ВОДОХРАНИЛИЩЕ И ЕГО РОЛЬ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМЫ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ И ПРИРОДООБУСТРОЙСТВА

А.В. Карманова

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Крапивинская гидроэлектростанция расположена в Кемеровской области в средней части бассейна реки Томи. Ее строительство началось еще в 1975 году, но в 1989-м из-за ряда причин, была приостановлена. Создание водохранилища в наибольшей мере отвечает интересам водоснабжения промышленности и населения Кузбасса, открывает перспективы развития орошаемого земледелия в

бассейнах р. Томи и р. Ини, улучшает энергетический баланс Кузбасса. Невозможно отрицать, что его роль и значение в природообустройстве и водопользовании достаточно велика и не подлежит никакому сомнению. В процессе нашего исследования остановимся на общих характеристиках водохранилища.

Река Томь является правым притоком реки Оби. Берет начало на западном склоне Абаканского хребта и течет вначале на запад до г. Новокузнецка, затем на северо-запад. Бассейн расположен на юге Западной Сибири, территориально относится к Кемеровской и Томской областям. Истоки реки Томи расположены на высоте 800 м восточнее пос. Тамалык, устье реки находится на высоте 75 м над уровнем моря. Водосбор имеет грушевидную форму. Территория бассейна реки Томи находится преимущественно под влиянием свободно проникающих холодных воздушных масс, формирующихся в Сибири и Арктике. Климат бассейна континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким теплым летом. Средняя годовая температура воздуха в районе водохранилища колеблется в пределах от 0,7 до минус 0,6⁰С. Средняя месячная температура самого жаркого месяца июля достигает 18,5⁰С. Абсолютный максимум температуры воздуха в отдельных случаях достигает 38⁰С. Начиная с сентября, происходит заметное понижение температуры. В ноябре средняя месячная температура отрицательная. Наиболее холодным месяцем является январь, его средняя температура -19,5⁰С. Наиболее частым в районе проектируемого гидроузла являются ветры юго-западного, южного и северо-восточного направлений. Средняя годовая скорость ветра колеблется от 2,8 до 3,6 м/сек.

Годовое количество осадков составляет 600-700 мм, в том числе в теплый период года 450-470 мм, в холодный – 150-200 мм. В отдельные годы как минимум, так и максимум осадков могут быть сдвинуты на другие месяцы. Максимум осадков наблюдается в июле (96 мм), минимум - в феврале-марте (16мм). Глубина промерзания почвы: средняя глубина промерзания почвы достигает 211 см, наименьшая-139см, наибольшая-263 см. Река Томь принадлежит к рекам со смешанным питанием. Питание ее происходит: 40% за счет таяния снега, 30% за счет дождей и 30% за счет подземных вод. Для реки характерны резкие колебания уровней. Весеннее половодье начинается в среднем во второй- третьей декаде апреля и продолжается обычно до конца июня и лишь в отдельных случаях до середины июля. Вследствие выпадения дождей в реке наблюдается подъем уровня на 0,5-1,5 м. наиболее значительные дождевые паводки наблюдаются в сентябре-октябре. В засушливые годы стояние низших уровней воды продолжается до 1-1,5 месяцев. Минимальные уровни летне-осенней межени обычно бывают в августе-сентябре. Замерзание реки Томи сопровождается появлением шуги и образованием зажоров, которые как правило не носят катастрофического характера. Толщина ледяного покрова достигает 1,0-1,3 м.

Крапивинский участок створа расположен в 15 км выше районного центра Крапивино, в пределах узкой части долины р. Томи, где она прорезает Крапивинский купол. В пределах характеризуемого участка долина реки имеет асимметричное строение - крутой скалистый правый берег, возвышающийся над урезами реки до 100 м, и пологий левый, поверхность которого сложена суглинками. Прорезая Крапивинский купол, река Томь создала здесь сравнительную узкую долину, врезанную в толщу осадочно-метаморфических пород и порфиристов. В геологическом строении района, где располагается Крапивинский створ, принимают участие осадочно- метаморфические породы девона, карбона, перми, триаса и юры, представленные чередованием конгломератов, песчаников, алевролитов и глин. Отложения девона, карбона и перми слагают здесь крупную брахиантиклинальную складку, именуемую Крапивинским куполом. Мощность осадочно-метаморфического комплекса измеряется здесь тысячами метров. Крапивинский створ характеризуется наличием двух типов подземных вод: поровых и трещинных, которые гидравлически связаны. Минерализация не превышает 0,8 г/л. Подземные и поверхностные воды не обладают агрессивными свойствами по отношению к любым маркам цемента.

Обоснование и выбор основных параметров (гарантированный попуск, полезный объем, мертвый объем, отметка НПУ) водохранилища, предназначенного для улучшения качества воды в реке, производились путем экономических расчетов и анализа различных сочетаний водоохраных мероприятий, обеспечивающих одинаковые требования к качеству воды таблица 1. Отметка НПУ I очереди, выбранная с позицией улучшения санитарного состояния реки Томь, определилась равной 177,5 м. Дальнейшее повышение отметки НПУ приводит к значительному увеличению

капиталовложений в строительство гидроузла и в создание водохранилища, которое не оправдывается экономией затрат в очистные сооружения.

Одна из рассматриваемых проблем, это прогнозирование концентраций загрязнителей в воде, поступающих в нижний бьеф водохранилища при различных попусках. В данной работе рассмотрены данные, гарантированного попуска 675 м³/сек таблица 2. Результаты прогноза убедительно доказывают высокую разбавляющую и самоочищающую способность водохранилища. Качество воды, поступающей из водохранилища в нижний бьеф, вполне удовлетворяет санитарным нормам, и по основным показателям загрязнения ниже ПДК в сотни раз, что позволяет использовать воду водохранилища для разбавления загрязнений, поступающих ниже гидроузла.

Таблица 1

Основные показатели водохранилища при рассмотренных вариантах отметки НПУ

Наименования показателя	Едини. измерения	Отметка НПУ, м				
		175,0	177,5	180,0	185,0	190,0
Мертвый объем	км ³	2	2	2	2	2
Полезная емкость	км ³	801	9,7	11,4	15,47	20,13
Полный объем	км ³	10,1	11,7	13,47	17,47	22,13
Расход гарантированного попуска	м ³ /сек	525	600	670	755	810

Таблица 2

Прогноз концентрацией основных загрязнителей в водах, поступающих в нижний бьеф (гарантированный попуск 675 м³/сек)

Время наблюдений	Концентрация загрязнителей, мг/л			
	нефтепродукты	СПАВ	хром	Железо
Июнь	0,29*10 ⁻³	3,1*10 ⁻³	1*10 ⁻³	1,2*10 ⁻³
Июль	0,27*10 ⁻³	3,2*10 ⁻³	1*10 ⁻³	1,6*10 ⁻³
Август	0,23*10 ⁻³	3,6*10 ⁻³	1*10 ⁻³	1,8*10 ⁻³
Сентябрь	0,29*10 ⁻³	3,9*10 ⁻³	1,1*10 ⁻³	1,9*10 ⁻³
Октябрь	0,32*10 ⁻³	4,1*10 ⁻³	1,1*10 ⁻³	1,9*10 ⁻³
Ноябрь	0,36*10 ⁻³	7,1*10 ⁻³	1,7*10 ⁻³	3,0*10 ⁻³
Декабрь	0,48*10 ⁻³	8,7*10 ⁻³	2,9*10 ⁻³	5,0*10 ⁻³
Январь	0,512*10 ⁻³	13,2*10 ⁻³	3*10 ⁻³	5,5*10 ⁻³
Февраль	0,67*10 ⁻³	12,8*10 ⁻³	3*10 ⁻³	5,1*10 ⁻³
Март	0,83*10 ⁻³	12,6*10 ⁻³	2,9*10 ⁻³	5,0*10 ⁻³

При определении размера нарушений, наносимых водохранилищем народному хозяйству, были приняты следующие границы влияния водохранилища: а) постоянное затопление- при отметке нормального подпорного уровня водохранилища (НПУ)- 177,5 м.; б) временное затопление половодье- при максимальной отметке уровня вероятностью превышения Р=5% в подпорных условиях, если этот уровень превышает современный на величину не менее 0,5 м.; в) переработка берегов- по прогнозу за 10- летний период.; г) подтопление – по прогнозу для конечной стадии. В дальнейшем все эти пункты будут нами более детально рассмотрены.

Строительство и эксплуатация в будущем Крапивинского гидроузла, сыграет важную роль в социально-экономическом развитие геолого-экономических районов: Ерунаковского, Терсинского, Центрального, Салтымаковского и Крапивинского, которые расположены непосредственно вблизи затопляемой территории. Эти районы являются перспективными на разработку месторождений полезных ископаемых: коксующиеся и энергетические угли. Особое влияние на геоэкологическое состояние окружающей среды могут оказать торфяные месторождения. В зоне затопления Крапивинского водохранилища выявлено 16 торфяных месторождений и 12 заболоченностей общей площадью 7369 га, что составляет около 11% площади водохранилища. Всплывание торфа прогнозируется на 7 месторождений, где располагаются сплавинные и зыбунные участки и залежи средне-и – слабоборазложившегося торфа. На поверхность может всплыть 336,4 га торфяных островов,

составляет менее 5% от всей заторфованной площади. Всплывать торф будет небольшими участками, образуя острова площадью по 50-100 м² каждый. Всплытие торфа будет происходить в мае-сентябри, когда температура воды в водохранилище превышает 8⁰; основное всплытие ожидается при температуре воды выше 17⁰.

Также Крапивинское водохранилище прямым образом влияет на переустройство автомобильных дорог. Гидроузел затрагивает в основном, грунтовые дороги местного назначения, а также дороги действующих лесозаготовительных предприятий, расположенные на пониженных отметках поймы первой надпойменной террасы р. Томи и ее притоков. В зону затопления попадает 31 км автодороги. При создании водохранилища и выносе поселков из зоны затопления дороги утрачивают свое значение и не восстанавливаются.

В процессе данного исследования, проработаны вопросы санитарной подготовки зоны водохранилища, которая включает в себя очистку и дезинфекцию территории ликвидируемых населенных пунктов, животноводческих ферм, удаление древесной и кустарниковой растительности, перенос или фиксацию мест захоронения. В дальнейшем планируется обосновать прогнозы по изменению природных условий в связи с санитарной подготовки зоны подтопления, трансформации структуры водохозяйственных комплексов и их организации, вызванные строительством Крапивинского водохранилища.

Литература

1. Водохранилище на реке Томи (Кемеровский гидроузел). Техничко-экономическое обоснование. Книга вторая. Природные условия, 1972 – 150 с.
2. Водохранилище на реке Томи (Крапивинский гидроузел). Технический проект. Первый этап. Основные положения. Книга шестая. Организация строительства и производства работ, 1973 – 210 с.
3. Крапивинский гидроузел на реке Томи. Технический проект (свободная записка), 1976 – 240 с.

ОСОБЕННОСТИ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ В РАЙОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЭЛЮВИАЛЬНЫХ ГРУНТОВ

А.Н. Колчогошева

Научный руководитель доцент В.В. Крамаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Ранее считалось, что строительство на территориях распространения специфических грунтов нерационально. Однако, в настоящее время разработаны специальные методики исследования грунтов и проводятся конструктивные мероприятия, способствующие строительству на неблагоприятных участках. В связи с тем, что в России широко развивается строительство в районах распространения элювиальных грунтов, целью данной работы послужило структурирование методик исследования свойств и состава элювиальных грунтов при проведении инженерно-геологических изысканий. Соответственно, задачами данной работы являются: обобщение материалов по инженерно-геологическим изысканиям в районах распространения элювиальных грунтов и применение полученной методики на практике при составлении технических заданий на инженерно-геологические изыскания.

Под элювиальными грунтами понимают грунты, являющиеся продуктами выветривания коренных пород, оставшимися на месте своего образования и сохранившими в той или иной степени структуру и текстуру исходных пород, а также характер их залегания. Элювиальные грунты в силу своего происхождения обладают специфическими составом и свойствами. К специфическим особенностям элювиальных грунтов относятся: пониженная несущая способность по сравнению с исходными породами; большая изменчивость степени выветрелости по площади и глубине; неоднородность свойств, невыдержанность отдельных слоев по мощности; значительная изменчивость глубин залегания подошвы выветрелых грунтов, возможность проявления плавунных свойств и пучинистости; резкое снижение прочностных свойств грунтов при замачивании, наличие реликтовой структуры и текстуры [5].

В связи с наличием специфических свойств у элювиальных грунтов комплекс инженерно-геологических исследований в районах развития специфических грунтов предусматривает дополнительные требования:

На участках распространения элювиальных грунтов следует осуществлять бурение колонковым способом большого диаметра (начальный диаметр 168 мм) с кольцевым забоем, учитывая, что сильно выветрелые породы легко разрушаются при механических воздействиях. Промывка скважин водой допускается только в трещиноватой и монолитной зонах [5]. При описании керна необходимо приводить послойную характеристику элювиальных грунтов по зонам в профиле коры выветривания и описание трещиноватости материнских пород. Для получения более полного представления о текстуре, структуре и трещиноватости пород, а также для отбора монолитов следует проходить шурфы или дудки в пределах сферы взаимодействия зданий и сооружений с геологической средой [7].

Геофизические исследования выполняются для выявления и установления мощности кор выветривания, залегающих под вышележащими отложениями, выявления карманов выветривания в кровле скальных массивов, их конфигурации и размеров в плане и по глубине, сильно выветрелых жильных образований, линейных кор выветривания, уходящих на значительную глубину. Применяется электропрофилирование, вертикальное электрическое зондирование и сейсморазведка в различных модификациях [7].

При изысканиях в состав полевых исследований следует включать зондирование, испытания грунтов штампами и прессиометрами – для дисперсной зоны выветривания. При исследованиях элювиальных грунтов с содержанием крупнообломочного материала более 20% необходимо выполнять испытания на срез целиков грунта и применять полевые методы исследования гранулометрического (зернового) состава, влажности и плотности – для элювиальных грунтов обломочной зоны выветривания. Определение временного сопротивления сжатию слабовыветрелых скальных грунтов проводится в полевых условиях при испытании одноосным сжатием открытой с четырех сторон квадратной призмы грунта – для элювиальных грунтов трещиноватой зоны выветривания [5]. Количество испытаний элювиальных грунтов штампами и на срез целиков для каждого инженерно-геологического элемента должно быть не менее трех, а испытаний зондированием и прессиометрами – не менее шести [7].

Лабораторные исследования грунтов должны включать определения состава, состояния и физико-механических свойств элювиальных грунтов (8 раздел СП 11-105-97 (часть III)) по зонам выветривания и подстилающей материнской породы, включая в необходимых случаях определение степени выветрелости крупнообломочной фракции, склонности к морозному пучению, суффозионному выносу, выщелачиванию, набуханию и просадочности. При производстве лабораторных исследований дополнительно необходимо определять следующие классификационные показатели, представленные на рисунке 1. Схема составлена автором с использованием специальной литературы и нормативных документов.

Литература

1. Бондарик Г.К. Методика инженерно – геологических исследований. – М.: Недра. 1986. – 333 с.
2. Ярг Л.А. Методы Инженерно-геологических исследований процесса и кор выветривания. – М.: Недра, 1991. – 139 с.
3. Коломенский Н.В. Методические указания по изучению процессов выветривания горных пород для инженерно-геологических целей. Госгеоиздат, 1952. – 56 с.
4. Инженерно-геологические изыскания в сложных условиях : монография / Н.А. Платов, А.Д. Потапов, Н.А. Лаврова [и др.]; М-во обр. и науки Р. Ф., ФГБОУ ВПО «Моск. гос. строит. ун-т». – М. : МГСУ, 2011. – 130 с.
5. Швец В.Б. Элювиальные грунты как основания сооружений – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1993. – 224 с.
6. СП 47.13330.2012 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.
7. СП 11-105-97 (часть III) Инженерно-геологические изыскания для строительства. Правила производства работ в районах распространения специфических грунтов.

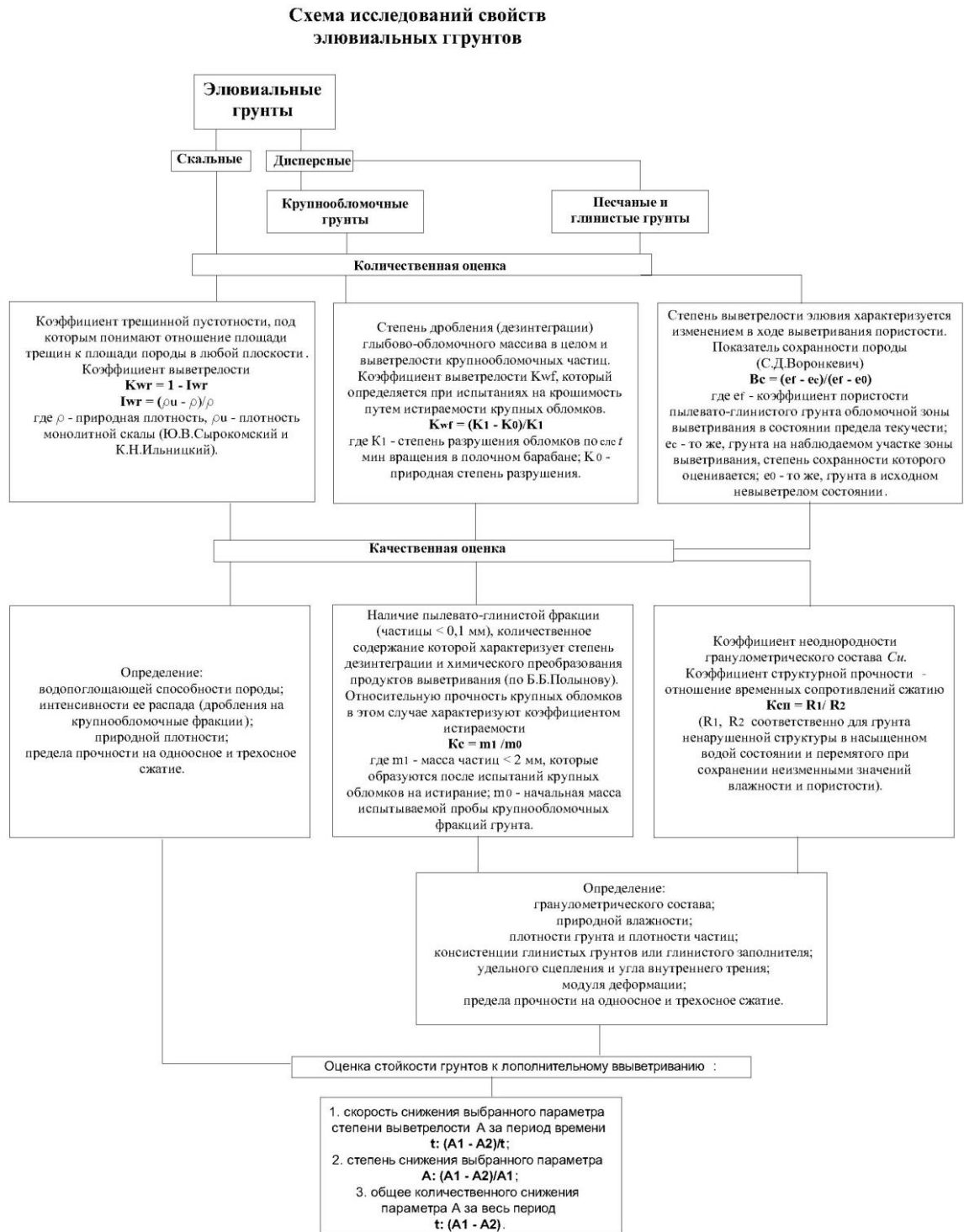


Рис.1 Классификационные показатели для исследования элювиальных грунтов при инженерно-геологических изысканиях

НОВЫЕ ДАННЫЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА РЕКИ ИНЯ И ЕЕ ПРИТОКОВ В УСТЬЕ БЕЛОВСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА

Ю.А. Кононова

Научный руководитель доцент О.Г. Токаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Вопрос химического состава воды и ее соответствия нормативам является весьма актуальным в связи с комплексным использованием Беловского водохранилища для рыбохозяйственных, сельскохозяйственных и рекреационных целей. Также немаловажно исследовать химический состав реки Ини и ее притоков для рассмотрения полной картины взаимосвязи с водохранилищем.

Ранее изучением геоэкологического состояния береговой зоны и водохранилища занимались такие исследователи, как А.В. Дьяченко, В.В. Кириллов, Д.В. Черных, С.П. Казьмин, О.В. Климов, Ю.В. Матвеева и др. Некоторыми авторами рассматривались вопросы биоразнообразия в водохранилище в условиях влияния БГРЭС. Вместе с тем, подробной гидрогеохимической характеристике водохранилища и реке Ине, к сожалению, не уделялось должного внимания.

Цель данной работы сводится к изучению химического состава поверхностных вод Беловского водохранилища, реки Ини и ее притоков.

В основу исследования положены данные отчета производственной практики, пройденной на Беловской Государственной районной электростанции (БГРЭС), фондовые источники, материалы опубликованной научной литературы, а также результаты собственных исследований автора.

Основным источником питания Беловского водохранилища является р. Иня. Это типично равнинная, свободно меандрирующая река с четко выраженными излучинами, в вершинах которых берег подвержен интенсивному размыву. Начало весеннего половодья для бассейна р. Иня приходится на середину первой декады апреля. Летняя межень наблюдается в июле – августе. Осенние дождевые паводки дают увеличение водности в сентябре – октябре. Минимальные расходы наблюдаются перед ледоставом в конце октября – начале ноября. Наименьший расход воды в году наблюдается в период зимней межени – декабрь – март [3].

С целью получения более полных данных химического состава вод водохранилища, а также новых данных химического состава реки Ини и ее притоков, автором в июне 2014 г. было проведено дополнительное опробование поверхностных вод (рис.1). Анализ химического состава отобранных проб был проведен в проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Научно-образовательного центра «Вода» Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Результаты исследования проведенные автором в 2013 г. показали, что воды водохранилища умеренно пресные, по химическому типу гидрокарбонатные магниевые-кальциевые, иногда с повышенным содержанием натрия, слабощелочные [1]. Формула Курлова выглядит следующим образом:

$$M435-574 \frac{HCO_3^- 72 - 84,1 SO_4^{2-} 13,4 - 23,5}{Ca^{2+} 50,8 - 53,3 Mg^{2+} 22,9 - 30,7 Na^+ 16,8 - 22,9} pH 7,7 - 8,1$$

Согласно проведенным исследованиям в июне 2014 года, относительно нормативов качества воды водных объектов, а именно нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектах рыбохозяйственного значения, утвержденных приказом Росрыболовства от 18.01.2010 №30 (ПДК_{рх}) [2], выявлены превышения по органолептическим показателям, фосфатам, железу и взвешенным веществам (табл. 1).

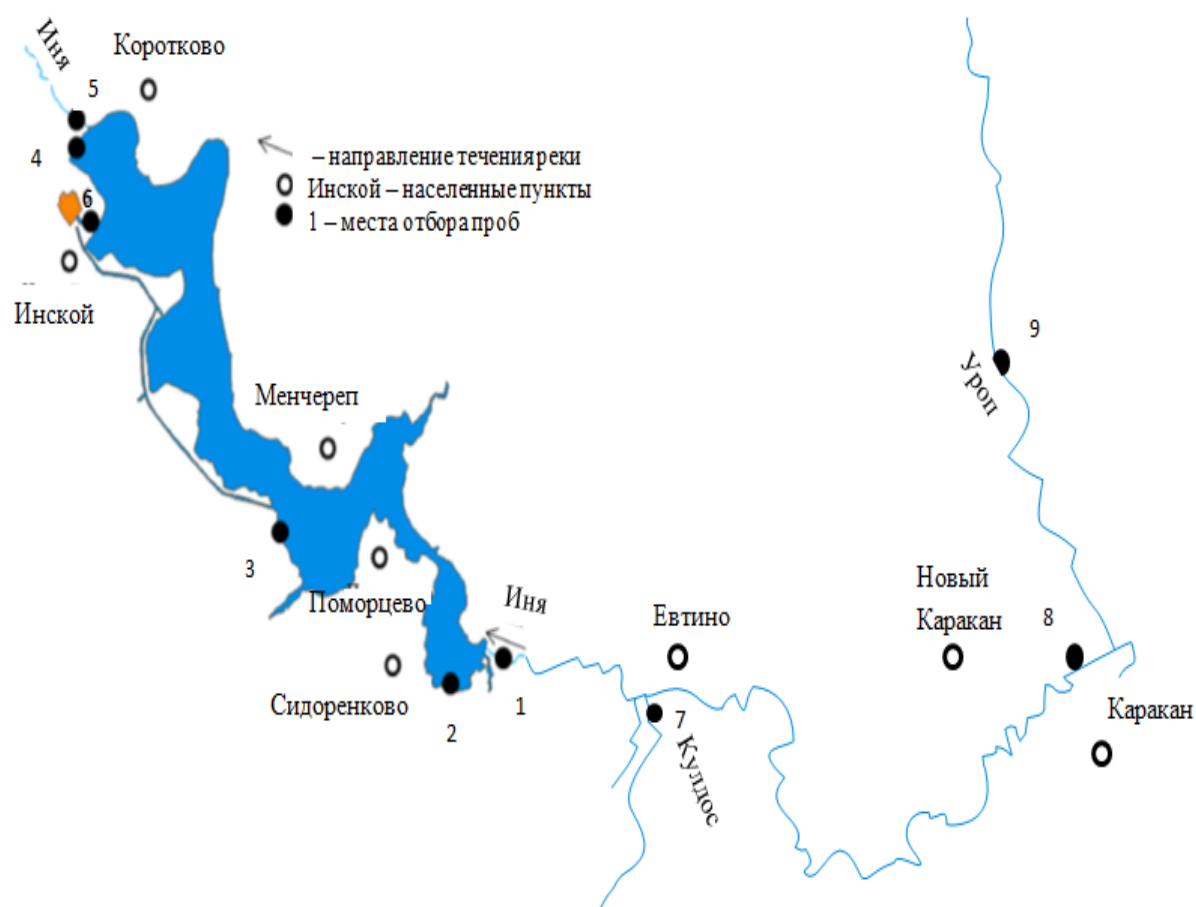


Рис.1 Ситуационная схема точек отробования

Условные обозначения: 1 – река выше водохранилища по течению, 2 – верхний бьеф (верхняя часть), 3 – верхний бьеф (средняя часть), 4 – верхний бьеф (нижняя часть), 5 – нижний бьеф, 6 – подводящий канал БГРЭС, 7 – река Кулдос, 8 – река Иня (новый Каракан), 9 – река Уроп.

Наибольшее внимание стоит обратить на многократные превышения ПДК_{рх} по мутности и взвешенным веществам, так как они обнаружены во всех пунктах пробоотбора. Концентрация взвешенных веществ в подводящем канале БГРЭС равная 366,83 мг/л, вероятно, является неверной в связи с ошибками, допущенными при отборе или транспортировке пробы. Картина содержания тяжелых металлов такова, что во всех пунктах пробоотбора концентрация цинка превышает допустимые концентрации и достигает своего пика в реке Ине вблизи поселка новый Каракан, кратность превышения варьируется в пределах от 7,4 до 25. При исследовании концентрации меди также обнаружено превышение ПДК_{рх}, но только в подводящем канале БГРЭС, которое составляет 1,2 раза.

Таким образом, при исследовании химического состава водохранилища, рек Ини, Кулдос и Уроп наблюдалась динамика увеличения концентрации химических компонентов по мере приближения рек к водохранилищу. Однако этот вопрос требует постановки дополнительных исследований.

Таблица 1

Химический состав вод Беловского водохранилища, реки Ини и ее притоков

Показатель качества	Единицы измерения	ПДК _{рх}	Июнь 2014								
			1	2	3	4	5	6	7	8	9
Запах	балл	2	1	>5	>5	>5	>5	>5	1	1	1
Цветн.	градус	20	20	20,4	14,9	13,8	14,4	18	29,6	17,2	14,2
Мутн.	мг/л	1,5	2,6	5,3	2,2	2,1	1,7	22,8	5,4	7,3	2,6
рН	ед.рН	6,5-8,5	8,23	8,35	8,38	8,32	8,27	8,22	8,41	8,08	8,07
∑ солей	мг/дм ³	–	391,1	318	297,3	309,3	339,9	328,9	540,2	351,4	314,6
ОЖ	мг-э/л	–	4,15	3,55	3,25	3,45	3,80	3,63	5,55	3,90	3,55
БПК	мгО ₂ /л	4	2,28	1,75	1,59	2,21	1,75	2,51	2,02	2,72	3,26
ХПК		30	14,35	15,65	10,28	10,1	11,9	12,15	15,3	7,51	6,73
NO ₂ ⁻	мг/л	0,2	0,022	0,02	0,032	0,017	0,022	0,031	0,025	0,037	0,016
NO ₃ ⁻		40	0,21	<0,02	0,025	0,4	3,4	0,19	0,15	1,3	0,14
NH ₄ ⁺		0,5	0,27	0,31	0,22	0,22	0,24	0,29	0,3	0,26	0,22
PO ₄ ⁻		0,2	0,1	0,17	0,11	0,09	0,14	0,28	0,29	0,1	0,065
HCO ₃ ⁻		–	260	218	190	205	225	223	376	245	238
SO ₄ ²⁻		100	24,9	14,2	22,4	18,6	21,5	19,6	21,4	17,7	0,42
Сг		300	5,09	1,53	3,57	2,59	4,63	2,67	3,24	2,22	1,53
Ca ²⁺		180	59	54	50	49	52,5	50	74	63	58
Mg ²⁺		40	14,64	10,37	9,15	12,2	14,34	13,79	22,57	9,15	7,93
Na ⁺		120	20,8	13,7	14,5	14,22	14,6	14,4	33,06	13,2	8,2
K ⁺		50	1,82	1,36	1,71	1,66	2,56	1,79	3,95	1,15	0,56
Fe _{общ.}		0,1	0,3	0,36	0,08	0,09	0,11	0,77	0,44	0,87	0,29
ПОК		–	6,16	5,6	4,28	4,28	4,46	4,34	5,6	4,16	5,2
В.в.		10	18,84	26,22	16,67	11,32	19,55	366,83	16,74	55	51,43
Zn		0,001	0,012	0,0074	0,0066	0,013	0,0077	0,015	0,02	0,025	0,0095
Cu	0,01	0,0064	0,0045	0,0056	0,0082	0,005	0,012	0,0066	0,0028	0,0034	

Примечание: «–» в таблице – данные отсутствуют (для ПДК – данные показатели не регламентируются); цветн. – цветность; мутн. – мутность; ∑ солей – минерализация; ОЖ – общая жесткость; ПОК – перманганатная окисляемость; НП – нефтепродукты; в.в. – взвешенные вещества.

Литература

1. Кононова Ю.А. Химический состав вод Беловского водохранилища (Кузбасс) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума им. акад. 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. – Томск, ТПУ, 1 – 6 апр. 2013. – Томск: Изд. ТПУ, 2013 –Т. 1. –С. 548 – 550.
2. Приказ Росрыболовства от 18.01.2010 № 20 «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения». – М.: 2010 – 214 с.
3. Морфометрические особенности, состояние и режим водоохранной зоны Беловского водохранилища в 2011 г. – Новосибирск: СибНИГМИ, 2011 г.

**СОВРЕМЕННОЕ ГИДРОГЕННОЕ ОБРАЗОВАНИЕ КАЛЬЦИТА НА ТЕРРИТОРИИ
УНИВЕРСИТЕТСКОГО РОДНИКОВОГО ПОЛЯ (Г. ТОМСК)**

Лашкивская Д.Е.¹, Пшатова А.И.²

Научные руководители профессор Е.М. Дутова³, доцент И.В. Вологодина⁴

¹Гимназия № 6, г. Томск, Россия

²Томский гуманитарный лицей, г. Томск, Россия

³Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

⁴Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Многообразие минерального мира поражает наше воображение – более 4500 минеральных видов и разновидностей известно науке на сегодняшний день. Минералы отличаются друг от друга цветом, формой, составом и происхождением. Наиболее интересными нам представляются вопросы, связанные с процессами минералообразования. Различают эндогенные процессы, когда минералы являются продуктами магматической деятельности и образуются за счет вещества и энергии глубоких частей земной коры, и экзогенные, проходящие в условиях земной поверхности. О том, как происходит зарождение минералов на глубине, мы можем судить, лишь основываясь на представлениях о деятельности магматических очагов, располагающихся в нижних частях земной коры. Сами процессы, совершающиеся на значительных глубинах, недоступны нашему наблюдению. Лишь в районах, действующих на земной поверхности вулканов, мы можем получить некоторые данные, позволяющие иметь суждение о глубинных процессах [1]. Образование минералов в поверхностных условиях мы можем наблюдать практически повсеместно, как в природных, так и техногенных условиях. Продуктами природных экзогенных процессов являются, например, сталактиты и сталагмиты – пещерные отложения кальцитового состава. В последнее время объектом исследований все чаще становятся так называемые природно-техногенные минеральные новообразования, происхождение которых контролируется разного рода техническими процессами. К ним относятся такие пылеватые осадки, формирующиеся на техническом оборудовании водозаборов из подземных источников [2]. Мы можем наблюдать образование минералов даже в пределах своих домов – накипь в чайниках, например, ничто иное как, минеральные агрегаты преимущественно карбонатного состава [3]. Довольно высокая скорость образования экзогенных (гипергенных) минералов, доступность объектов исследования позволяют нам наблюдать и изучать процессы минералообразования, «увидеть» минералы еще на стадии их «зарождения».

Наиболее ярким примером природных процессов современного минералообразования являются известковые туфы, или травертины. Травертином, а также известковым туфом, называют легкую пористую ячеистую породу, образовавшуюся в результате осаждения карбоната кальция из горячих или холодных углекислых источников [4]. Основу травертина составляет минерал кальцит, осаждение которого происходит в результате удаления CO₂ из вод, содержащих повышенные концентрации бикарбоната кальция. Травертины широко распространены в разных районах мира и достаточно хорошо изучены [5, 6].

На томские травертины, так называемые «Таловские чаши». Впервые они были описаны в 1895 г. профессором Томского Университета А.М. Зайцевым. В томском районе травертины встречаются в бассейнах рек Тугояковка, Басандайка, Ушайка, Омутная, некоторые из травертиновых построек являются гидрогеологическими памятниками природы [5].

Мельчайшие кристаллики кальцита (размером от нескольких микрон до миллиметра) инкрустируют стебельки растений, оказавшихся в русле ручья, листья, мох, покрывают тонкой корочкой поверхность камней. Со временем кристаллики кальцита нарастают друг на друга, образуя породу травертин. В результате осаждения кальцита формируются довольно крупные карбонатные постройки типа Тугояковского травертинового каскада, который прослеживается на 60 м от подошвы родника [5].

Но томские травертины являются объектами с многолетней (сотни лет) историей формирования. Нам показалось интересным узнать, есть ли возможность наблюдать зарождение травертинов. Так как образование травертинов связано с выходом на поверхность подземных вод, мы обратили свое внимание на городские родники. На территории города Томска известно множество родников, когда-то давно они были источниками чистой воды для горожан. В настоящее время, практически все родники города несут следы техногенного загрязнения [7].

Томские родники довольно подробно были изучены учеными ТПУ А.Д.Назаровым, Е.М. Дутовой, Н.Г. Наливайко и др. [7, 8]. А.Д. Назаровым в пределах г. Томска выделено несколько контрастных ландшафтно-родниковых зон – Солнечная, Михайловско-Рощинская, Академическая, Университетская и др. Объектом нашего исследования мы выбрали четыре родника, которые составляют Университетскую родниковую ансамблевую зону: 1 – «Политехнический», 2 – «Крыловский», 3 – «Сергиевский» и 4 – «Овражный». Питание родников осуществляется за счет олигоценового водоносного горизонта, для них характерна стабильность химического состава, температуры и гидродинамических свойств. По химическому составу воды родников пресные (0,79-0,83 г/л) (хлоридно-гидрокарбонатные (натриево)-кальциевые (кислородно)-углекисло-азотные с содержанием нитратов от 6,1 до 27,5 мг/л, нитритов – 0-0,1 мг/л, железа – до 0,3 мг/л, суммы кальция и магния (общей жесткости) – 8-9,6 мг-экв/л. [8]. А.Д. Назаров отмечает, отсутствие заметного проявления карбонатного минералообразования.

Действительно, в руслах и на берегах родников нам не удалось обнаружить видимые образования кальцита (примазки, корочки) (рис. 1).

Тем не менее, мы отобрали веточки и стебельки растений из русел родников. Затем, мы воздействовали на веточки разбавленной соляной кислотой, чтобы проверить образуется ли кальцит на их поверхности. На всех четырех образцах мы наблюдали «вскипание» – бурное выделение пузырьков углекислого газа (рисунок 2), что является прямым свидетельством присутствия кальцита.



Рис.1 Русло родника «Сергиевский». Уменьшено в 2 раза.



Рис.2 Воздействие разбавленной соляной кислоты на веточку, отобранную из русла ручья «Сергиевский». Натуральная величина.

Следует отметить, что вскипания соляной кислоты на ветках, отобранных с участков, удаленных от родников, не отмечается. Таким образом, проведенные нами даже такие простые натурные исследования позволяют делать выводы о процессах образования кальцита в руслах родников Университетской родниковой зоны по типу травертиновых. В дальнейшем предполагается провести более тонкие исследования химического и минерального состава известковых образований родников.

Литература

1. Бетехтин А.Г. Курс минералогии: учебное пособие – М.: КДУ, 207. 721 с.
2. Покровский Д.С., Дутова Е.М., Вологодина И.В. Гидрогеохимические среды и минеральные новообразования из подземных источников // Известия ВУЗов. Строительство. – 2010. – № 11-12. – С. 54 – 61.
3. Монголина Т.А., Барановская Н.В., Соктоев Б.Р. Элементный состав солевых отложений питьевых вод Томской области // Известия ТПУ, 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 204 – 211.
4. Геологический словарь в 2-х томах. – М.: Недра, 1973.
5. Уткин Ю.В. Томские памятники природы: Тугояковский травертиновый каскад // Проблемы геологии и географии Сибири: Материалы научной конференции. – Томск, 2003. – С. 113 – 116.
6. Юшкин Н.П. Травертино-террасовый тип оолитов (Альпы, Швейцария) // Вестник Института геологии Коми УрО РАН, 2009. – № 7. – С. 8 – 12.
7. Кузеванов К.И., Наливайко Н.Г., Дутова Е.М., Покровский Д.С. Химический и микробиологический состав вод ручьев городской территории города Томска // Известия ТПУ, 2005. – Т. 308. – № 2. – С. 48 – 54
8. Назаров А.Д. Родники г. Томска – распространение, состав, возможности использования и аквапаркового обустройства // Известия ТПУ, 2002. – Т. 305. №8. – С. 236 – 256.

УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ НИЖНЕГО ТЕЧЕНИЯ РЕКИ ТОМИ

Ю.Ю. Левак, Л.Р. Лагода

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Российская Федерация является исключительно богатейшей страной в области природных ресурсов. Занимает лидирующие позиции по поставкам газа, нефти, угля. Во всем мире считается, что якутские алмазы самые качественные. Не менее важным, а в большинстве своем самым важным, природным ресурсом является вода. Использование всех ресурсов растет закономерно росту экономики и промышленному развитию. Зачастую это происходит нерационально в связи с многочисленностью имеющихся ресурсов и нерегулируемостью их использования. В России вода один из самых бесценных, дешевых и доступных ресурсов. О значимости воды можно говорить бесконечно. Начнем с того, что тело человека состоит приблизительно из 60% воды. Любая экосистема неразрывно связана с водой. Будь она маленькая или большая, включает в себя живую часть, которая без воды не сможет существовать. Таким образом, варварское и потребительское отношение к данному виду ресурса может нанести непоправимый ущерб всем природным системам. В настоящее время в России обсуждается проблема появления «климатических беженцев». Массовый приток может быть из Азии. В связи с изменением климата на планете, обуславливающим нехватку питьевой воды. О чем в своем интервью заявил глава Росгидромета А. Фролов на пресс-конференции, посвященной темпам глобального потепления (25.11.2014г.). Исходя из вышесказанного, встает вопрос рационального использования воды, что невозможно без эффективных методов управления водными ресурсами. Под управлением использования водных ресурсов понимается совокупность действий направленная на принятие решений управленческими агентствами. Деятельность агентств подразумевает моделирование потока, из которого будут

отбираться воды, выбор места расположения гидротехнических сооружений и их взаимодействия со всеми водопользователями. Функционирование учитывает экономические, социальные и политические цели. Данная практика имеет широкое применение в развитых странах США, Испания и других. В США штате Калифорния ассоциация функционирует с 1960-х годов, действия не противоречат нормативно-правовым нормам. Испания практикует данную форму управления водными ресурсами с 1879 года.

Существует множество проблем в сфере управления водными ресурсами, которые не позволяют в полной мере использовать извлекаемую воду. Самая первая, пожалуй, главная это стереотип о неисчерпаемости воды. Данная проблема ведет к тому, что некоторые вопросы управления водными ресурсами остаются без должного внимания и пускаются на самотек. При эксплуатации водоносного горизонта происходит изменение напора подземных вод и направление их фильтрации. Политика управления должна быть направлена на минимизацию отрицательных последствий при использовании подземных вод в целях водообеспечения. Так встала проблема на территории Обь-Томского междуречья (ОТМ) из-за неэффективного распределения водных ресурсов. На данном участке сформировалась в течение 41 года отбора подземных вод воронка депрессии. (см.рис. 1). В 2011 году водоотбор составил 187,8 тыс.м³/сут., в 2012г. водоотбор снизился до 147, 7 тыс.м³/сут. В связи с появлением данного нарушения в экосистеме произошло осушение озера Песчаное, которое пополняется в засушливое время года специально пробуренными скважинами. Ухудшается режим влаги в почвенно-растительном слое, оказывающий негативное влияние на плодородие почв и жизнедеятельность растений. Наиболее заметное и очевидное влияние неструктурированного управления использованием водных ресурсов проявляется на территории Томской области. В настоящее время федеральным законодательством непредусмотрено взимание водного налога за попутно извлекаемые подземные воды с углеводородами. В этой связи возможно возникновение экологической катастрофы, влекущей за собой негативный экономический эффект.

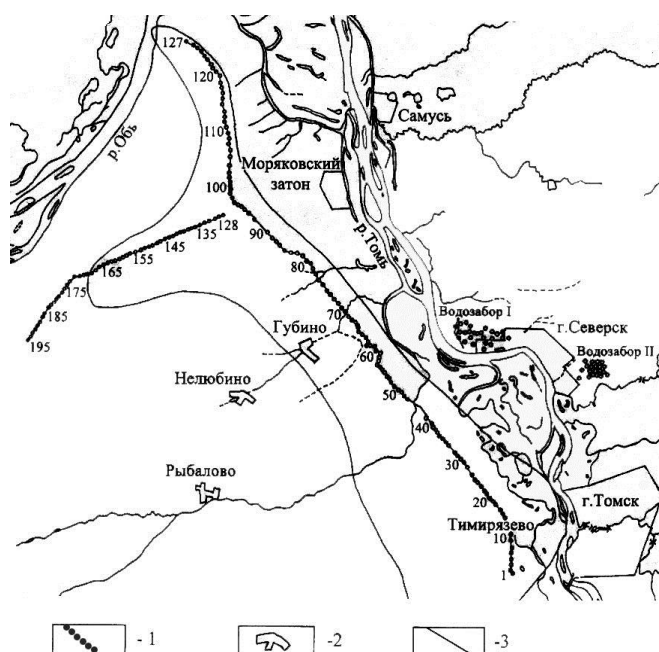


Рис.1 Схема расположения скважин Томского водозабора:

1 – скважины водозабора; 2 – населенные пункты;

3 – внешняя граница зоны строго режима

При использовании водных ресурсов в любой сфере промышленности добывающей или перерабатывающей происходит неоправданное использование воды в больших объемах. Чаще это воды водоносных горизонтов, которые пригодны для питьевого водоснабжения. Учет воды ведется по данным водопользователей, что не отражает картину использования воды в полной мере. Помимо официальных водопользователей, которые имеют право на извлечение воды, есть отдельные субъекты, которые имеют в своем пользовании скважины и неограниченно, и неправомерно

используют воду. Что должно регулироваться законодательно. Важно, чтобы решением вопросов в отношении управления водными ресурсами, принимались подготовленными специалистами. Необходимость вызвана многими факторами, в первую очередь рациональным использованием водных ресурсов, экономической целесообразностью, эффективным распределением между водопользователями, сохранением природных систем. Важным является урегулирование противоречий между водопользователями. Водоканалу важно обеспечивать население питьевой водой с минимальными потерями. В то время как в производственной сфере существуют свои интересы и цели, которые часто не согласуются с интересами других водопользователей. Одна из главных проблем управления водными ресурсами это большое количество участников, которые преследуют свои цели при принятии решений в отношении использовании воды. На территории ОТМ это три крупнейших водопользователя: Томский водоканал, Северский водоканал и Сибирский химический комбинат. Поэтому важно, чтобы управлением занимался один компетентный орган, объединяющий решение интересов всех водопользователей в целях ресурсоэффективного использования природных ресурсов, в первую очередь водных и земельных, на исследуемой территории.

В настоящее время в ряде стран (Испания, США и др.), существует законодательная база для правомерного использования водных ресурсов и созданы управленческие агентства. Очевидно, что их создание вызвано экологическими проблемами, которые в дальнейшем, безусловно, повлекут за собой и экономические. На основании законодательной базы необходимо разработать стратегию рационального пользования водными ресурсами на территории ОТМ, которая будет учитывать интересы всех водопользователей. При этом не будут нарушаться экологические требования и будут соблюдаться нормы качества соответствующие всем стандартам. В соответствии со стратегией, необходимо разработать план использования водных ресурсов на определенны срок. Это позволит эффективно использовать эксплуатационные запасы подземных вод, возможность возобновления их ресурсов, описать возможную динамику природных вод и возможные последствия. Данная программа должна регулироваться и корректироваться законодательными органами субъекта федерации и муниципальных образований.

Отсутствие в элементно-технической базе средств для мониторинга качества, уровня подземных вод, извлекаемых объемов, питания также является одной из важных проблем. Данная проблема непосредственно относится к управлению водными ресурсами. Необходимо использование современных информационных технологий, позволяющих осуществлять моделирование, обработку данных, прогнозирование с учетом всех тонкостей процесса. Данная информационно-техническая база позволит исключить ошибки при принятии управленческих решений и снизить влияние негативных последствий в критических ситуациях.

Данная концепция позволит эффективное распределение водных ресурсов между водопользователями, исключит возможность истощения водных ресурсов, не нарушит природный баланс водных объектов. Как следствие это вызовет рост отраслей экономики, которые непосредственно связаны с использованием воды, улучшения уровня жизни населения и их благополучия.

Литература

1. Островский Г.М. Управление водными ресурсами. – М.: АМА-ПРЕСС, 2008 – 288с.
2. Зекцер И.С. Подземный сток и ресурсы пресных подземных вод. – Изд.: Научный мир, 2012. – 374с.
3. Попов В.К., Лукашевич О.Д., Коробкин В.А., Золотарева В.В., Галямов Ю.Ю., Эколого-экономические аспекты эксплуатации подземных вод Обь-Томского междуречья, Томск: – Изд.: Томского архитектурно-строительного университета, 2003. – 174с.
4. Состояние геологической среды (недр) территории Сибирского федерального округа. Информационные бюллетени ОАО «Томскгеомониторинг» за 2006 – 2013 гг.

РОЛЬ ВОДЫ В ФОРМИРОВАНИИ МОРСКИХ ГАЗОГИДРАТОВ

Ли Цуньи, Н.И. Исламова

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В статье рассмотрена роль воды в формировании морских газогидратов; охарактеризовано распределение газогидратов на Земном шаре; приведены физические свойства газогидратов и условия их образования; описаны четыре генетических типа морских газогидратов: биогенные, пиролизные, смешанного и неорганического происхождения; проанализировано влияние распада газогидратов на экологическую среду.

Газогидраты представляют собой конгломерат воды и газа, чаще всего метана. Они похожи на лед, только они обладают свойством гореть на ладони и при этом не обжигать. При повышении температуры газогидраты легко распадаются на воду и газ.

В настоящее время изучение образования и использования газогидратов является одним из ключевых вопросов нефтегазовой геологии. Это связано как с положительными, так и с отрицательными моментами. К положительным моментам относятся: огромные мировые запасы газогидратов, составляющие $1,8-2,1 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$ [5]; их возобновляемость; а также то, что газогидраты представляют собой экологически чистый источник энергии. К отрицательным относится тот факт, что разложение газогидратов может вызывать геологические бедствия: оползни, цунами, землетрясения и т.д.

1. Распределение газогидратов

Официально газогидраты открыли советские ученые в конце 1970-х годов в Западной Сибири, где были обнаружены 30 залежей промышленного значения. В мире газогидраты широко распространены: скопления газогидратов обнаружены на шельфе, материковом склоне океанов, во внутриматериковых морях, на суше [3]. Шельфовые газогидраты встречаются в Атлантическом океане (Мексиканский залив, побережье штатов Техас и Луизиана США; дельта Нигера, Нигерия), Северном Ледовитом океане (грязевой подводный вулкан Хакон Мосби, Норвегия), Тихом океане (шельф Сахалина, Россия) и др. Месторождения, приуроченные к материковому склону, отмечены в Тихом океане (впадина близ побережья Коста-Рики, Центральноамериканский глубоководный желоб, Калифорнийский разлом, Перуанская впадина; Курильская гряда, желоб Нанкай в Японском море и др.; газогидраты встречены в крупных озерах (оз. Байкал) и на дне внутриматериковых морей: в Черном, Каспийском, Средиземном (подводные горы Анаксимандра, побережье района Кула). Широкое распространение залежи газогидратов получили в Арктике (район дельты Маккензи), а также на суше в районах вечной мерзлоты: Мессояхское месторождение в Сибири, Прадхо Бей, Цинхай-Тибетское нагорье. Запасы морских газогидратов в 100 раз больше, чем материковых (рис. 1 [3]).

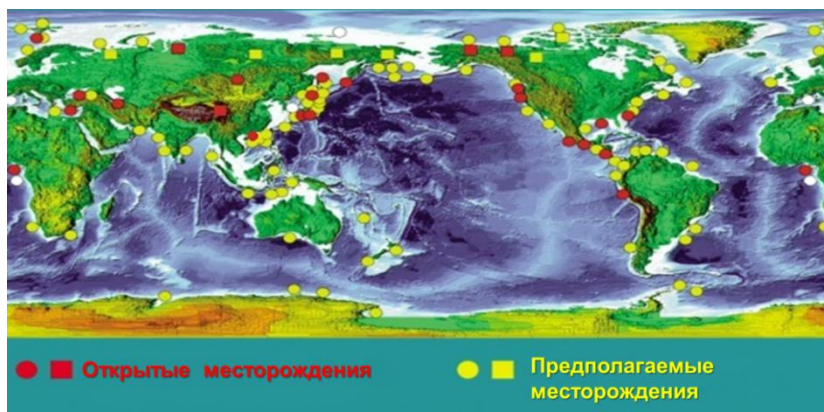


Рис.1 Открытые и предполагаемые месторождения газогидратов

2. Вода как основной фактор формирования морских газогидратов

Газогидраты (или газовые гидраты) – ажурные кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из молекул воды (хозяина) и молекул CH_4 , CO_2 , H_2S и т.д. (гости) [2]. Один метр кубический газогидрата может содержать до $164-180 \text{ м}^3$ чистого газа. Вода

является важной составляющей и одновременно одним из основных условий образования газогидратов. Благодаря водородным связям, из молекул воды образуются различные ажурные каркасы (водный клатратный каркас). Молекулы газов (гости) входят в решетку воды (хозяина) и закрепляются в ней посредством слабых межмолекулярных (ван-дер-ваальсовых) связей. В зависимости от пространственной структуры газогидраты делятся на три типа [2], характеризующиеся разной химической формулой молекул: 1) Газ·5,75H₂O; 2) Газ·5,83H₂O; 3) Газ·5,80H₂O, где Газ представлен CH₄, N₂, CO₂, H₂S и т.д. Все эти формулы молекул газогидратов содержат воду в качестве основного компонента.

Кристаллы газогидратов представляют термодинамически устойчивые соединения, в которых вода и гидратообразующие вещества, заключенные в водный клатратный каркас, сохраняют свою химическую индивидуальность. При изменении термобарических условий каркасы газогидратов разлагаются с образованием газа и воды. Таким образом, образование газогидратов и разложение газогидратов являются динамическим процессом равновесия. Если скорость образования газогидратов больше, чем скорость разложения, запасы газогидратов будут увеличиваться. В случаях противоположных, наоборот, запасы будут уменьшаться. Если скорость образования равна скорости разложения, то запасы не изменяются.

3. Типы газогидратов и роль воды в их образовании

Условия формирования морских газогидратов: низкая температура (0–10 °С) и высокое давление (1–10 МПа); высокое содержание газа и воды. В зависимости от источника газа подводные газогидраты по генезису делятся на: биогенные, пиролизные, смешанного и неорганического происхождения.

Биогенные газогидраты (пример: газогидраты подводного плато Блейка [4]) являются наиболее распространенными. Они формируются в неглубоко залегающих морских отложениях за счет метана, образованного при разложении органического вещества анаэробными (сульфат- и азот-редуцирующими) и автотрофными бактериями. Роль воды при формировании биогенных газогидратов определяется тем, что реакции протекают непосредственно в водной среде, и поступлением водорода из органического вещества и из окружающей воды.

Метан (CH₄) образуется, как за счет восстановления углекислого газа и соединения его с водородом окружающей воды (CO₂ + 4H₂ → CH₄ + 2H₂O), так и за счет ферментации уксусной кислоты (CH₃COOH + 4H₂ → CH₄ + CO₂), при этом ¼ водорода поступает из окружающей воды и ¾ из органических веществ [6].

Количество запасов газогидратов биогенного происхождения зависит от количества органических веществ и степени микробиальной деятельности. Для метана микробного генезиса величина R – соотношение C₁/(C₂+C₃), более 1000, и по изотопному составу углерода δ¹³C биогенные газогидраты являются легкими (δ¹³C от -90 ‰ до -55 ‰ [1]).

Пиролизные газогидраты (пример: газогидраты в Каспийском море) формируются за счет метана, выделенного при термическом преобразовании органического вещества при катагенезе глубоко погруженного осадка и миграции метана из поровых вод. Вода играет роль растворителя и транспортирующего средства, сначала, накопившиеся пирогенные газы метана глубоких горизонтов осадочных бассейнов растворяются в воде, а затем переносятся водными миграционными потоками в поверхностные слои.

Для метана пиролизного генезиса величина R <100, изотопный состав δ¹³C газогидратов этого типа более тяжелый (от -55 ‰ до -29 ‰ [1]).

Газогидраты смешанного генезиса (пример: газогидраты Мексиканского залива) образуются за счет биогенного и пиролизного метана.

Газогидраты неорганического генезиса (месторождения не известны) могут образовываться за счет метана, порожденного глубинными источниками Земли.

Необходимым условием газогидратов является также скорость движения воды, поставляющей метан: при ее увеличении, скорость образования газогидратов увеличивается; при снижении – скорость образования газогидратов уменьшается.

4. Влияния распада газогидратов на экологическую среду. Распад газогидратов в природной среде может привести к катастрофическим последствиям. Это связано в первую очередь с образованием подводных оползней, обвалов, цунами и т.д. Кроме того, активно протекающие процессы разложения газогидратов вызывают уменьшение содержания кислорода в океанической

воде, что может привести к ухудшению условий жизнедеятельности морских организмов, вплоть до кислородного голодания, и, в конечном итоге, приведет к значительному сокращению морской жизни и катастрофическим бедствиям в морских экосистемах. Большое количество газогидратов, поступающих в систему циркуляции атмосферы, серьезно повлияет на глобальные изменения климата. Так как парниковый эффект метана в 20 раз выше, чем у углекислого газа.

Чтобы избежать бедствий в экологической среде, при добыче газогидратов должны использоваться современные технологии, сохраняющие экологию окружающей среды, и специальная техника.

Вывод

Таким образом, роль воды при образовании газогидратов, трудно переоценить. Вода является средой, в которой образуются газогидраты и формируются их залежи; принимает непосредственное участие в строении газогидратов, входя в состав их химических формул; отвечает за скорость образования, сохранность и разрушение залежей газогидратов.

Литература

1. Bernard B., Brooks J.M., Sackett W.M. A geochemical model for characterization of hydrocarbon gas sources in marine sediments. / Proceeding 9th Annual Offshore Technology Conference. – Houston: Off shore Technology Conference, 1977. – P. 435 – 438.
2. Chen Duofu, Xu Wenxin, Zhao Zhenhua. Gas hydrate structure and hydration numbers and its densities. / Acta Mineralogica Sinica, 2001. – №21 (2). – P. 159 – 163.
3. He Jiaxiong, Yan Wen, et al. Genetic types of gas hydrate in the world and their main controlling factors. / Marine Geology and Quaternary Geology, 2013. – №33. – P. 121 – 126.
4. Kvenvolden K.A. A review of geochemistry of methane in nature gas hydrate. / Organic Geochemistry, 1995. – №23 (11/12). – P. 997 – 1008.
5. Kvenvolden K.A. Gas hydrate as a potential energy resource – A review of their methane content. / Howell, DG. (ed): The Future of Energy Gases, USGS Professional Paper 1570. – London: Academic Press, 1993. – P. 555 – 561.
6. Wu Houbo, Su Xiaobo, Yan Wen. The microbial genesis of submarine gas hydrate and its microbiological indication. / Marine Sciences, 2008. – №32 (3). – P. 96 – 99.

ЗОНЫ НАКОПЛЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ В ЗАПАДНО-СИБИРСКОМ ПАЛЕО ОКЕАНЕ В ОРДОВИКЕ-СИЛУРЕ

О.Н. Мамедов

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Одним из основных объектов по приросту запасов нефти и газа в Западно-Сибирской геосинеклизе (ЗСГ) являются доюрские отложения, особенно карбонатные платформы, в которых, при преобразованиях их гидротермально-метасоматическими процессами могли сформировать породы-коллекторы, и месторождения нефти и газа [1]. Рассмотрим отложения ордовика и силура ЗСГ в плане установления образований карбонатных платформ.

В пределах ЗСГ ордовикские отложения установлены бурением [2] на территории Тагильского, Березово-Сартыньинского, Шеркалинского, Красноленинского, Варьеганского, Нюрольского и Вездеходного СФР.

В Тагильском СФР отложения ордовика представлены толщей (O_1t-S_2ld) [3] базальтов, туфоконгломератов, кремнистых сланцев, линз известняков (мощность 1500 м). В пределах Березово-Сартыньинского СФР это образования ахтынгурской толщи (O_1t-S_2p) яшм, кремнисто-глинистых сланцев, с фауной радиолярий (мощность 150 м). На территории Шеркалинского СФР ордовикские образования представлены филипповской толщей (O_1t-S_1v) ордовикско-раннесилурийского возраста серицитовых, глинистых, кремнисто-углистых сланцев с метаморфизованными конгломерато-гравелитами, кварцитовидными олигомиктовыми песчаниками (более 500 м). В пределах Красноленинского СФР это толща (O_1l-S_2p) эпидотизированных, амфиболитизированных, альбитизированных андезитов и метабазальтов (мощность более 50 м).

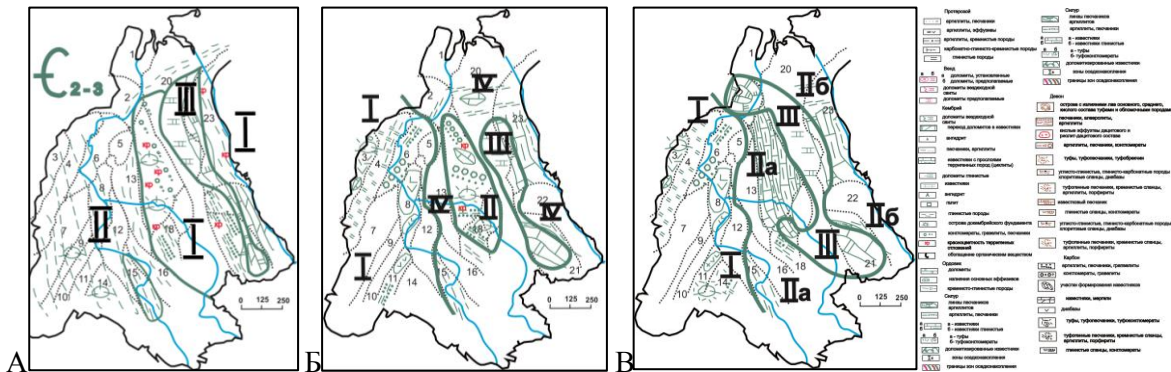


Рис. 1 Карбонатные платформы: А. среднего-верхнего кембрия; Б. нижнего ордовика; В. верхнего ордовика.

Структурно-фациальные районы (СФР): 1 – Бованенковский; 2 – Новопортовский; 3 – Тагильский; 4 – Березово-Сартыньинский; 5 - Ярудейский; 6 – Шеркалинский; 7 – Шаимский; 8 – Краснolenинский; 9 – Тюменский; 10 – Косолаповский; 11 – Уватский; 12 – Салымский; 13 – Усть-Балыкский; 14 – Ишимский; 15 – Тевризский; 16 – Туйско-Барабинский; 17 – Варьеганский; 18 – Нюрольский; 19 – Никольский; 20 – Колпашевский; 21 – Вездеходный; 22 – Тыйский; 23 – Ермаковский.

В пределах Варьеганского СФР ордовикской системе соответствует полуденная толща ($O_{1t}-O_{3a\delta}$). Нижнюю часть толщи слагают красноцветные конгломераты, песчаники, линзы черных илистых известняков с фауной, верхнюю часть толщи - темные глинистые комковатые известняки с фауной (более 100 м). В пределах Нюрольского СФР среднему ордовика, предположительно соответствуют образования терригенной толщи ($\epsilon_{2-3}-O_{2ld}$) [4]. Выше залегает образования павловской толщи ($O_{2k}-O_{3a\delta}$) представленные известняками тонкозернистыми, рассланцованными зеленоцветными, алевролитами известковистыми, аргиллитами, песчаниками (более 250 м). В пределах Вездеходного СФР ордовикские отложения представлены образованиями няргинской толщи ($O_{1t}-O_{3a\delta}$). Это темно-серые слабо глинистые известняки доломитизированные с линзами алевролитов (около 200 м).

В среднем и позднем ордовике [2] на ряде территории ЗСГ продолжалось унаследованное накопление того же комплекса пород, в частности, в пределах Тагильского, Березово-Сартыньинского, Шеркалинского, Краснolenинского, Вездеходного и Ермаковского СФР, на ряде территорий они бурением пока не установлены. Изменения установлены для пяти СФР: Уватского, Ишимского, Варьеганского, Нюрольского и Новопортовского СФР. Территорию Ишимского и Уватского СФР можно рассматривать совместно. Здесь, в пределах Уватского СФР, в раннем и большей части среднего ордовика накапливались мощные (до 2000 м) толщи сланцев, аргиллитов, алевролитов, песчаников, кварцитов, известняков с телами эффузивов основного и среднего состава, и только в конце среднего и весь поздний ордовик изливались лавы базальтового, андезитобазальтового и дацитового состава, накапливались и их туфы. На территории сопредельного Ишимского СФР в это время накапливались известковистые песчаники, кремнисто-глинистые сланцы.

Таким образом, изменения в составе отложений среднего и верхнего ордовика установлены только для территории Нюрольского и Варьеганского СФР, а окружающие территории выглядят как стабильные. Только в пределах Уватского СФР наблюдалось изменение специализации изливающихся магм.

Итак (рис. 1А, 1Б), осадконакопление в нижнем ордовике носит унаследованный от верхнего кембрия характер, карбонатонакопление осуществлялось в восточной части ЗСГ в виде полосы меридионального простираения, карбонатная платформа относительно верхнего кембрия несколько уменьшилась. В среднем и верхнем ордовике (рис. 1В) зона карбонатонакопления сместилась на северо-запад, карбонатонакопление по площади увеличилось.

Отложения силурийской системы на территории ЗСГ [2] развиты в пределах Тагильского, Березово-Сартыньинского, Шеркалинского, Тюменского, Варьеганского, Нюрольского, Вездеходного СФР. На территории Тагильского СФР в нижнем и лудловском ярусе верхнего силура закончилось

формирование толщи (O_1t-S_2ld) базальтов, туфоконгломератов, кремнистых сланцев с линзами известняков (около 1500 м). В пржидольском ярусе верхнего силура формировались отложения толщи (S_2p) трахибазальтов и их туфов, конгломератов, сланцев, известняков (более 50 м). На территории Березово-Сартыньинского СФР в силуре завершилось формирование ахтынгурской толщи (O_1t-S_2p), выполненной яшмами, кремнисто-глинистыми сланцами, с фауной радиолярий (150 м).

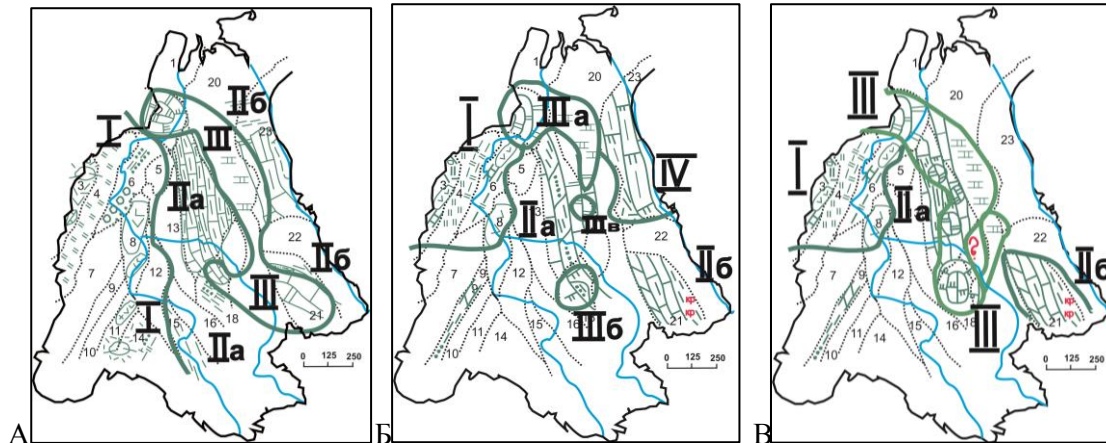


Рис.2 Карбонатные платформы: А. верхнего ордовика; Б, нижнего силура; В. верхнего силура.
Условные знаки см. на рис. 1. Структурно-фациальные районы (СФР) см. на рис. 1.

В силуре картина формирования Западно-Сибирского доюрского палеоокеана несколько изменилась. На территории Шеркалинского СФР отложения нижнего силура представлены филипповской толщей (O_1t-S_1v), сложенной кремнисто-углистыми сланцами с метаморфизованными конгломерато-гравелитами, песчаниками (более 500 м). В верхнем силуре, после перерыва в лудлове сформировались образования ловинской толщи (S_2p-D_2ef) кремнисто-глинистых сланцев, мраморизованных известняков, базальтов и их туфов. На территории Тюменского СФР формировались песчаники, аргиллиты, мергели заозерной тощей (S_1l-S_2p , около 500 м).

На территории Варьеганского СФР отложения силура представлены (снизу вверх): ларинской толщей (S_1l-S_1v) известняков, аргиллитов, песчаников (более 350 м). В пржидольском веке верхнего силура формируется толща (S_2p-D_1p) черных глинистых сланцев и известняков (более 100 м). В пределах Нюрольского СФР накапливались образования бассейнового и рифогенно-аккумулятивного комплексов. Бассейновый комплекс слагают (снизу вверх): большеичская свита (S_2ld-S_2p) туфов, андезитов, базальтов (более 208 м); майзасская свита (S_2p) известняков, голубоватых мергелей, туфов, эффузивов (около 200 м). Отложения рифогенно-аккумулятивного комплекса. Это межовская свита (S_2ld-S_2p) белых доломитизированных известняков, доломитов (около 380 м). В пределах Вездеходного СФР сформировалась лымбельская толща (S_1l-S_2p) аргиллитов, мергелей, глинистых и глобидных известняков (около 150 м).

Итак, на территории ЗСГ в нижнем силуре в западной части существовали размываемые острова с ареалами терригенных пород и с очагами вулканической деятельности (лавы базальтов, андезитов), с накоплением на участках морского дна известняков, мергелей, а в депрессионных зонах с накоплением кремнисто-глинистых отложений.

В центральной части ЗСГ (территория Варьеганского, Нюрольского и Вездеходного СФР) формировались известняки, аргиллиты, песчаники в пределах Варьеганского СФР, южнее известняками доломитизированными с прослоями алевролитов, аргиллитов, песчаников (Нюрольский СФР), в восточном направлении на территории Вездеходного СФР накапливались образования лымбельская свита, сложенная темно-серыми и вишнево-красными аргиллитами глобидными известняками. Красноцветность аргиллитов, вероятно, соответствует каким-то размываемым участкам. К северу, в пределах Ермаковского СФР развиты аргиллиты и туфы. Образования, которые можно рассматривать как карбонатную платформу сформировались в пределах Новопортовского СФР.

В верхнем силуре в западной и юго-восточной частях ЗСГ картина формирования осадков не изменилась. Зона формирования образований карбонатной платформы представлена полосой северо-

западного простирания, протягивающейся от Бованенковского и Новопортовского СФР до Нюрольского СФР в юго-восточном направлении. В пределах Нюрольского СФР формируются известняки доломитизированные и доломиты межовской свиты - образования карбонатной платформы, параллельно изливаются лавы основного и среднего состава, извергаются витрокластические туфы, на части территории закладываются впадины, в которых накапливаются отложения майзасской свиты верхнего силура, сложенными известняками и мергелями.

В пределах Варьеганского СФР формируется толща, сложенная черными глинистыми сланцами и известняками, это относительно более глубоководные, чем на территории Нюрольского СФР условия, излияния лав и накопление туфов отсутствуют. На территории Новопортовского СФР продолжилось накопление доломитов и доломитизированных известняков.

Итак, в силурийский период участки развития образований карбонатной платформы (зона III, рис. 2А, 2Б) на территории ЗСГ сравнительно с верхним ордовиком значительно уменьшились и несколько сместились в западном направлении. В верхнем силуре зона карбонатакопления (рис. 1В, зона III) сформировалась в виде субмеридиональной полосы большей площади

Литература

1. Ковешников А.Е. Месторождения нефти и газа трещинно-метасоматического генезиса в до-юрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 105 – 110.
2. Решения межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 1999. – 80 с.

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ЦЕЛЕЙ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ Ю.А. Моисеева

Научный руководитель доцент М.В. Решетько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Жизненно важной проблемой современности является сохранение чистоты водных бассейнов, особенно, густонаселенных территорий, подверженных высокой техногенной нагрузке. Хотя на данной территории река подвергается не высокой антропогенной нагрузке, через неё проходит железная дорога, что тоже может сказаться на её составе [1].

Поэтому анализ качества воды в водных объектах является актуальным на сегодняшний день и не только для питьевых целей, но и для всех целей водопользования.

Природные воды – это сложная многокомплексная система, содержащая макро- и микрокомпоненты, органические вещества, газы и др. Для их определения в водах используются различные методы анализа (химический, физико-химические, физические, микробиологические) [2].

В данной работе анализ отобранных проб воды проводился на речке между Терентьевском и Б. Талдой в Кемеровской области 12 июля 2009 г. Вода используется для рекреационных целей. Данные по составу и свойствам природных вод представлены в таблице 1.

После проведения анализа воды к результатам этого анализа были вычислены погрешности, рассчитанные по ГОСТ 24902-81. А также была доказана достоверность результатов анализа, путем оценивания общей фактической погрешности ($P_{\text{факт}}$) результатов анализа и величиной допустимой погрешности ($P_{\text{допуст}}$). Для этого рассчитали суммы анионов и катионов в мг-экв/л. Вычислили содержание компонентов в природной воде в %-экв/л, используя пропорции. Для составления формулы Курлова и описания по ней исследуемой природной воды, рассчитали общую минерализацию $M = 466$ мг/л. Таким образом, формула Курлова имеет следующий вид:

$$M_{0,5} \frac{\text{HCO}_3 \ 99}{\text{Ca} \ 71 \ \text{Mg} \ 21} \text{pH}8,05$$

Таблица 1

Результаты анализа отбора проб

№, п/п	Компонент, размерность	C _i ,	№, п/п	Компонент, размерность	C _i ,
1	pH, ед pH	8,05	14	PO ₄ ³⁻ , мг/л	0,187
2	HCO ₃ ⁻ , мг/л	355,8	15	Fe _{общ} , мкг/л	250
3	CO _{2,св} , мг/л	0,24	16	F ⁻ , мг/л	0,27
4	SO ₄ ²⁻ , мг/л	<2	17	Li ⁺ , мкг/л	9
5	Cl ⁻ , мг/л	0,85	18	Na ⁺ , мг/л	11
6	О.Ж., Мг - экв/л	5,3	19	K ⁺ , мг/л	0,5
7	Ca ²⁺ , мг/л	82,0	20	Sr ²⁺ , мг/л	0,7
8	Mg ²⁺ , мг/л	14,64	21	Zn, мкг/л	1,81
9	П.ок, мгО/л	4,56	22	Cd, мкг/л	4,16·10 ⁻²
10	Si, мг/л	4,5	23	Pb, мкг/л	1,62
11	NO ₃ ⁻ , мг/л	1,23	24	Cu, мкг/л	0,90
12	NO ₂ ⁻ , мг/л	0,007	25	As, мкг/л	0,31
13	NH ₄ ⁺ , мг/л	<0,5	26	Mn, мкг/л	56,1

Следовательно, воды умеренно пресные, слабощелочные, гидрокарбонатные кальциево-магниевого, средней жесткости.

При оценке качества природной воды, используемой для питьевого, хозяйственно-бытового, рекреационного, культурно-бытового назначения в системе вода-человек, используется гигиенический критерий, который включает химические, бактериологические и органолептические показатели [3]. При оценке качества природной воды, используемой для обитания и развития промысловых рыб и промысловых водных организмов, используется рыбохозяйственный критерий.

По целям водопользования поверхностные воды относят к первой и второй категориям качества. К первой категории водопользования относится использование водных объектов или их участков в качестве источника питьевого и хозяйственно-бытового водопользования, а также для снабжения предприятий пищевой промышленности.

Возможность использования природной воды как источника хозяйственно-питьевого централизованного водоснабжения оценивалась по ГОСТ 2761-84 «Источники централизованного водоснабжения. Гигиенические, технические требования и правила выбора». Полученные данные результата анализа воды, отобранной в речке между Терентьевском и Б. Талдой, не превышают ПДК_п по всем показателям (табл. 2). Для использования природной воды как источника хозяйственно-питьевого централизованного водоснабжения требуется коагулирование, отстаивание, фильтрование, обеззараживание, так как не соответствует по содержанию железа в воде (250 мкг/л) и относится ко второму классу качества вод (до 300 мкг/л).

Проведенный анализ вод, исследуемого водного объекта, для рыбопроизводства не соответствует по следующим показателям: Fe_{общ} превышает в 2,5 раза допустимую концентрацию, Li⁺ более, чем в 10 раз, Mn в 5,6, содержание F⁻ больше на 0,22 мг/л, следовательно природная вода не пригодна для рыбопроизводства.

В пищевой промышленности разрешается использование природных вод, качество которых регламентируется критериями и их нормативами, установленными стандартами предприятий или технологическими условиями. Для полученных результатов анализа, отобранных проб, не удовлетворяет данным условиям, так как содержание железа 0,25 мг/л, а pH – 8,05 (табл. 2).

В нефтеперерабатывающей промышленности вода используется в виде пара для получения продукта нефтепереработки и для охлаждения. Вода для охлаждения применяется либо для охлаждения непрерывно работающих агрегатов, либо для отведения теплоты с производственных продуктов. В закачиваемой воде должно содержаться не более 0,2 мг/л железа, 1 мг/л взвешенных веществ, 1 мг/л нефтепродуктов и др., а по полученным данным железо превышает допустимую концентрацию и составляет 0,25 мг/л, что может не повлиять за короткий промежуток времени, но сильно проявится в долгосрочном периоде.

К целлюлозно-бумажной промышленности относятся производства полуфабрикатов на высокоскоростных дефибрерах. Вода, отобранная из исследуемого водного объекта, полностью

удовлетворяют требованиям к качеству технологической воды для целей целлюлозно-бумажной промышленности (табл. 2).

Таблица 2
Результаты анализа воды в сравнение с нормативами вод питьевого назначения (ПДК_{п.пит.}) вод, для рыборазведения (ПДК_р), приборостроительных заводов, пищевой, нефтеперерабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности

№ п/п	Компонент, размерность	C _i	ПД К _п	ПДК _р	ПДК _{нп}	ПДК _{пи}	ПДК _{п.з.}	ПДК _{ц-б}
1	pH, ед pH	8,05	6-9	6,5-8,5	7-8,5	<7,8	7,2-8,5	6-8,5
2	CO ₂ св, мг/л	0,24	-	-	-	-	-	10-25
3	SO ₄ ²⁻ , мг/л	<2	500	100;	250-500	100	500	-
4	Cl ⁻ , мг/л	0,85	350	300	150-350	80	350	До 100
5	О.Ж., Мг - экв/л	5,3	8	-	5-15	>1	До 7	6,5-7,5
6	Ca ²⁺ , мг/л	82,0	-	180	-	1,3	200-300	54-95
7	Mg ²⁺ , мг/л	14,64	-	40	-	1,3	200-300	28
8	П.ок, мгО/л	4,56	5	-	До 15	-	10-15	15-50
9	NO ₃ ⁻ , мг/л	1,23	45	40	-	40	-	-
10	NO ₂ ⁻ , мг/л	0,007	3	0,08	-	-	-	-
11	NH ₄ ⁺ , мг/л	<0,5	2 по N	0,5	-	-	-	-
12	PO ₄ ³⁻ , мг/л	0,187	3,5	2	-	0,10	до 2	-
13	Fe _{общ} , мкг/л	250	300	100	200	130	100-300	300
14	F ⁻ , мг/л	0,27	1,5	0,05	-	-	-	-
15	Li ⁺ , мкг/л	9	30	0,7	-	-	-	-
16	Na ⁺ , мг/л	11	200	120	-	-	-	-
17	K ⁺ , мг/л	0,5	-	50;	-	-	-	-
18	Sr ²⁺ , мг/л	0,7	7	-	-	-	-	-
19	Zn, мкг/л	1,81	5	10	-	-	-	-
20	Cd, мкг/л	4,16·10 ⁻²	1	5	-	-	-	-
21	Pb, мкг/л	1,62	30	100	-	-	-	-
22	Cu, мкг/л	0,90	1	1	-	-	-	-
23	As, мкг/л	0,31	50	50	-	-	-	-
24	Mn, мкг/л	56,1	100	10	-	-	200	50-150

Ко второй категории водопользования относятся использование водных объектов или их участков для рекреационного водопользования. Требования к качеству вод, установленные для второй категории, распространяются также на все участки водных объектов, находящихся в черте населенных мест. Из имеющихся результатов анализа, отобранных в речке между Терентьевском и Б. Талдой соответствует, в соответствии с гигиеническими критериями нормативам к водам второй категории. Воды могут использоваться в рекреационных целях, так как показатель pH не выходит за пределы 6,5-8,5 и минерализация не более 1000 мг/л.

В заключении можно сделать вывод: при оценке качества воды для всех целей водопользования выявили, что пробы вод, отобранных в речке между Терентьевском и Б. Талдой пригодны для следующих видов водопользования: для хозяйственно-питьевого централизованного водоснабжения (при коагулировании, отстаивании, фильтровании и обеззараживании), для целей целлюлозно-бумажной промышленности, для приборостроительных заводов и для рекреационных целей. Проведенный анализ вод, исследуемого водного объекта, не удовлетворяет в целях рыборазведения, пищевой и нефтеперерабатывающей промышленности.

Литература

1. Зарубина Р.Ф., Копылова Ю.Г., Зарубин А.Г. Анализ и улучшение качества природных вод. Часть 1. Анализ и оценка качества природных вод. – Томск: Изд-во ТГУ, 2008. – 168 с.

2. Зарубина Р.Ф., Копылова Ю.Г., Зарубин А.Г. Анализ и улучшение качества природных вод. Часть 2. Методы оценки качества природных вод. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 151 с.
3. Зарубина Р.Ф., Копылова Ю.Г. Методические указания к выполнению курсовой работы по курсу «Анализ и улучшение качества природных вод» – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 79 с.
4. СанПиН 2.1.4. 1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества»

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ВЕЛИЧИНЫ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СОЛНЕЧНОГО СИЯНИЯ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Ю.А. Моисеева

Научный руководитель доцент М.В. Решетько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В последние десятилетия происходит существенное изменение климата, прежде всего выражающееся в повышении температуры воздуха в приповерхностном слое в большинстве регионов мира [3]. В настоящее время воздействие солнечной активности на состояние нижней атмосферы Земли и погоду вызывает споры в современной геофизике.

Солнечная энергия является неисчерпаемым, дешевым возобновляемым источником энергии, не загрязняющим окружающую среду. Излучение Солнца распространяется в космическом пространстве со скоростью $3 \cdot 10^8$ м/с и достигает земной атмосферы приблизительно за 8 минут.

Продолжительность солнечного сияния в основном зависит от длины дня, то есть широты места, и возрастает с севера на юг. Однако широтное распределение этой характеристики часто нарушается влиянием облачного покрова, обусловленного особенностями атмосферной циркуляции, и местными условиями, существенное влияние также оказывают условия расположения метеорологических площадок. Уменьшение продолжительности солнечного сияния отмечается в городах из-за наличия большого количества пыли и дыма в атмосфере, а также вследствие большой защищенности горизонта городскими постройками.

Ряды данных наблюдений за различными видами солнечной радиации имеют свои особенности, связанные со спецификой наблюдений. Прежде всего, наблюдения проводятся в сроки, отличные от сроков, установленных для наблюдения за другими метеорологическими величинами.

Измерения составляющих радиационного баланса производятся браз в сутки: в 0 ч 30 мин, 6 ч 30 мин, 9 ч 30 мин, 12 ч 30 мин, 15 ч 30 мин, 18 ч 30 мин. Наблюдения в срок не позволяют получить достаточно надежные данные. Стоит в момент наблюдения небольшому облачку прикрыть солнце, как измеряемое значение прямой солнечной радиации резко изменится. По этой причине, а также исходя из практической необходимости получать суммарный приход солнечного тепла за некоторый отрезок времени (час, сутки, месяц), при климатологической обработке наряду с характеристиками интенсивности солнечной радиации (энергетической освещенности) рассчитывают характеристики сумм солнечной радиации за часовые интервалы, сутки, месяц.

Характеристики средней общей продолжительности солнечного сияния вычисляются непосредственным подсчетом за весь период наблюдений. Относительная величина продолжительности солнечного сияния представляет собой отношение наблюдавшейся продолжительности к теоретически возможной, т. е. продолжительности сияния при безоблачном небе от восхода до захода [2].

Для анализа климатических изменений исходными данными служат временные ряды, которые содержат значения некоторых климатических показателей за некий промежуток времени. При этом, чем длиннее ряд, тем больше информации из него можно извлечь. И для того чтобы выявить особенности климата, метеорологическую информацию обобщают за длительный период наблюдений. Поэтому и существует климатологическая обработка. Климатологическая обработка базируется на представлении о случайном характере метеорологических величин. Для того чтобы описать закономерности поведения случайных величин применяют методы математической статистики.

При анализе временных рядов можно выделить две цели:

- а) определение природы ряда;

б) прогнозирование будущих значений по настоящим и прошлым.

Как правило, для решения первой задачи является проверка однородности рядов, а предсказание будущих значений ряда проводится с помощью выявления трендов.

Информационной основой для выявления изменения климата, изменения состояния объектов его воздействия, а также любых систем служат данные наблюдений за переменными (величинами), характеризующими их состояние.

В Томской области, на сегодняшний день, по 7 из 20 действующих метеостанций можно получить данные в полном объеме по продолжительности солнечного сияния за достаточный период наблюдений.

Для исследования величины возможных изменений продолжительности солнечного сияния Томской области был проведен статистический анализ данных. Материалом послужили специализированные массивы месячных данных продолжительности прямой солнечной радиации метеостанций нескольких населенных пунктов Томской области (с. Бакчар, Александровское, Колпашево, Напас, Пудино, Усть-Озерное и г. Томск) за период с 1970 по 2012 гг. [4], полученные из Всероссийского Научно-исследовательского института гидрометеорологической информации – Мировой Центр Данных (ВНИИГМИ-МЦД).

Методика статистических исследований заключалась в следующем: все ряды данных были проверены на однородность с помощью теста Аббе [1], на случайность критерием Питмена, а проверка на наличие тренда производилась с помощью критерия инверсий [5] при уровне значимости $\alpha=0,05$.

В результате статистического анализа ряды данных были проверены на однородность. Однородными являются ряды данных суммы среднееголетнего значения общей продолжительности солнечного сияния только в с. Усть - Озерное и с. Напас, ряды данных на других метеостанциях являются неоднородными.

В ходе исследования выявлены тренды суммы среднееголетнего значения общей продолжительности солнечного сияния в с. Александровское (увеличивается на 32,5 часа), в с. Колпашево (увеличение составляет 163 ч), в с. Пудино и г. Томске (увеличивается на 268 ч) (рис. 1 и 2).

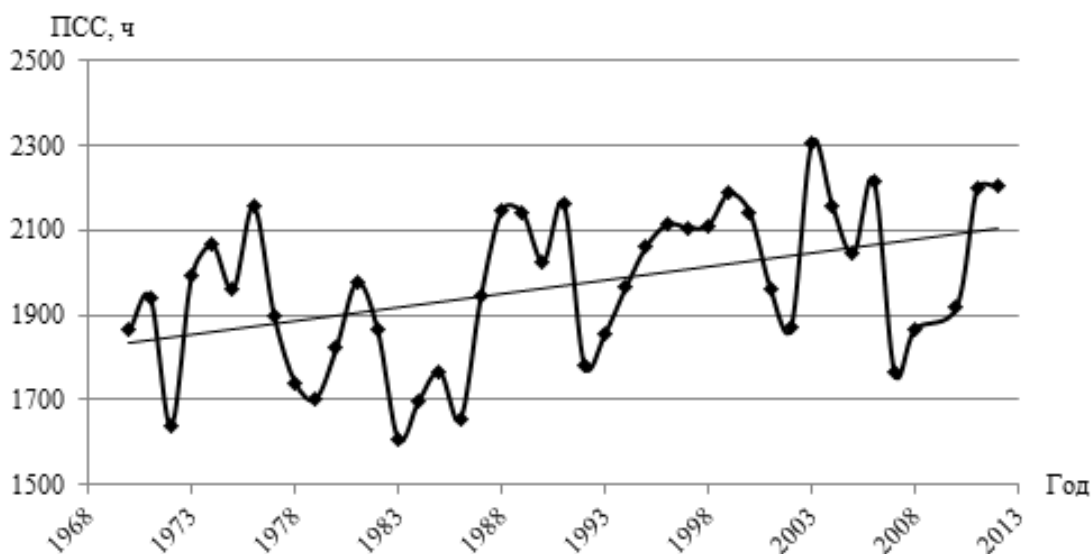


Рис.1 Временной ход суммы среднееголетних значений продолжительности прямой солнечной радиации с линейным трендом за период с 1970 по 2012 гг в с. Пудино.

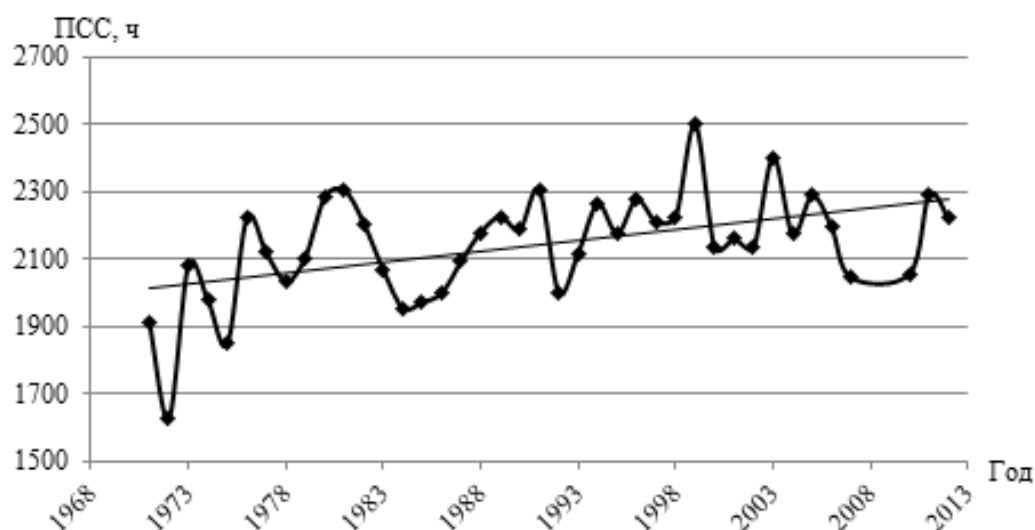


Рис.2 Временной ход суммы среднееголетних значений продолжительности прямой солнечной радиации с линейным трендом за период с 1971 по 2012 гг в г. Томске.

Проверка гипотезы случайности рассматриваемых рядов с помощью критерия Питмена подтвердила полученные ранее с помощью критерия инверсий (на уровне значимости $\alpha=0,05$) результаты об отсутствии или наличии трендов.

При исследовании величин продолжительности солнечной радиации для Томской области получены следующие результаты: наибольшее увеличение (на 8-13 % от среднееголетнего значения) наблюдается на юге области (г. Томск и с. Пудино) и в центральной части (с. Колпашево), а также наблюдается незначительное повышение значений (на 1,5 % от среднееголетнего значения) на северо-востоке области (с. Александровское). Увеличение происходит в основном в зимнее время года. Повышения значений общей продолжительности солнечной радиации скорее всего связаны с уменьшением облачности в исследуемом районе.

Литература

1. Бендат Дж., Пирсол А. Прикладной анализ случайных данных. – М.: Мир, 1989. – 546 с.
2. Кобышева Н.В. Климатология. Ленинград: Гидрометеиздат, 1989. – 568 с.
3. Семенов С.М. Методы оценки последствий изменения климата для физических и биологических систем. Москва: НИЦ «Планета». 2012 – 512 с.
4. Российский гидрометеорологический портал [электронный ресурс]: официальный сайт / <http://meteo.ru/>
5. Rapp J., Schönwiese Ch.-D. Atlas der Niederschlags- und Temperaturentrends in Deutschland 1891 – 1990 // Frankfurter Geowissenschaftliche Arbeiten: Serie B Meteorologie und Geophysik. Frankfurt. 1996. Band 5. S. 255.

РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РАДОНА В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ ГОРНОГО АЛТАЯ

В.Ю. Молоков, А.Е. Поскотинов

Научный руководитель профессор Е.М. Дутова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Одной из актуальных проблем в экологии, является обеспечение радоновой безопасности. Установлено, что более 60 % дозы излучения в год человек получает от естественных источников излучения, при этом более 50% облучения обусловлено радоном и продуктами его распада [1]. Учитывая возможно большие дозы облучения человека за счет радона и дочерних продуктов его распада, превышающие в отдельных случаях в 2-3 раза предельно допустимые, во многих странах

установлены нормативы величины среднегодовой эквивалентной равновесной объемной активности радона в воздухе помещений [2]. В среднем эти нормы колеблются в пределах от 100 до 200 Бк/м³.

В различных районах влияние каждого фактора имеет свои особенности, которые зависят от геологического строения, включая распределение содержания естественных радиоактивных элементов в породах, почвах и подземных водах, наличия тектонических разломов и других причин. [3]. По данным ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии по РА» средняя плотность потока радона (ППР) в жилых и производственных помещениях г. Горно-Алтайска составляла до 2003 г. - 85 бк/м³ в последующие годы (2003-2005 гг.) 208 бк/м³ [4].

Республика Алтай относится к территориям характеризующимся повышенной радононосностью. Повышенная радиоактивность данной территории объясняется сложным тектоническим строением, наличием на ее площади большого количества (около 50%) интрузивных и вулканогенных образований кислого состава с повышенным содержанием радиоактивных элементов [5]. Кроме вышесказанного на радоновую активность данного региона влияет активизация сейсмических процессов Алтае-Саянского горного региона.

Территория Республики Алтай представляет собой горную страну, характеризующуюся весьма сложным геологическим строением. Значительная расчлененность рельефа и высота гор, возрастающие в меридиональном направлении на сравнительно небольшом расстоянии (около 400 км) с севера на юг, формирует резко континентальный климат, особенно в средне-высокогорной местности. Около одной трети территории республики находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород (южная часть).

Согласно гидрогеологическому районированию, Республика Алтай находится в пределах Алтае-Саянского сложного бассейна корово-блоковых безнапорных и напорных подземных вод. В пределах бассейна на территории республики выделяются две структуры – Алтае Саянская гидрогеологическая складчатая область (структура первого порядка) и межгорные артезианские бассейны (структуры второго порядка).

Подземные воды республики приурочены к водоносным зонам и комплексам с трещинными, трещинно-жильными, трещинно-карстовыми скоплениями вод в терригенных, карбонатных, осадочно-вулканогенных, метаморфических и интрузивных породах разнообразного состава и широкого возрастного диапазона – от мезозойского до протерозойского возраста. В межгорных артезианских бассейнах (Чуйский, Уймонский и др.) подземные воды локализируются в четвертичных, неогеновых и палеогеновых отложениях. Значительное количество подземных вод извлекается в населенных пунктах республики из водоносных комплексов четвертичных отложений разного генезиса [5].

В рамках санитарно-гигиенического мониторинга в подземных водах Республики Алтай ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии по РА» и территориальным центром «Алтайгеомониторинг» в период с 2003 по 2013 г.г. проанализировано около 2400 проб по 190 населенным пунктам Республики Алтай, включая водозаборные скважины, колодцы, частные колонки (трубчатый колодец) и родники. Определение объемной активности радона в воде выполнены в радиологической лаборатории ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии по РА», руководитель лаборатории Обухов И.П. Измерения объемной активности радона в воде выполнялись прибором гамма - 01 С№55, погрешность 25%.

Анализ фактического материала показал, что по Республике Алтай, объемная активность радона в подземных водах в среднем составляет 17,5 Бк/л. В родниках наблюдается меньшая концентрация, чем в водозаборных скважинах 20,1 Бк/л и 14,9 Бк/л соответственно, данный факт объясняется тем, что радон успевает распасться в течение существования воды в поверхностных условиях или уйти в атмосферу за счет аэрации. В целом содержание радона в подземных водах Республики Алтай соответствует (НРБ-99/2009)

Активность радона на водозаборах г. Горно-Алтайска выше, чем в целом по республике. Территория г. Горно-Алтайска расположена в зоне глубинных герцинских разломов с амплитудой перемещений до 500 м. Практически по центру города проходит шовная зона крупного сквозного надвига субмеридионального направления. Практически все водозаборы в городе эксплуатируют водоносную зону карбонатно-терригенных пород венд-кембрийского возраста.

Аномальные значения радона проявляются в древних девонских вендичкекембрийских, ордовикских и кембрийских водоносных горизонтах, в редких случаях в четвертичных горизонтах.

Водоносные горизонты четвертичных отложений обогащаются за счет притока вод с более глубоких древних водоносных горизонтов.

Таблица 1

Объемная активность радона в подземных водах Республики Алтай (Бк/л)

Районы РА	скважины				родники			
	количество проб	минимум м	максимум м	среднее	количество проб	минимум м	максимум м	среднее
Кош-Агачский	95	1,50	73,40	11,80	15	3,30	43,20	14,61
Усть-Коксинский	188	0,80	55,00	11,90	2	4,80	4,80	4,80
Улаганский	44	2,30	80,20	15,50	1	2,00	2,00	2,00
Чойский	97	3,70	63,20	16,19	4	5,00	20,80	10,78
Шебалинский	146	0,40	66,60	17,67	68	3,70	40,60	18,62
Усть-Канский	54	5,00	545,00	21,14	1	8,30	8,30	8,30
Онгудайский	220	2,10	104,60	21,41	6	10,30	30,60	14,25
Майминский	929	0,20	373,80	21,81	117	1,80	50,00	12,58
Чемальский	293	1,40	161,00	22,34	30	2,30	47,80	17,40
В целом по Республике Алтай	2161	0,20	545,00	20,10	224	1,80	50,00	14,90

С момента Алтайского (Чуйского) землетрясения в 2003 г. по настоящее время наблюдается уменьшение активности радона в подземных водах Республики Алтай. Средняя концентрация радона в ПВ в целом по республике в 2003 г. составила 35,1 Бк/л, минимальное значение наблюдается в 2012 г.

Литература

1. Новоселицкий В.М., Юрков А.К. и др. Применение газовой съемки для изучения геотектонического строения Верхне-Камского месторождения калийных солей. В кн.: Комплексное освоение недр Урала. Свердловск: УрО РАН, 1991. – С. 8 – 13.
2. Гонсалес А.Х., Андерс Ж. Естественные и искусственные источники излучения. В кн.: Ядерная энергия в будущем. МАГАТЭ, 1989. – Т. 31, N 2.
3. Уткин В.И. Газовое дыхание земли // Соросовский образовательный журнал N1, 1997. – С.57–64
4. Гвоздарев А.Ю. Построение карт-схем активности и плотности потока радона на территории Республики Алтай и анализ ее связи с заболеваемостью // Основные проблемы охраны окружающей среды и благополучия человека в Сибирском федеральном округе, перспективы их решения: Сборник материалов конференции. – Горно-Алтайск: ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии по РА», 2006. – С.137 – 147.
5. Кац В.Е. Отчет по объекту "Ведение государственного мониторинга состояния недр территории Сибирского федерального округа Российской Федерации в 2008-2010 гг." – Республика Алтай, 2010
6. Кац В.Е., Шитов А.В., Драчёв С.С. О механизмах изменения химического состава и температуры подземных вод в районе Горно-Алтайска // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геокриология – Москва, 2010. – №3. – С. 131 – 136.

ГЛОБАЛЬНАЯ ПРОБЛЕМА НЕХВАТКИ ПРЕСНОЙ ВОДЫ**Нгуен Ван Ву**

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На протяжении длительного исторического периода человек в полной мере удовлетворял все свои потребности в пресной воде и не ощущал в ней недостатка. Но в связи с быстрым ростом населения и его производственной деятельностью потребность в воде значительно возросла. В

настоящее время она достигла таких масштабов, что во многих местах планеты и особенно в развитых промышленных районах возникла острая проблема нехватки пресной воды.

Дефицит пресной воды в странах мира

В глобальном масштабе около двух третей всех осадков возвращается в атмосферу. По запасам водных ресурсов наиболее обеспеченным является регион Латинской Америки, на долю которого приходится треть мирового водостока, за ней следует Азия с ее четвертью мирового водостока. Затем идут страны ОЭСР (20%), страны Африки к югу от Сахары и страны бывшего Советского Союза, на них приходится по 10%. Наиболее ограничены водные ресурсы стран Ближнего Востока и Северной Америки (по 1%).

Общий объем воды на Земле составляет примерно 1400 млн куб. км, из которых лишь 2,5 %, то есть около 35 млн куб. км, приходится на пресную воду. Большая часть запасов пресной воды сосредоточена в многолетних льдах и снегах Антарктиды и Гренландии, а также в глубоких водоносных горизонтах. Главными источниками воды, потребляемой человеком, являются озера, реки, почвенная влага и сравнительно неглубоко залегающие резервуары подземных вод. Эксплуатационная часть этих ресурсов составляет лишь около 200 тысяч куб. км – менее 1 % всех запасов пресной воды и лишь 0,01 % всей воды на Земле, – и значительная их доля размещена вдали от населенных территорий, что еще более обостряет проблемы водопотребления.

Согласно данным ООН, около 700 миллионов человек в 43 странах постоянно находятся в условиях "водного стресса" и дефицита. Примерно одна шестая населения Земли не имеет доступа к чистой питьевой воде, а одна треть – к воде для бытовых нужд.

Последний, третий доклад, который был обнародован на Пятом Всемирном водном форуме, проходившем в Стамбуле (Турция) в марте 2009 г., является результатом совместной работы 26 различных подразделений ООН, объединенных в рамках Десятилетия ООН "Вода для жизни" (2005 – 2015 гг.).

В докладе подчеркивается, что многие страны уже достигли предельных возможностей водопользования. Положение ухудшается и вследствие климатических изменений. На горизонте уже намечаются контуры конкурентной борьбы за воду – и между странами, и между городом и деревней, и между разными отраслями. Все это в скором будущем превратит проблему нехватки водных ресурсов в проблему политическую.

Авторы доклада делают важный вывод о том, что в обширных регионах развивающегося мира по-прежнему сохраняется неравный доступ к основным услугам, связанным с водой, то есть обеспечению безопасной питьевой водой, очистке воды для производства пищевых продуктов, переработке сточных вод. Если ничего не предпринимать, то без удовлетворительной очистки воды к 2030 г. будут оставаться почти 5 млрд человек, около 67 % населения планеты.

В Африка южнее Сахары почти 340 млн человек лишены доступа к безопасной питьевой воде. Полмиллиарда людей в Африке не имеют адекватных очистных сооружений, далеко отставая в этом от других регионов мира.

Почти 80 % заболеваний в развивающихся странах, от которых каждый год умирает почти 3 млн человек, связаны с качеством воды. Так, от диареи каждый день умирает 5 тысяч детей, то есть каждые 17 секунд умирает по ребенку. В целом же почти 10 % болезней в мире можно избежать с помощью улучшения водоснабжения, очистки воды, гигиены и эффективного управления водными ресурсами.

Потребление пресной воды за последние полвека утроилось, а орошаемые площади за этот период увеличились вдвое, это связано в первую очередь с демографическим ростом. По подсчетам, население планеты сегодня составляет 6,6 млрд человек, ежегодный прирост – 80 млн. Это означает ежегодный рост потребности в пресной воде в объеме 64 млн кубометров. При этом 90 % из трех миллиардов жителей планеты, которые будут рождены к 2050 г., увеличат население развивающихся стран, где уже сегодня воды не хватает.

В 2030 г. 47 % мирового населения будут жить под угрозой водного дефицита. Только в Африке к 2020 г. из-за изменений климата в этой ситуации окажется от 75 до 250 млн человек. Нехватка воды в пустынных и полупустынных регионах вызовет интенсивную миграцию населения. Ожидается, что это коснется от 24 до 700 млн человек.

Согласно данным ООН, если в 2000 г. дефицит воды в мире, включая сельскохозяйственные и промышленные нужды, оценивался в 230 млрд куб. м/год, то к 2025 г. дефицит пресной воды на планете увеличится до 1,3-2,0 трлн куб. м/год.

Прогрессирующий дефицит питьевых источников вызвал опасное явление - водных мигрантов. Только за год свыше 20 миллионов человек в мире покинули свои дома в лишенных воды регионах. Острую ее нехватку уже испытывают ближайшие южные соседи нашей страны.

Проблема недостатка пресной воды возникла по трем основным причинам:

Интенсивное увеличение потребностей в воде в связи с быстрым ростом народонаселения планеты и развитием отраслей деятельности, требующих огромных затрат водных ресурсов;

Следует добавить, что расход пресной воды на самые разнообразные нужды человеческого общества, несомненно, будет возрастать и в дальнейшем. Поэтому бережное, рациональное использование водных ресурсов становится особенно важной задачей.

Потери пресной воды вследствие сокращения водоносности рек и других причин;

Потери пресной воды могут происходить по разным причинам. Важное место в этом занимает явление сокращения водоносности свойственное большинству рек стран мира. Связано оно с вырубкой лесов, распашкой лугов, осушением пойменных болот и т. д., что вызывает, с одной стороны, усиление поверхностного стока и увеличение стекающей в море воды, а с другой — сокращение уровня грунтовых вод, питающих реки и поддерживающих их водоносность. По этой причине во многих странах сильно сокращаются запасы подземных вод. В США, например, с 1910 по 1957 г. ее запасы уменьшились с 490 до 62 млрд. м³[2].

Загрязнение водоемов промышленными и бытовыми стоками.

Загрязнение водоемов промышленными и бытовыми стоками особенно сказывается на недостатке пресной воды. Вода многих загрязненных рек и озер становится непригодной не только для питья, но и для других бытовых и промышленных нужд.

Проблема пресной воды в России

В России тоже огромная проблема, но не с водными ресурсами, а с их использованием, что уже сейчас создает реальную угрозу национальной безопасности страны. Об угрозе нехватки водных ресурсов говорится и в Стратегии национальной безопасности до 2020 года. По словам Николая Патрушева, в 2009 году питьевой водой, отвечающей требованиям безопасности, было обеспечено только 38 процентов российских населенных пунктов, еще 9 процентов получают недоброкачественную питьевую воду. Но и это не все - в более чем в половине городов и сел вода для питья вообще не исследовалась, и никто не знает, насколько она вредна для здоровья.

Чтобы решить эти и многие другие проблемы водопользования, в России разработана Водная стратегия России на период до 2020 года. Как сообщил секретарь Совбеза РФ, она предусматривает сокращение непроизводительных потерь воды в два раза. Рационализация водопользования, в том числе снижение потерь за счет внедрения берегающих технологий и реконструкции систем водоподдачи, может снижать энергоемкость экономики на 20 миллиардов рублей ежегодно.

Сегодня раздаются голоса, что Россия может стать серьезным игроком в торговле водой. Например, нарастающий водный кризис в Центральной Азии предлагается решить с помощью проекта строительства водного канала из Сибири. Вместе с тем, по мнению экспертов, серьезных обоснований данного проекта не представлено, уточнил Патрушев. Как отмечают специалисты, также не просчитана его экономическая выгода, включая готовность государств региона платить за воду из России реальную цену. Кроме того, по оценке российских ученых, изъятие даже 5-7 процентов воды из Оби может разрушить экосистему региона, погубить там рыбное хозяйство и бумерангом ударить по климату огромных территорий. Может измениться тепловой баланс российской Арктики, что в свою очередь вызовет изменение климата на обширных территориях, нарушение экосистем Нижнего Приобья и Обской губы и утрату тысяч квадратных километров плодородных земель в Зауралье. Общий экологический ущерб в этом случае может составить миллиарды долларов..

Нарастающий дефицит воды порождает и другие пока экзотические проекты. Среди них - строительство трубопроводов, наподобие нефтяных, но для перекачки воды. Однако, считает директор Института водных проблем РАН Виктор Данилов-Данильян, одна из двух главных причин того, что водой нельзя торговать так, как торгуют нефтью, - это резкий скачок затрат на транспортировку воды. Другая причина - колоссальная разница в физических объемах потребления

воды и нефти. К примеру, в России вряд ли когда-нибудь извлекут из недр заметно более 500 миллионов тонн этого сырья за год, притом что мы - страна-экспортер. Воду мы практически не продаем, а для внутренних целей наше хозяйство использует 62,5 миллиарда тонн в год, что в 180 раз больше, чем добыча нефти для внутренних нужд и экспорта. Уже из этого видно: соотношение между внутренним потреблением и экспортом для воды не может быть даже близким к тому, какое имеется для нефти.

Как считают ученые, на мировом рынке в ближайшей перспективе особую ценность будет иметь не сама вода как ресурс, а водоемкая продукция. Рост цен на водоемкую продукцию по мере увеличения дефицита водных ресурсов неизбежен. Например, производство 1 тонны азотной кислоты требует от 80 до 180 кубических метров пресной воды, хлопчатобумажной ткани - от 300 до 1100 кубометров, синтетического волокна - 1000 кубометров, ну и так далее. Огромные объемы воды потребляют энергетические установки для охлаждения энергоблоков, причем значительная ее часть до одной трети уходит в безвозвратные потери. Не меньше воды требуется и на выращивание сельхозкультур. Например, количество воды, затраченное на выращивание продуктов питания, которые ввозятся в Северную Африку и на Ближний Восток, уже эквивалентно годовому стоку реки Нил. То есть, чтобы накормить население этого региона, необходим как минимум второй виртуальный Нил.

Защита и сохранение водных ресурсов:

Создание и укрепление технических и институциональных возможностей в целях выявления и охраны потенциальных источников водоснабжения в рамках всех слоев общества;

Определение потенциальных источников водоснабжения и подготовка национальных водных кадастров;

Разработка национальных планов защиты и сохранения водных ресурсов;

Восстановление важных, но подвергшихся деградации районов водосбора, особенно на небольших островах;

Укрепление административных и законодательных мер в целях предотвращения посягательств на существующие и потенциально пригодные к использованию водосборные площади;

Предупреждение загрязнения воды и меры по борьбе с загрязнением;

Поощрение строительства очистных сооружений для бытовых и промышленных сточных вод, а также разработка соответствующих технологий с учетом традиционной местной практики;

Установление норм в отношении сброса сточных вод и тех вод, в которые они сбрасываются;

Применение мер предосторожности при регулировании качества воды там, где это необходимо, с упором на минимизацию и предотвращение загрязнения посредством использования новых технологий, изменения продукции и производственных процессов, сокращения загрязнения у источника и повторного использования сточных вод, рециркуляции и регенерации, очистки и экологически безопасного удаления сточных вод;

Разработка и применение экологически чистой технологии;

Контроль за сбросом промышленных отходов, включая использование малоотходных производственных технологий и рециркуляцию воды, на комплексной основе и путем принятия мер предосторожности с учетом всестороннего анализа жизненного цикла;

Очистка и безопасное повторное использование коммунально-бытовых сточных вод в сельском хозяйстве и аквакультуре;

Разработка биотехнологии, в частности для обработки отходов, производства биоудобрений и т.д.;

Разработка соответствующих методов борьбы с загрязнением вод с учетом обоснованной традиционной и местной практики;

Литература

1. Экология воды. Пути решения мировой проблемы пресной воды [Электронный ресурс]. Режим доступа: bibliofond.ru/view.aspx?id=117662
2. Причины недостатка пресной воды [Электронный ресурс]. Режим доступа: ekogorod.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=32&Itemid=37

3. Дефицит пресной воды в странах мира [Электронный ресурс]. Режим доступа: ria.ru/documents/20100322/215718166.html
4. Глобальная проблема дефицита пресной воды [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.socionauki.ru/journal/articles/129824/
5. Есть ли жизнь без воды [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.rg.ru/2010/08/19/voda.html

ФОРМИРОВАНИЕ КАРБОНАТНЫХ ПЛАТФОРМ В ЗАПАДНО-СИБИРСКОМ ПАЛЕООКЕАНЕ В ВЕНДЕ-КЕМБРИИ

А.С. Нестерова

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В пределах Западно-Сибирской региона в венде-карбоне существовал палеоокеан, в пределах которого накапливался карбонатно-терригенные осадки. Этот палеоокеан соответствует территории Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ), в пределах которых перспективными для формирования пород-коллекторов, и, как следствие, месторождений нефти и газа, являются карбонатные образования, лишенные терригенной примеси.

Породы-коллекторы в образованиях карбонатной платформы сформировались при [3] проявление трещинной гидротермально-метасоматической проработки, проявившейся по сформированным карбонатным и кремнисто-глинистым, кремнисто-карбонатным породам доюрского субстрата. Это такие процессы как выщелачивания и доломитизация (Урманское, Арчинское, Калиновое, Северо-Калиновое, Герасимовское и ряд других месторождений).

Формирование вендско-карбонатового моря на территории, соответствующей современной ЗСГ началось с формирования морского участка, примыкающего с востока к территории Восточной Сибири, где до этого длительное время существовал докембрийский Восточно-Сибирский океан (ВСО). На остальной части ЗСГ существовала суша. Это была пустынная местность, сложенная метаморфизованными терригенными и терригенно-карбонатными образованиями. В результате длительного существования этого пустынного континента в Восточно-Сибирское море поступал терригенный материал, а на поверхность выходили отложения, преобразованные процессами катагенеза.

Но вот, в венде восточная часть ЗСГ погрузилась и западная граница ВСО стала сдвигаться в сторону ЗСГ (территории Ермаковского, Тыйского, Вездеходного, Колпашевского и Нюрольского СФР) (рис. 1.).

В пределах Вездеходного СФР они представлены двумя типами разреза: **Вездеходным** (скважины Вездеходной площади) и Востокским (скважины Восток-1, Восток-3) [1, 2, 4-6]; а на территории Нюрольского СФР **Чкаловским** типом разреза (скважины Чкаловской площади) [2].

В пределах **Вездеходного** типа разреза установлена вездеходная толща V_2-C_{1-2} , сложенная светло-серыми доломитами, строматолитами, доломитизированными аргиллитами, линзами и телами туфопесчаников и андезитов вездеходной свиты (Вездеходная скважина 3) и Востокским типом разреза (скважина Восток-3) [1], где были выделены стратотипы свит (снизу вверх): пойгинская, котоджинская и райгинская свиты [1, 2, 4-6].

Пойгинскую свиту V_2pg (интервал 5002-4582 м, видимая мощность 420 м) слагают серые неравномерно перекристаллизованные доломиты. Котоджинскую свиту V_2kt (интервал 4582-4191 м, видимая мощность 391 м) слагают темно-серые, серые, светло-серые доломиты. По шлифам определены остатки рода *Namacalathus*. Райгинская свита V_2rg (интервал 4191-3870 м, видимая мощность 321 м) установлены обломочными известняками, содержащими прослойки песчаников, алевролитов и аргиллитов, которые вверх по разрезу переходят в тонкообломочные известняки. Таким образом, в Востокском типе разреза строматолитовые доломиты пойгинской свиты, вверх по разрезу сменяются доломитами котоджинской свиты, и выше – известняками райгинской свиты, имеющими циклическое строение.

В **Чкаловском** типе разреза возрастной аналог пойгинской свиты не установлен. Аналоги котоджинской свиты вскрыты Чкаловскими скважинами: 4 (3067-6045 м), 17 (3081-3028 м), 501 (3300-2938 м), 26 (3100-2987 м), где она сложена доломитовыми породами с прослоями доломитовых

брекчий. Развиги известняки черные, кремнисто-доломитовые породы и кремнисто-глинистых образования по измененным магматическим породам.



Рис.1 Карбонатные платформы: А. конца венда»; Б. раннего кембрия; В. среднего и позднего кембрия.

Структурно-фациальные районы (СФР): 1 – Бованенковский; 2 – Новопортовский; 3 – Тагильский; 4 – Березово-Сартыньинский; 5 – Ярудейский; 6 – Шеркалинский; 7 – Шаимский; 8 – Красноленинский; 9 – Тюменский; 10 – Косолаповский; 11 – Уватский; 12 – Салымский; 13 – Усть-Балыкский; 14 – Ишимский; 15 – Тевризский; 16 – Туйско-Барабинский; 17 – Варьеганский; 18 – Нюрольский; 19 – Никольский; 20 – Колпашевский; 21 – Вездеходный; 22 – Тыйский; 23 – Ермаковский.

Если в пределах Вездеходного СФР породы котоджинской свиты перекрыты образованиями райгинской свиты, преимущественно известнякового состава с прослоями терригенных пород, то на территории Нюрольского СФР аналогом райгинской свиты являются известняки с прослоями черных архипилитов или архипилиты с телами измененных магматических пород, сложенных кремнисто-глинистой породой и прослоями доломитовой брекчии в подошве толщи.

Данные отложения в [2] было предложено именовать чкаловской толщей. Образования, чкаловской толщи установлены в скважинах 10 (3165-2940 м), 26 (2977-2917 м), 2 (3008-2963 м), 210 (3022-3014 м), 9 (3250-3112 м). Органические остатки установлены в скважине 10 (интервал 3165-3160 и 2980-2940 м, фауна Korilophyton sp). Чкаловская толща, так же как и райгинская, характеризуется ритмическим строением, которая выражается (Чкаловская 10) в чередовании прослоев известняков (2–8 м) и архипилитов (3–14 м). Толщу слагают преимущественно черные глинистые породы (скважины 9 и 210), с прослоями доломитов и доломитовой брекчии в приподошвенной части, или переслаиванием черных архипилитов и известняков черных (скважина 10), а на относительно мелководных участках наблюдается переход к чередованию черного и светлого известняка (скважина 2).

В пределах Тыйского СФР кембрийский разрез слагают (снизу вверх). **Тыйский** тип разреза – толща (Є₁t-Є₁at) глинистых доломитов, ангидритистых доломитов, известняков, пластов соли (около 1100 м); толща (Є₁at-Є₂am) ангидритовых доломитов с прослоями известняков, алевролитов (около 1200 м); елогуйская толща (Є₂m-Є₃br) алевролитов с прослоями архипилитов, известняков, архипилитов, комковатых мергелей (более 965 м). Образования кембрия в пределах Тевризского СФР представлены калачинской толщей (Є₃as-О₁a) метаморфизованных глинистых пород (более 65 м). На территории Ермаковского СФР отложения кембрия представлены образованиями елогуйской толщи серых доломитизированных известняков, доломитов, красноцветных известковистых архипилитов (более 600 м).

На территории Вездеходного СФР по скважинам Восток-3 и Восток-1 [1, 5] кембрийский разрез подразделен на свиты (снизу вверх): чурбигинская (Є₁₋₂), пайдугинская (Є₁₋₂), пуджелгинская

(Є_2), поделгинская (Є_2), кондеская (Є_3), шеделгинская (Є_3), пыжинская (Є_3) [4, 5]. Образования чурбигинской свиты ($\text{Є}_{1\text{chr}}$, 3870–3660 м) согласно перекрывают отложения райгинской свиты вендского возраста. Это известняки, пиритсодержащие глинисто-карбонатные породы перекрытые нодулярными известняками и глинистыми породами. Пайдугинскую свиту ($\text{Є}_{1\text{pd}}$) слагают карбонатно-глинисто-кремнистые породы с углеродистым веществом. Лемокский тип разреза по скважине Восток-4 слагают породы окымской, тыйской, аверинской, кольчумской и эвенкийской свит [6] карбонатно-терригенного состава.

В пределах Нюрольского СФР установлен раннекембрийский возраст отложений чкаловской толщи (Чкаловские скважины 9 и 210), представленной черными сланцами, переходящими в переслаивание черных сланцев и известняков или черных и светло-серых известняков. На отдельных участках территории Чкаловской площади (скважина 2) накапливались доломиты и доломитовые известняки – аналог вездеходной толщи.

В среднем и верхнем кембрии в районе Вездеходного СФР накапливаются песчаники красноцветные, алевролиты, гравелиты, глинистые породы, известняки, мергели, доломиты. Их возраст установлен как одровикский, но нижняя возрастная граница этих образований вполне могла относиться к кембрию, что косвенно подтверждается нахождением аналогичных красноцветных отложений средне-позднекембрийского возраста в пределах Вездеходного и Ермаковского СФР, предположительно Нюрольского СФР. На север они переходят в алевролиты с прослоями аргиллитов, известняков, доломитов и комковатых мергелей Тыйского СФР, а на запад (Нюрольский СФР) сменяются буроватыми аргиллитами, алевролитами песчаниками кварцевыми глинистыми (рис. 1В).

В раннем кембрии карбонатная платформа формируется унаследовано приблизительно на той же территории, что и в верхнем венде. В среднем и позднем кембрии периферийные зоны карбонатной платформы, существовавшей в венде-раннем кембрии, стали сушей с накоплением красноцветных терригенных образований, частично – глинистых осадков, карбонатная платформа значительно уменьшилась и формировалась в мелководном внутреннем море.

Та территория ЗСГ, которая на рисунке 1В показана как зоны I и II соответствовала участкам суши, перемежаемым зонами накопления глинистых отложений, зоне III соответствует участок карбонатной платформы.

Можно сделать вывод о существовании в венде-кембрии в восточной части ЗСГ карбонатной платформы субмеридионального простираения. В среднем и верхнем кембрии эта территория испытала поднятие, с формированием островов, разделенных участками моря, и только в центральной части зоны прежнего накопления карбонатных образований до конца кембрия существовал участок мелководья с накоплением образований карбонатной платформы.

Литература

1. Варламов А. И., Клец Г.И., Конторович А.Э., Конторович В.А., [и др.] // Венд приенисейской части Западно–Сибирского мегабассейна: стратиграфия, обстановки осадконакопления (по результатам бурения параметрической скважины Восток-3 [Томская область]) // *Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности* // *Материалы Всерос. науч. конф. с участием иностр. ученых* (Тюмень, 29 сент.-2 окт. 2008 г.). – Тюмень; Новосибирск, 2008. – С. 41 – 44.
2. Ковешникова А.Е., Конторовича В.А., Макаренко С.Н., Татьяна Г.М., Терлеева А.А., Токарева Д.А. Литология и особенности формирования вендских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы. –Т. 324, №1 *Науки о Земле*, 2014 г. – С. 23 – 31.
3. Ковешников А.Е. Месторождения нефти и газа трещинно-метасоматического генезиса в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы // *Известия Томского политехнического университета*, 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 105 – 110.
4. Ковешников А.Е., Конторович В.А., Макаренко С.Н. и др. // Литология и особенности формирования кембрийских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской

геосинеклизы // Известия томского политехнического университета, 2014. – Т. 324, №1. – С. – 23 – 31.

5. Конторович А.Э., Варламов А.И., Емешев В.Г. и др. Новый тип разреза кембрия в восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-1) // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49. – № 11. – С. 1119 – 1128.
6. А.Э. Конторович, В.А. Конторович, И.В. Коровников., и др. // Разрез кембрия в восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы (по результатам бурения параметрической скважины Восток-4) // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 10. – С. 1273 – 1284.

СРАВНЕНИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ БАЗЫ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ РОССИИ И ФРАНЦИИ

В.И. Нефёдова

Научный руководитель доцент Янковский В.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Важным элементом национального богатства любой страны, несомненно, являются водные ресурсы, и от их рационального использования во многом зависит успешное социально-экономическое развитие общества, осуществление которого должно производиться при помощи действенного водного законодательства страны. Для успешного развития сферы управления водных ресурсов требуется постоянное обновление и совершенствование законодательной базы, касающейся использования водных ресурсов.

В разных странах управление водными ресурсами осуществлялось различными способами. За последние пятьдесят лет стало ясно, что управление должно осуществляться в комплексном подходе, при котором сочетались бы все аспекты управления для различного водопользования одновременно с учетом воздействия отдельных видов водопользования на экологическое, гидрологическое, социальное, экономическое, финансовое, санитарно-гигиеническое и т.д. состояние водосборной территории [2].

Целью данной работы является рассмотрение и сравнение основных принципов законодательных систем России и Франции в области управления водными ресурсами.

Во Франции основные функции управления водными ресурсами возложены на Министерство окружающей среды. Управление осуществляется децентрализованно, на основе выделения речных бассейнов[4]. В свою очередь для управления на бассейновом уровне созданы Бассейновые комитеты и агентства, находящиеся в подчинении Министерства.

Реализация государственной политики в области использования и охраны водных объектов в России обеспечивают федеральные органы и органы субъектов исполнительной власти Российской Федерации, совместно образующие единую систему [3]. Центральное положение в этой системе занимает Министерство природных ресурсов Российской Федерации, в подчинении которого находятся Федеральное агентство водных ресурсов (Росводресурсы), Федеральная служба по надзору в сфере природопользования и Федеральное агентство по недропользованию. При этом деятельность Федерального агентства водных ресурсов распространяется только на поверхностные водные объекты, и осуществляется она непосредственно через свои территориальные органы (в том числе бассейновые) и через подведомственные организации во взаимодействии с другими федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления, общественными объединениями и иными организациями. Реализуя задачу комплексного управления водными ресурсами по бассейновому принципу, в структуре Росводресурсы образованы 16 территориальных органов, 14 из которых – бассейновые водные управления. Управление подземными водами осуществляется Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра).

Водное законодательство Российской Федерации базируется на Водном кодексе от 2006 года. Прочие нормы, регулирующие отношения по использованию и охране водных объектов должны соответствовать действующему Кодексу.

Помимо вышеупомянутого Водного Кодекса, важными представляются еще два закона. Это Федеральный Закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (1997) и Федеральный Закон

«О плате за пользование водными объектами» (1998). Кроме них существует еще 18 постановлений правительства Российской Федерации, относящихся к вопросам управления водными ресурсами, таким как: нормы, контроль за загрязнением, паводки и т. д., и более 150 постановлений субъектов Федерации, принятых на основании вышеупомянутых актов.

Французское водное законодательство в свою очередь опирается на три главных закона о воде 1964, 1992 и 2001 годов. В рамках этих законов были выделены фундаментальные принципы французской законодательной системы в области управления водными ресурсами [4].

Закон о воде 1964 год: заложена бассейновая система управления водными ресурсами, то есть управления осуществляется в пределах одного речного бассейна; созданы финансово – технические органы, направленные на реализацию бассейновой политики с применением методов экономического стимулирования (платежи и субсидии), введено лицензирование сброса загрязнений с учетом целевых показателей качества вод.

Закон о воде 1992 года: единое управление подземными и поверхностными водами; акцент на решение природоохранных задач, наряду с качеством питьевых вод; создание Генеральных планов обустройства и управления водными ресурсами для бассейнов крупных рек и Планов обустройства и управления водными ресурсами на уровне бассейнов малых рек.

Закон о воде 2001 года: преобразование платежной системы водопользования.

Водное законодательство Российской Федерации основывается на следующих определенных принципах[1]:

- 1) значимость водных объектов в качестве основы жизни и деятельности человека;
- 2) приоритет охраны водных объектов перед их использованием;
- 3) сохранение особо охраняемых водных объектов, ограничение или запрет использования которых устанавливается федеральными законами;
- 4) целевое использование водных объектов;
- 5) приоритет использования водных объектов для целей питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения перед иными целями их использования;
- 6) участие граждан, общественных объединений в решении вопросов, касающихся прав на водные объекты, а также их обязанностей по охране водных объектов;
- 7) равный доступ физических лиц, юридических лиц к приобретению права пользования водными объектами, за исключением случаев, предусмотренных водным законодательством;
- 8) равный доступ физических лиц, юридических лиц к приобретению в собственность водных объектов, которые в соответствии с Водным Кодексом могут находиться в собственности физических лиц или юридических лиц;
- 9) регулирование водных отношений в границах бассейновых округов (бассейновый подход);
- 10) регулирование водных отношений в зависимости от особенностей режима водных объектов, их физико-географических, морфометрических и других особенностей;
- 11) регулирование водных отношений исходя из взаимосвязи водных объектов и гидротехнических сооружений, образующих водохозяйственную систему;
- 12) гласность осуществления водопользования;
- 13) комплексное использование водных объектов;
- 14) платность использования водных объектов;
- 15) экономическое стимулирование охраны водных объектов;
- 16) использование водных объектов в местах традиционного проживания коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации для осуществления традиционного природопользования.

Принципы, на которых базируется французское водное законодательство, заметно отличаются от российских:

- 1) Основной целью является охрана, улучшение и восстановление всех поверхностных водоемов;
- 2) Привлечение всех участников водохозяйственного комплекса на разных уровнях;
- 3) Комплексное управление водными ресурсами на уровне бассейнов и под-бассейнов;
- 4) Местная плата за водоснабжение и водоотведение должна полностью покрывать расходы этих двух служб, включая капиталовложения;

5) Внешние расходы покрываются водопользователями посредством платежей, взимаемых бассейновыми агентствами, размер которых должен устанавливаться на основании принципа «загрязнитель платит»;

6) Глобальный подход ко всем видам загрязняющих стоков в рамках географической зоны деятельности коммун, включая автономную очистку сточных вод и отвод ливневых вод;

7) Глобальное экологическое управление реками, включая русло и береговую полосу, посредством создания организаций на уровне подбассейна.

Среди перечисленных принципов обеих стран, общими из них являются позиции, акцентирующие внимание на целевое и рациональное использование водных ресурсов, а так же учитывающие важность охраны водных объектов. Но, несмотря на общую природоохранную направленность, законодательства России и Франции имеют множество отличий, связанных с территориальными различиями, а также с разницей в историческом развитии стран в целом. Указанные в данной работе законодательные основы управления водными ресурсами России и Франции рассмотрены только поверхностно. Работа над вопросом о различии и схожести водной политики рассматриваемых стран может повлиять на положительный обмен опытом в сфере управления водными ресурсами и требует дальнейшего изучения.

Литература

1. Водный кодекс Российской Федерации (Федеральный закон № 74-ФЗ от 03.06.2006 г.): принят Государственной Думой 12.04.2006 г. и одобрен Советом Федерации 26.05.2006 г. С изменениями на 21.10.2013 г. – М.: М-во юстиции РФ, 2013. – 54 с.
2. Сиваков Д.О. Водное право России и зарубежных государств. – М.: Юстицинформ, 2010. – 368 с.
3. Савичев О.Г., Токаренко О.Г. Управление водными ресурсами: учебное пособие. – Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 126 с.
4. H.Smets La reconnaissance officielle du droit à l'eau en France et à l'international. – AFD, 2007. – 166 с.

ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ МАЛЫХ ОЗЕР ГОРОДСКИХ ТЕРРИТОРИЙ (НА ПРИМЕРЕ ПРОТОКИ СЕННАЯ КУРЬЯ)

П.И. Петрова

Научный руководитель доцент Е.Ю. Пасечник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Экологическое состояние водных объектов во многом определяет социальную привлекательность городской территории и ее эстетическое восприятие. Вместе с этим внутригородские водные объекты подвергаются значительному качественному и количественному истощению [4].

Водные экосистемы играют важную роль в функционировании урбанизированных территорий и поддержания их качества. Они выполняют эстетическую, рекреационную функции, кондиционируют среду, а также служат резерватами биоразнообразия флоры и фауны экосистем городских ландшафтов. Интенсивное воздействие на поверхностные водные ресурсы вблизи городов приводит к прогрессирующему ухудшению качества воды и, как следствие, – снижению качества питьевого и рекреационного водопользования, что увеличивает экологический риск для населения [5].

Поскольку подавляющее большинство водных видов отдыха (купание, подводное плавание, катание на водных лыжах и т.п.) связано с непосредственным контактом с водной средой, то при оценке пригодности водоемов для отдыха важную роль играет их санитарно-гигиеническое состояние.

Цель работы: оценка эколого-геохимического состояния вод протоки Сенная Курья, выявление признаков их загрязнения, и возможных источников последнего.

Для оценки экологического состояния вод протоки Сенная Курья в 2012-2013 гг. были отобраны пробы воды. В аккредитованных лабораториях был проведен гидрохимический и микробиологический анализ, а также были использованы материалы (за 2012-2013 гг.) специализированной инспекции государственного экологического контроля и анализа (СИГЭЖиА) ОГУ Областного комитета охраны окружающей среды и природных ресурсов Томской области (ОГУ «Облкомприрода»).

По результатам анализов было выявлено нарушение нормативов по величине рН, в летний период значение увеличивается до 8,9, в остальное время рН находится в пределах нормы. Содержание аммоний-иона изменялось от 0,22 до 6,1, что значительно превышало ПДК. Также качество вод характеризовалось повышенным содержанием железа общего от 0,59 до 2,66, что составляет от 2 до 8,9 ПДК.

По показателю БПК₅ в соответствии с [2] степень загрязнения водоема оценивалась как грязные. В пробах наблюдалось повышенное содержание взвешенных веществ.

Микробиологический анализ воды протоки Сенная Курья состоял в выявлении микрофлоры, осуществляющей деструкцию различного рода органических веществ. Определяли энтеробактерии, мезофильные, психрофильные сапрофиты, олиготрофы, нефтеокисляющие микроорганизмы.

По результатам микробиологического анализа вода являлась умеренно загрязненной. Величина индекса олиготрофности показала, что водоем не утратил способности к самоочищению. По количеству нефтеокисляющих бактерий вода являлась умеренно-чистой [3].

Для оценки качества вод был рассчитан комбинаторный индекс загрязнения воды. Для расчета использовался метод комплексной оценки степени загрязненности поверхностных вод по гидрохимическим показателям (РД 52.24.643-2002). В результате расчета был получен 4 класс качества, который характеризуется как грязный [6].

Зимой 2014г. в районе протоки Сенная Курья был незаконно организован снегоотвал. В соответствии с градостроительным зонированием, установленным Правилами землепользования и застройки муниципального образования «Город Томск», земельный участок по Московскому тракту, 121, располагается в зоне лесопарков и городских лесов, лугопарков и зон отдыха. Предназначением этой зоны является сохранение природного ландшафта и экологически чистой окружающей среды, а также организация отдыха и досуга населения. Возможность складирования снега в границах этой зоны законом не предусмотрена. Данный участок связан с основными водоприемниками – озером Сенная Курья и Томью. Таким образом, в процессе таяния снега на снежном полигоне возможно загрязнение данных водных объектов неочищенными талыми водами. Несмотря на это, городским спецавтохозяйством был организован вывоз на образованный около озера снегоотвал острокислотного снега с автомобильных дорог города. В связи с этим был проведен повторный отбор проб.

Таблица 1

Химический состав вод протоки Сенная Курья

Определяемая характеристика	ПДК _{хоз-пит.} мг/л [2,7]	Концентрация, мг/л			
		Дата отбора проб			
		10.06.14 (№1)	10.06.14 (№2)	03.09.14 (№1)	03.09.14 (№2)
рН	6,5-8,5	6,72	6,95	7,33	7,32
NH ₄ ⁺	1,5	0,2	0,23	0,4	0,45
NO ₂ ⁻	3,3	0,037	0,042	0,032	0,029
NO ₃ ⁻	45	<0,1	<0,1	<0,1	0,14
Сl	350	19,5	18,5	19,5	22,5
PO ₄ ³⁻	3,5	<0,05	<0,05	0,11	0,116
ХПК	30	9,05	8,48	17,75	18,95
Fe _{общ}	0,3	0,4	0,54	0,51	0,56
НП	0,3	0,2	0,11	0,44	1,13
Zn	1	0,009	0,0026	0,011	0,0033
Pb	0,01	0,00054	0,00067	0,00068	0,00084

По данным таблицы видно, что превышение наблюдается только по одному компоненту – нефтепродукты. Превышения наблюдаются в осенний период и составляют 1,5 и 3,8 ПДК. Хотя в пробах 2012-2013 гг. превышения по нефтепродуктам не наблюдалось. Это связано с поступлением нефтепродуктов в водный объект с поверхностным стоком.

Нефтепродукты относятся к числу наиболее распространенных и опасных веществ, загрязняющих поверхностные воды. Нефть и продукты ее переработки представляют собой чрезвычайно сложную, непостоянную и разнообразную смесь веществ. Отрицательное влияние нефтепродуктов, особенно в концентрациях 0,001-10 мг/дм³, и присутствие их в виде пленки сказывается и на развитии высшей водной растительности и микрофитов.

Протока Сенная Курья подвержено микробному и химическому загрязнению в той или иной степени. Источником загрязняющего вещества явился снегоотвал, так как загрязнение природных вод в городах активно происходит уже на атмосферном этапе их формирования.

Всё это подтверждает прямую связь водоема с водосборной частью окружающего ландшафта.

Полученная качественно-количественная информация о характере, интенсивности и территориальной приуроченности ландшафтной изменчивости эколого-геохимических параметров протоки Сенная Курья, поможет осуществить корректное и целенаправленное регулирование динамики естественных и антропогенных процессов в соответствии с природно-региональной спецификой.

Литература

1. Молчанова Я.П., Гусева Т.В., Заика Е.А. Справочные материалы. Гидрохимические показатели состояния окружающей среды. – М.: «Эколайн», 2000. – 87 с.
2. Гигиенические нормативы. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. – М.: Минздрав России, 2003.
3. Наливайко Н.Г. Микробиология воды: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. 2006. – 139 с.
4. Орехов Г.В. Водные объекты на урбанизированных территориях и инженерные системы замкнутого водооборота // Экология урбанизированных территорий, 2008. – № 2. – С. 88 – 93.
5. Прыткова М.Я. Научные основы и методы восстановления озерных экосистем при разных видах антропогенного воздействия. – СПб.: Наука, 2002. – 147 с.
6. РД 52.24.643-2002. В.П. Емельянова, Е.Е. Лобченко Методические указания «Метод комплексной оценки степени загрязнённости поверхностных вод по гидрохимическим показателям» от 06.12.2002г. – 50 с.
7. СанПиН 2.1.5.980-00. Гигиенические требования к охране поверхностных вод. – М.: Минздрав России, 2000.

РОЛЬ ВОДЫ В РАЗВИТИИ ОПОЛЗНЯ ОЛЬЖЕРАС (КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

И.В. Порубов, А.И. Шестакова, Ю.В. Муравьева

Научный руководитель профессор Л.А. Строкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Развитие опасных геологических процессов зависит от многих факторов, на их развитие могут влиять поверхностные и подземные воды, минеральный состав горных пород, хозяйственная деятельность человека и др. С деятельностью подземных и поверхностных вод и другими факторами связаны разнообразные смещения горных пород, слагающих склоны долин рек, озёр и морей. Именно в оползневых процессах подземные воды играют важную роль. Под оползнями понимают крупные смещения различных горных пород по склону, распространяющиеся в отдельных районах на большие пространства и глубину.

В декабре 2011 г. геологами ОАО «Сибгипротранс» А.Ю. Котовым и А.В. Сахаровским выполнено рекогносцировочное обследование по объекту: «Строительство соединительного пути между станциями Ольжерас и Томусинская 5-6, при котором было установлено наличие оползневого

участка, длиной на 800 м вдоль железной дороги, шириной порядка 100 м. Плоскостью смещения оползня, по данным прошлых лет, в частности при строительстве ствола ш.им.Ленина, является граница между рыхлыми делювиальными отложениями и коренными породами кузнецкой свиты.

По результатам инженерно-геологической рекогносцировки левобережного склона р.Ольжерас на участке проектируемого соединительного пути (пк41+00-пк52+20) выделено 3 участка с различной степенью опасности неблагоприятных инженерно-геологических процессов.

На первом участке ПК41-ПК45 выявлены следующие неблагоприятные инженерно-геологические процессы и явления: консеквентные природно-техногенные оползни сдвига (скольжения), находящиеся в стадии временной стабилизации. Имеют стенки отрыва высотой до 2,0-2,5м, оползневые террасы общей площадью от 30 до 150 м² а также характерные бровки срыва с параллельными им тыловыми швами протяжённостью до 15-20м. Крутизна оползневых террас в пределах обследуемого склона -0-15°, стенок отрыва -35-50°. Реже отмечаются повторные смещения и свежие поверхностные деформации в виде оползней оплывин шириной до 2-5м, протяжённость до 6-8м и стенками отрыва высотой до 0,5-1,5м. На площадках старых грунтовых дорог, подрезающих природный склон имеются мочажины и мокрые основания. Вследствие миграции подземных вод и влияния застойных водоёмов на исследуемом участке получили развитие суффозионно-просадочные процессы, в виде воронок и впадин диаметром до 1,0 м и глубиной до 0,8-1,0м.

Предположительно отчленение оползневых тел и основное их смещение происходит в период обильных дождей и снеготаяния о чем свидетельствует «пьяный лес» (саблевидное изгибание стволов деревьев) рис. 1.



Рис.1 Вторичный оползень сдвига со стеной отрыва высотой 1.0м и «пьяный лес»

Развитию оползневых и суффозионных процессов способствовало строительство фунговых дорог без обустройства водоотводных сооружений (канавы, трубы, лотки), вырубка леса и нарушение дернового покрова.

На втором участке ПК45-ПК49 выявлены следующие неблагоприятные инженерно-геологические процессы и явления:

- комбинированные природно-техногенные оползни сдвига (скольжения) и вязкопластического течения, находящейся в стадии временной стабилизации с характерными повторными деформациями. Оползневые террасы в плане имеют ширину до 10-30м и длину до 50м со стенками отрыва высотой до 8-10 м. Крутизна оползневых террас в пределах обследуемого склона -0-10°, стенок отрыва -35-50° и более. Также отмечаются вторичные оползни-потоки и оплывины, как правило, приуроченные к ложбинам и неглубоким тальвегам (до 0,5м) шириной до 5-20м, протяжённостью до 50м, при (рис. 2);

- суффозионные воронки диаметром до 1,0м и глубиной до 0,8-1,0м, спровоцированные «теряющимися» водотоками и миграцией подземных вод;



Рис.2 Оползневые террасы, ограниченные тыловыми швами и стенками отрыва

- заболачивание поверхности оползневых террас и образование поверхностного застоя воды площадью до 300м' (-30* 10м) в результате нарушения естественной разгрузки грунтовых вод (рис. 3).



Рис.3 Заболачивание поверхности оползневых террас

На третьем участке **пк49-пк52+20** инженерно-геологических процессов, осложняющих строительство и эксплуатацию проектируемого соединительного пути не выявлено.

Выводы

1. Учитывая высокую сейсмичность района (7 баллов) и постоянное динамическое воздействие от проходящих железнодорожных составов, выявленные оползневые процессы представляют высокую опасность для проектируемой и существующей железной дороги.

2. Для предотвращения оползневых подвижек грунтовых масс необходимо провести следующий комплекс противооползневых мероприятий:

- осушение заболоченных участков;
- обустройство водоотводных канав и лотков на склоне;
- очистка водоотводных канав вдоль существующего пути и труб под насыпью;
- сооружение подпорных стенок

3. Для детальной оценки опасности оползневых процессов, влияющих на строительство и эксплуатацию проектируемой и существующей железной дороги, а также для расчета устойчивости склона необходимо выполнить комплекс инженерно-геологических и инженерно-геодезических работ:

- топо-геодезическая съемка оползневого склона до водораздельной части;
- обустройство реперов и марок для наблюдения за развитием опасных процессов;

инженерно-геологическая съемка оползневого склона (выполняется после топо-геодезической съемки);

буровые работы (выполняется после топо-геодезической съемки);

площадная сейсморазведка (выполняется после топо-геодезической съемки);

опытно-фильтрационные работы (откачки, наливывы в шурфы).

ТЕПЛОВЫЕ НАСОСЫ: ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

А.Е. Поскотинов

Научные руководители профессор Е.М. Дутова, ассистент М.С. Егорова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Выбор источника тепловой энергии для отопления очень значим, как в плане комфортного проживания в отапливаемом доме, так и плане рентабельности.

Существует множество способов отопления дома, как весьма распространенные: центральное отопление, различные виды отопительных котлов; так и альтернативные источники энергии – солнечные батареи и тепловые насосы.

Тепловые насосы обладают совершенно уникальными качествами. Эта экологически чистая система позволяет полностью вытеснить органическое топливо и обеспечить теплоснабжение с минимальными затратами первичной энергии. В данное время, эта технология находится в центре внимания зарубежных и отечественных исследователей и промышленных компаний.

В качестве низкопотенциальных источников тепла могут быть использованы природные ресурсы: грунтовые и артезианские воды, озера и моря, а также тепло грунта. Также используются вторичные энергетические ресурсы, такие как: различные сбросы, сточные воды и вентиляционные выбросы. Для нашего региона наиболее распространена укладка внутреннего контура в скважину, каждый метр которой позволяет получить до 60 Вт тепла. Так для работы теплового насоса мощность 10 кВт потребует скважина глубиной, порядка 170 м. Не обязательно бурить одну глубокую скважину, допустимо сделать несколько менее глубоких, главное получить общую расчетную глубину.

При затрате 1кВт электрической энергии для привода теплового насоса, можно получить от 3 кВт до 6 кВт тепловой мощности, при определенных условиях.

Принцип работы теплового насоса достаточно прост, он работает по принципу, обратному холодильнику – переносит, тепло накопленное в воздухе, грунте, воде или недрах в отапливаемый дом. Тепловой насос работает по известному всеми циклу Карно. Во внутреннем контуре теплового насоса можно выделить следующие основные компоненты:

Конденсатор;

Капилляр;

Испаритель;

Компрессор, работающий от электрической сети;

Помимо этого в контуре присутствуют:

Терморегулятор, управляющий устройством;

Хладагент, циркулирующий под высоким давлением в системе с определенными физическими показателями;

Теплоноситель (в роли которого выступает вода или рассол), взявший несколько градусов из окружающей среды, проходит через теплообменник теплового насоса, называемый испарителем, и передает принятое из недр или воздуха тепло во внутренний контур теплового насоса. По внутреннему контуру циркулирует хладагент, имеющий достаточно низкую температуру кипения, проходя через испаритель, переходит из жидкого состояния в газообразное. Это происходит при низком давлении и температуре 5°C. Из испарителя газообразный хладагент поступает в компрессор, где он сжимается от высокого давления и высокой температуры. Потом горячий газ переходит во второй теплообменник — конденсатор, где происходит теплообмен между горячим газом и теплоносителем из обратного трубопровода системы отопления дома. Хладагент передает полученное тепло в систему отопления, охлаждается и снова переходит в жидкое состояние, а нагретый теплоноситель системы отопления поступает в систему отопительных приборов.

Особенностью технологии тепловых насосов является возможность выработки не только тепловой, но и холодильной энергии тем же оборудованием, то есть тепловой насос обладает качеством обратимости рабочего процесса, это позволяет зимой «закачивать» тепло из окружающей среды, а летом наоборот – отдавать тепло окружающей среде.

Показателем эффективности теплового насоса является коэффициент трансформации COP (англ. COP сокращение от coefficient of performance). Эта величина показывает соотношение

$$COP = \frac{Q_H}{A}$$

вырабатываемой тепловой энергии и потребляемой электрической.

Где: Q_H – тепловая энергия резервуара (Дж); A – работа совершенная насосом (Дж);

Коэффициент трансформации зависит от источника низкопотенциального тепла, так например при выкачивании тепла из окружающего воздуха COP будет равен 3, а при использовании в качестве низкопотенциального источника тепла грунтовую воду, COP будет равен 5.

В Томской области действуют 3 бюджетных учреждения, сделавшие выбор в пользу альтернативных источников тепла – они отапливаются системами тепловых насосов. С экономической точки зрения эксплуатация теплового насоса рентабельна при определенных условиях. Сравним капитальные и эксплуатационные затраты на тепловой насос, твердотопливный котел и систему электрических конвекторов.

Электрические конвекторы - отопительные приборы, работающий полностью на электричестве. Нагревание воздуха происходит в трубчатых электронагревателях, помещение отапливается путем распространения теплого воздуха – конвекции. Капитальные затраты на приобретение конвекторов средней стоимости и монтаж дополнительных электроприборов составят порядка 30 000 руб. Для отопления дома площадью 120 м² будет достаточно конвектора со средней мощностью 14 кВт, при условии правильного использования можно поддерживать комфортную температуру в помещении, используя всего 2,43 кВт. Сезонная потребность тепла составит 16 000 кВт*ч (при продолжительности отопительного сезона в Томске 6576 часов). Затраты на электроэнергию при стоимости 1 кВт*ч 1,89 руб. (средний тариф по Томску), составят 30 240 руб. в год.

Твердотопливный котел, отличается высокой автономностью, так как не использует электроэнергию. Твердотопливный котел выделяет тепловую энергию в процессе сгорания твердого топлива (уголь, дрова, топливные гранулы). Подобные котлы отличаются высоким КПД, достигающим 80 %. Средняя цена котла мощностью 9 кВт будет равна 16 000 руб. Затраты на монтаж котла и дополнительного оборудования 20 000 руб. При использовании в качестве топлива уголь, при расчете потребности 10 тонн в сезон и средней стоимости 2 600 руб. за тонну, эксплуатационные затраты составят 26 000 руб. Также стоит учесть что подавать уголь в котел придется достаточно часто, что достаточно трудоемко. Для правильной работы подобного котла также необходимо чистить дымоход и периодически вынимать золу, что вызовет дополнительные расходы.

Средняя цена на тепловой насос с потребляемой мощностью 2,6 кВт и выходной мощностью 11 кВт составляет 546 000 руб. Затраты на приобретение и монтаж внутреннего контура и бурение скважин для его установки обойдутся в 800 000 руб. Выходная мощность данного насоса составляет 11 кВт, следовательно его COP равен 4,23. За отопительный сезон тепловой насос затратит 17 000 кВт электроэнергии, и при тарифе 1,89 руб/кВт*ч, расходы на эксплуатацию составят 32 130 руб.

Большинство производителей тепловых насосов указывают срок работы насоса равным 20 годам, чтобы определить, окупятся ли капитальные затраты, подсчитаем эксплуатационные затраты в течение 20 лет.

Для наглядности представим полученные данные в виде таблицы:

Таблица 1

Полученные данные

Тип отопительного оборудования	Мощность, кВт	Эксплуатационные затраты за сезон руб.	Капитальные затраты руб.	Эксплуатационные затраты за 20 лет руб.
Электрический конвектор	2,43	30 240	30 000	604 800
Твердотопливный котел	9	26 000	36 000	520 000
Тепловой насос	2,6	32 130	1 346 000	643 200

Сравнив затраты на каждый тип отопительного оборудования можно сделать вывод, о том что, тепловой насос проигрывает остальным по многим параметрам, наиболее рентабельным окажется твердотопливный котел. На сегодняшний день тепловой насос является достаточно дорогим удовольствием для населения среднего достатка, затраты на покупку насоса и монтаж всего оборудования не окупятся через 20 лет его использования. Но тем не менее у теплового насоса есть существенные преимущества, как в плане экологической безопасности так и в плане автономности, и широкие перспективы применения. Нецелесообразно использовать тепловой насос при имеющихся сетях центрального отопления, газовых магистралях и электрических сетях с низкими тарифами.

Все данные о стоимости товаров и услуг взяты из прайс-листов производителей и поставщиков услуг.

Литература

1. Информационно-аналитический отраслевой журнал «НЕДРА И ТЭК» №3 (93)/Март/2014г. – С 24 – 25
2. Гликсон А.Л., Дорошенко А. В. Гелиосистемы и тепловые насосы в системах автономного тепло- и холодоснабжения» [Интернет ресурс]
URL: http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2600
3. Гришков А.А. Эффективность использования воздушных тепловых насосов в условиях Пермского края [Интернет-ресурс]
URL : http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=5790
4. Филиппов С.П., Дильман М.Д., Ионов М.С. Перспективы применения тепловых насосов в России [Интернет ресурс]
URL: http://www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=215
5. Информационный сайт компании «Экоклимат» [Интернет ресурс]
URL: <http://www.ecoklimat.tomsk.ru>

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ОТРАБОТКИ БАЧАТСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.В. Радюк

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Открытая разработка угля приводит к различным экологическим последствиям. И наиболее интенсивному воздействию подвергаются именно водные ресурсы, что приводит к перераспределению поверхностного и подземного стока, оказывая влияние не только на условия формирования водопритоков в карьеры, но и на речной сток водотоков первых порядков. Эксплуатация карьера приводит к нарушению естественных ландшафтов и влияет на качественный состав природных вод [2].

Исследуемый участок находится в границах Бачатского геолого-экономического района Кузбасса в лесостепной ландшафтной зоне. В границах участка расположены два угольных предприятия: Разрез Бачатский производительной мощностью 9 млн. тонн в год и разрез «Шестаки»

производительной мощностью 1 млн. тонн в год, эксплуатирующих запасы Бачатского каменноугольного месторождения.

Техногенная нагрузка на окружающую среду и на природные воды в результате эксплуатации предприятий осложнена разнообразными факторами.

Ежегодно происходит выемка миллионов тонн горной массы, что влечет за собой снижение горизонтов отработки на 20-50м. В результате этого горные выработки играют роль дренирующих систем водоносных горизонтов, и как следствие происходит загрязнение природных вод различными веществами, в первую очередь органическими. Состав карьерных вод сульфатно-гидрокарбонатный натриевый норматив ПДК р/х превышен по следующим веществам: нефтепродукты, нитраты, нитриты, литий, селен, мышьяк, молибден. Дальнейшая технология предусматривает сброс карьерных вод из водоотливов в реки Малый и Большой Бачат.

Следующий фактор, это наличие в технологии обоих предприятий обогатительных фабрик, после работы которых, образуется шлам. Шлам после предварительной очистки также сбрасывается в реки.

Образованные вокруг разрезов отвалы горных пород образуют новый - техногенный рельеф. Такое явление приводит к перераспределению поверхностного стока по водосборным территориям.

Геоэкологической особенностью длительной эксплуатации карьеров является перераспределение внутренней энергии, высвобождение которой привело к активизации сейсмической активности. Землетрясения в районе происходят периодически, начиная с 19 июня 2013 года. Такой процесс вызвал подъем уровней подземных вод. В наблюдательных скважинах №1, №2, №4 произошли поднятия уровней. Следует отметить, что наибольшие значения в изменении уровней приходятся на скважины, находящиеся вблизи реки Малый Бачат, это скважины №1, №2. Наименьшие значения в колебании уровней подземных вод наблюдались в скважине №4, которая расположена вблизи водораздела. Это говорит о том, что ввиду происходящих сейсмических процессов, происходит увеличение размеров трещин водонасыщенных пород. Восполнение подземных вод происходит быстрее и потоки подземных вод устремляются к от водораздела к реке, обуславливая наибольшие значения в изменении уровней именно вблизи реки [3].

Одним из предвестников землетрясений является радон, содержания которого в природных водах в определенный период времени возрастает. Так произошло и в районе исследований.

Состав природных вод в наблюдательных скважинах сульфатно-гидрокарбонатный кальциево-магниевый, гидрокарбонатный натриево-магниевый, гидрокарбонатный натриево-кальциевый. В скважинах хозяйственно-бытового назначения воды гидрокарбонатные кальциевые [1]. Вода из всех скважин соответствует СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества.» [4].

Литература

1. Галеева В.М. Отчет о результатах работ по объекту «Мониторинг состояния недр на участках ОАО разрез «Шестаки». – Новокузнецк: ПЭГГИ, 2014. – 78 с.
2. Кувшинова Е.В. Гидрогеологические условия эксплуатации угольного разреза «Шестаки» // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: ТПУ, 2014. – Т.1. – С. 461 – 800.
3. Кувшинова Е.В. Оценка влияния открытой разработки Бачатского угольного месторождения и эксплуатации подземных водозаборов на водопользование в бассейне реки Бачат // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVII Международного симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: ТПУ, 2013. – Т.1. – С. 435–854.
4. СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ РОДНИКОВ Г. ВЛАДИВОСТОК

Т.А. Русинова, М.Г. Камбалина

Научный руководитель доцент Н.В. Гусева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Находясь в непосредственной близости к океану, в Приморском крае существует острый дефицит пресных вод. Практически во всех местах компактного проживания населения в Приморском крае не осталось водных объектов, степень загрязнения которых не превышала бы допустимые нормы [4]. Так водоснабжение самого крупного города Приморского края – г. Владивостока осуществляется из водохранилищ.

При каждом из крупных источников водоснабжения Приморского края, имеются очистные станции, где происходит подготовка и очистка воды до её поступления в систему водоснабжения. Однако на имеющихся станциях водоподготовки не предусмотрены резервуары для запасов очищенной воды, что делает невозможным проведение необходимых ремонтных работ [2]. Вследствие этого население города регулярно остается без водоснабжения. В сложившейся ситуации актуальным является поиск альтернативных источников водоснабжения в условиях отсутствия воды в водопроводных сетях, одним из которых может быть родниковая вода.

Так на территории г. Владивосток насчитывается несколько выходов подземных вод, за счет которых возможно было бы частично восполнять нужды города. В последние годы научно-общественный координационный центр «Живая вода» при поддержке Управления природных ресурсов и охраны окружающей среды Приморского края, Управления окружающей среды и природопользования г. Владивостока проводит обустройство родников в черте города для их использования в питьевых целях.

Целью данного исследования являлся анализ химического состава вод родников, расположенных в пределах города Владивосток и оценка возможности их использования для хозяйственно-питьевых целей.

Объект исследования - родники, находящиеся непосредственно в г. Владивосток и обустроенные НОКЦ «Живая вода» (РВ-2, РВ-3, РВ-4), а так же родник, находящийся в пригороде г. Владивосток в значительном удалении от источников антропогенного воздействия (РВ-1). Схема расположения родников представлена на рис. 1.

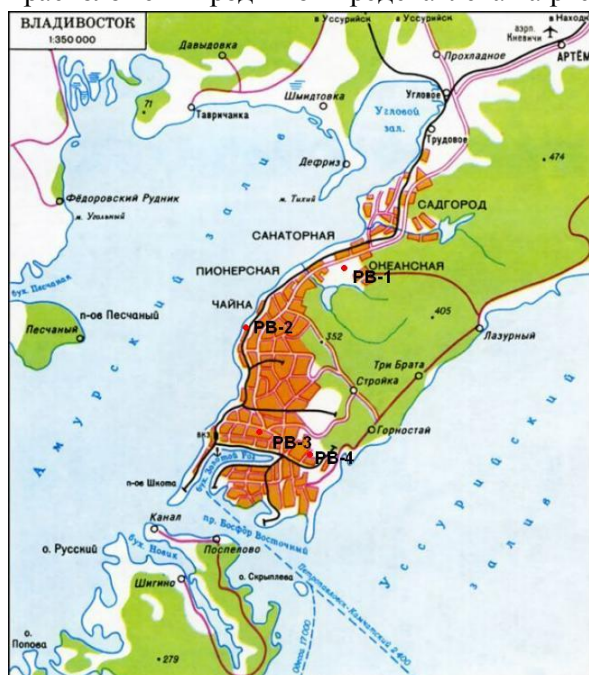


Рис.1 Схема отбора проб родниковых вод

Отбор проб воды проводился 29.09.14. Исследование химического состава вод выполнялось в аккредитованной проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии НОЦ «Вода» ИПР ТПУ методами ионообменной хроматографии, титриметрии, потенциометрии, фотокалориметрии.

По кислотно-щелочным свойствам воды нейтральные и слабокислые. Величина рН изменяется от 6,2 до 6,8. Максимальное рН отмечается в роднике, расположенном в пригороде Владивостока. Воды пресные, величина общей минерализации изменяется от 0,2 до 0,6 г/л (табл. 1). По соотношению основных ионов воды родников принадлежат разным химическим типам. В роднике РВ-1 воды гидрокарбонатного магниево-кальциевого типа. Это типично для вод столь низкой минерализации. В водах остальных родников отмечается высокая доля сульфат-иона и хлорид-иона. Так воды родника РВ-2 относятся к гидрокарбонатно-сульфатному магниево-

натриево-кальциевому типу, воды родника РВ-3 – хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатные магниевой-кальциевые. В роднике РВ-4 отмечается максимальная среди всех рассматриваемых родников доля хлорид-иона и воды принадлежат хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатному магниево-натриево-кальциевому типу.

PB-1 $\frac{M_{0,2} \text{HCO}_3,86 \text{ SO}_4^8 \text{ Cl}6}{\text{Ca } 58 \text{ Mg } 28 \text{ Na}13} \text{ pH } 6,82$	PB-2 $\frac{M_{0,5} \text{HCO}_3,44 \text{ SO}_4,30 \text{ Cl}26}{\text{Ca } 54 \text{ Mg } 27 \text{ Na}18} \text{ pH } 6,7$
PB-3 $\frac{M_{0,18} \text{SO}_4,42 \text{HCO}_3,29 \text{ Cl}28}{\text{Ca } 46 \text{ Na } 31 \text{ Mg } 21} \text{ pH } 6,3$	PB-4 $\frac{M_{0,37} \text{SO}_4,43 \text{HCO}_3,34 \text{ Cl}22}{\text{Ca } 43 \text{ Na } 29 \text{ Mg } 26} \text{ pH } 6,2$

Таблица 1

Химический состав родников г. Владивосток (дата отбора 29.09.2014)

Показатель	Един. измер.	PH-1	PH-2	PH-3	PH-4	ПДК [1]
УЭП	мкS/см	249,00	672,00	358,00	510,00	–
pH		6,82	6,66	6,30	6,20	6-9
минерал-я	мг/л	215,06	452,00	182,94	370,59	<1500
CO ₂	мг/л	28,60	40,70	22,00	61,60	–
HCO ₃	мг/л	146,40	170,80	41,48	109,80	–
SO ₄	мг/л	10	90,20	47,3	113	<500
Cl	мг/л	6,01	57,60	23,70	42,20	<350
NO ₂	мг/л	0,002	0,004	0,003	0,007	<3,0*
NO ₃	мг/л	1,12	50,41	59,89	14,45	<45
NH ₄	мг/л	0,08	0,12	0,09	0,09	-
Ca	мг/л	34,00	78,00	34,00	48,00	-
PO ₄	мг/л	<0,05	0,090	0,369	<0,05	3,5*
Об. ж.	мг-э/л	2,50	5,80	2,45	3,80	<10
Mg	мг/л	9,72	23,09	9,11	17,01	<65
Na	мг/л	8,6	30,13	26,04	36,5	<200*
K	мг/л	0,33	2,18	1,31	4,18	-
Si	мг/л	6,95	12,17	7,30	4,71	<10*
Fe	мг/л	0,10	0,07	<0,05	0,05	<0,3*
Mn	мг/л	0,12	0,11	<0,1	<0,1	<0,1*
F	мг/л	0,073	0,052	<0,05	<0,05	<1,5*
Br	мг/л	<0,02	0,05	<0,02	0,068	-
Li	мг/л	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,03*

*согласно СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения [3].

Согласно анализу табл. 1 по ряду компонентов отмечаются превышения концентраций над предельно допустимыми концентрациями для вод нецентрализованного и централизованного водоснабжения. Превышено содержание NO₃ в водах родников PB-2 (50,41 мг/л) и PB-3 (59,89 мг/л). Превышено содержание Si в водах родников PB-2 (12,17 мг/л), а так же содержание Mn в точках PB-1 (0,12 мг/л), PB-2(0,11 мг/л). В целом по результатам химического анализа наблюдается повышенного содержания химических элементов в точках PB-2, PB-3, PB-4 (табл. 1). Данная тенденция может объясняться антропогенным воздействием на зону питания подземных вод. Согласно данным НОКЦ «Живая вода» также отмечается превышения по таким микробиологическим показателям как общие колиформные и термотолерантные бактерии в родниках РМ-3, РМ-4 [5].

Таким образом, исследуемые родники на данном этапе необходимо признать не пригодными для использования в хозяйственно-питьевых целях, так как химический и бактериологический состав родниковых вод не отвечает необходимым требованиям. Стоит так же отметить, что зона размещения не удовлетворяет требованиям СанПиН 2.1.4.1175-02. Необходимо дальнейшее изучение родников, с целью установления зоны питания и установления санитарно-защитной зоны. Важно организовать мониторинг качества вод.

Литература

1. САНПИН 2.1.4.1175-02 Гигиенические требования к качеству воды нецентрализованного водоснабжения. Санитарная охрана источников.
2. Окружающая среда и здоровье населения Владивостока. – Владивосток: Дальнаука, 1998. – 212 с.
3. СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения
4. Доброшевский Д.П., Цыганков В.Ю. Проблемы пресной воды г. Владивостока Евро-Азиатский лицей Дальневосточного государственного технического университета Проблемы твердых бытовых отходов в г. Владивостоке: Пути решения //Матер. 2-ей молод. научно-практ. конф. – Владивосток, 2010. – с. 9 – 11.
5. Химический и микробиологический анализы родников, обследованных в рамках проекта «Родники Приморья» [Электронный ресурс] URL: <http://east-eco.com/dir/Chem.pdf> (Дата обращения: 15.09.2014)

ИНЖЕНЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕК УШАЙКА И БАСАНДАЙКА В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ПРИРОДООБУСТРОЙСТВА НА ВОДОСБОРНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ
В.В. Сельский

Научный руководитель профессор В.К. Попов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Донные отложения играют важную индикаторную роль при оценке состояния водного объекта, контроле загрязнения и мониторинге водных объектов, что обусловлено в первую очередь информативностью получаемых результатов и их воспроизводимостью [2]. Они относятся к консервативной системе, способной накапливать и хранить информацию о состоянии и изменении геохимических, динамических, климатических и неотектонических условий внешней среды, процессов массопереноса, в том числе вызванных техногенным воздействием. Донные осадки могут рассматриваться в качестве основного объекта геоэкологических исследований аквальных геосистем [5].

Процессы взаимодействия вод с донными отложениями играют важную роль в формировании экологического состояния водных объектов, что и определяет необходимость изучения геохимии донных отложений.

Донные отложения отбирались для определения характера, степени и глубины проникновения в них загрязняющих веществ, изучения закономерностей процессов самоочищения, выявления источников вторичного загрязнения и учета воздействия антропогенного фактора на водные экосистемы.

В донных отложениях рек Ушайка и Басандайка и их водотоков присутствует 24 химических элемента. Среди всех химических элементов наибольшее содержание приходится на Na, Ca, Fe.

При сопоставлении содержания химических элементов в исследуемых донных отложениях с содержанием химических элементов в осадочных породах, в данном случае глинах [4], было установлено повышенное содержание Na, Sc, Fe, As, Br, Sr, Ce, Yb, Hf, Ta.

Сопоставлении средних содержаний химических элементов в донных отложениях рек Ушайка и Басандайка со средними содержаниями элементов в донных отложениях рек таежной зоны Сибири [1] и среднем содержании элементов в донных отложениях рек Томской области [3], установлено, что содержание железа, кобальта и мышьяка превышают данные о среднем содержании элементов в донных отложениях рек таежной зоны Сибири. При сравнении содержания химических элементов в донных отложениях рек Ушайка и Басандайка с средним содержанием элементов в донных отложениях рек Томской области было выявлено превышение по таким элементам как Fe, Co, Sr, Ba.

Наибольшая корреляционная связь наблюдается у химических элементов La с Th, наименьшая у Rb с Eu.

Анализ эколого-геохимического состояния донных отложений рек Ушайка и Басандайка позволяет сделать вывод, что донные отложения на данной территории загрязнены не значительно. Уровень техногенного загрязнения донных отложений на данной территории средний. По степени санитарно-токсикологической опасности донные отложения исследуемой территории относятся к

умеренной степени опасности. Содержание большинства элементов находится в пределах фоновой концентрации. Загрязнение донных отложений носит не только техногенный фактор, поскольку в некоторых местах отбора проб, отдаленных от населенных пунктов и дорог, имеются значительные превышения кларковой концентрации, что характерно природному загрязнению или многолетнему накоплению определенных элементов.

Но все же и не стоит забывать о загрязнении донных отложений различными отраслями природообустройства. На территории Томской области находится немало предприятий различных отраслей, которые так или иначе взаимодействуют с водными объектами, в данном случае реками Ушайка и Басандайка. Так как анализ химического состава донных отложений проведен, нам предстоит сделать еще одно очень немаловажное исследование, а именно изучить все предприятия находящиеся на территории данных водотоков с точки зрения их местонахождения, выбросов и т. д. Результаты работы позволят выяснить действительную причину превышения содержания химических элементов в донных отложениях и дифференцировать влияние предприятий находящихся на водосборных территориях данных рек, на экосистемы, разработать ресурсоэффективные технологии водопользования и природообустройства.

Литература

1. Савичев О.Г., Фунг Тхай Зыонг. Зональные закономерности изменения химического состава речных отложений Сибири и условия его формирования // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 157–16
2. Войткевич Г.В., Мирошников А.Е., Поваренных А.С., Прохоров В.Г. Краткий справочник по геохимии. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М., Недра, 1997. – С. 52–54.
3. Савичев О.Г., Льготин В.А. Пространственные изменения химического состава донных отложений рек Томской области // География и природные ресурсы. – 2008. – № 3. – С. 46–51.
4. Савичев О.Г., Базанов В.А. Химический состав донных отложений реки Васюган и ее притоков // Известия Томского политехнического университета, 2006. – Т.309. – №3. – С.37–41.
5. Опекунов А.Ю. Экологическое нормирование и оценка воздействия на окружающую среду – Издательство Санкт-Петербургского университета, 2006. – 264 с.

ПРОБЛЕМЫ ПИТЬЕВОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА КОЖЕВНИКОВО (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

О.А. Скопцова

Научный руководитель доцент М.В. Решетько

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В России на протяжении ряда лет проблема питьевого водоснабжения продолжается оставаться чрезвычайно актуальной. Известно, что угроза существованию человечества таится в катастрофической экологической обстановке. Серьезные опасения вызывает недостаток питьевой воды, её качественные изменения, несоответствие санитарно-гигиеническим требованиям. Кроме того, в полной мере выявлена причинная связь между качеством употребляемой воды и состоянием здоровья человека. Стало совершенно очевидным, что вопросы обеспечения населения доброкачественной водой, создание необходимых санитарных условий неразделимы с вопросами охраны здоровья и требуют подхода с точки зрения законов экологии.

Целью данной работы является изучение качества питьевой воды в с.Кожевниково, изучение ее химического состава и определение соответствия питьевой воды гигиеническим требованиям, а также исследование организации и эксплуатации зон санитарной охраны.

Кожевниковский район является самым южным районом Томской области. Большая часть его располагается на левобережье р. Оби, и только незначительная часть лежит на ее правом берегу. На севере район граничит с Бакчарским и Шегарским районом, на западе и юге – Новосибирской областью, на востоке – с Томским районом. Площадь Кожевниковского района характеризуется равнинным рельефом. Абсолютные отметки поверхности на водоразделах достигают 130-180 м, в

долине реки Оби они опускаются до 75-80 м. Водораздельные пространства часто изрезаны логами и оврагами. Поверхность второй надпойменной террасы р.Оби ровная, луговая, часто заболоченна, с редкими озерами. Пойма кочковатая, заболоченная, с большим количеством стариц и озер. Климат умеренно-континентальный гумидный. Устойчивый снеговой покров устанавливается в конце октября – начале ноября и стаивает полностью во второй половине апреля. Высота снежного покрова на открытых местах достигает 42 см. Отрицательные среднегодовые температуры, сравнительно небольшая мощность снежного покрова, сильные холодные ветры обуславливают глубокое (до 1,5 м) промерзание почвы, которая оттаивает полностью только к середине июня.

Основной водной артерией исследуемого района является река Обь, которая протекает по восточной окраине Кожевниковского района. В северо-западной части район пересекает река Бакса, являющаяся правым пригоком р.Шегарка. В пределах района, особенно по пойме и частично на первой и второй надпойменных террасах, встречаются озера, которые являются отшнуровавшимися частями древнего русла реки Оби. На левобережном водоразделе большинство логов перекрыто земляными плотинами и созданы искусственные водохранилища-пруды, в которых накапливаются снеготалые и дождевые воды. Вода открытых водоемов в хозяйственно – питьевых целях не используются, так как она не является безопасной в эпидемическом отношении и безвредной по химическому составу.

Для целей питьевого водоснабжения используется подземные воды Кожевниковского месторождения, которое расположено на юго-восточной окраине Западно-Сибирской низменности на левом берегу реки Оби в ее среднем течении. В геологическом строении района принимают участие два структурных этажа. Нижний этаж представляет собой дислоцированный палеозойский фундамент, сложенный консолидированными осадочными и магматическими породами. Верхний – это рыхлый мезокайнозойский чехол. Глубина изученности 400 м [1].

Согласно [1] в пределах района выделены следующие водоносные и водоупорные горизонты. Воды озерно-болотных отложений.

Первый от поверхности водоносный горизонт, приуроченный к современным отложениям поймы р.Оби, верхнечетвертичным отложениям первой и второй надпойменной террас, среднечетвертичным отложениям тобольской свиты, нижнечетвертичным отложениям демьяновской свиты, плиоцен-нижнечетвертичным отложениям кочковской свиты, отложениям миоцена, верхнеолигоценным отложениям лагернотомской свиты.

Водоупорный горизонт средне-верхнеолигеновых отложений лагернотомской и новомихайловской свит.

Второй водоносный горизонт средне-верхнеолигеновых отложений новомихайловской свиты и верхнеэоценовых-нижнеолигеновых отложений юрковской толщи.

Водоупорный горизонт эоценовых отложений люлинворской свиты и верхнемеловых отложений симоновской свиты.

Третий водоносный горизонт верхнемеловых отложений сымской и симоновской свит.

Водоупорный горизонт нижнее-верхнемеловых отложений покурской свиты, нижнемеловых отложений киялинской свиты, коры выветривания палеозойских отложений.

Четвертичный водоносный горизонт верхнедевонских отложений юргинской свиты.

Для централизованного водоснабжения рекомендовано использовать второй водоносный комплекс [1].

Организацию хозяйственно-питьевого водоснабжения в с.Кожевниково осуществляет ООО «Кожевниковский КОМХОЗ». Предприятие арендует имущество по договору № 2 от 10.02.2012 г. с Администрацией Кожевниковского сельского поселения – 12 артезианских скважин, 8 водонапорных башен, 37,6 км водопроводных сетей, 62 водоразборных колонки, 9 артезианских скважин и 6 водонапорных башен имеют единую систему водопровода (т.е. закольцованы), а 2 артезианских скважины и 2 водонапорных башни имеют отдельные водопроводы- 10 артезианских скважин оборудованы насосами, две скважины самоизливающиеся. Остановка работы скважин производится для ремонта и замены насосов. Вода из артезианских скважин, не оборудованных системами очистки, поступает сначала в водонапорную башню, а затем в распределительную сеть. Водопотребление в год составляет 305 тыс. м³, [2].

Мероприятия на территории ЗСО практически на всех поясах не соблюдаются. Территория первого пояса не озеленена, не ограждена и не обеспечена охраной. Дорожки к сооружениям не

имеют твердое покрытие. Вблизи некоторых скважин растут высокоствольные деревья, также можно наблюдать размещение жилых и хозяйственно-бытовых зданий, проживание людей, рядом располагаются дороги [3].

Источники водоснабжения (скважины) находящиеся на территории с. Кожевниково относятся к источникам 2-го класса. По химическому составу подземные воды, добываемые на территории с. Кожевниково, гидрокарбонатные кальциевые. Минерализация от 0,25 до 0,46 г/дм, общая жесткость от 5,6 до 7,2 мг-экв/дм³. Среда воды от нейтральной (7) до слабощелочной (7,5). По химическому составу вода не соответствует СанПин 2.1.4.1074-01 по содержанию железа общего, кремния, цветности, в бактериологическом отношении вода чистая. Так как вода имеет отклонения от требований ГОСТ 2.1.4.1004-01 (концентрация железа, кремния и мутности), поэтому для улучшения качества воды на предприятии для некоторых скважин имеется станция водоподготовки производительностью 10-12 м³/час. Станция предназначена для очистки и обеззараживания артезианской воды для хозяйственно-питьевого водоснабжения населения с использованием метода озонирования с последующей фильтрацией. Обработка озono-воздушной смесью приводит к окислению многовалентных металлов (Fe, Mn и других тяжелых металлов). Озон является сильным бактерицидным и вирулицидным агентом, который обеспечивает обеззараживание воды. Далее вода подается на фильтрацию для удаления из нее взвешенных примесей путем пропуска воды через слой зернистого фильтрующего материала [2].

Для определения качества воды и соответствия ее СанПиН 2.14.1074-10 производится отбор проб: в местах водозабора (скважина), перед поступлением воды в распределительную сеть, в точках водозабора наружной сети (уличная водоразборная колонка), в точках водоразбора внутриметровой сети (водоразборный кран). Лабораторное исследование качества воды с выдачей заключения проводит Гидрогеохимическая лаборатория ОАО «Томскгеомониторинг».

Не все село обеспечено очищенной водой, поэтому автором для исследования качества воды были отобраны пробы, в лаборатории НОЦ «Вода» был проведен химический анализ воды (таблица 1).

Результаты показали, что часть села пьет воду, которая не соответствует по содержанию железа общего, кремния и мутности. Остальная часть снабжена более чистой водой, в которой имеется не соответствие только по содержанию железа общего. После водоподготовки снижается содержания железа и марганца, а кремний остается в таких же

Таблица 1

Протокол исследования природной воды

Место отбора	pH	SO ₄ ²⁻	Cl	Na ⁺	Fe ^{общ}	Вкус	Запах	Мут- ность	Цвет- ность	Si
		мг/л				балл	балл	мг/л	цвет.	мг/л
ПДК	6,5-9	500	350	200	0,3	2	2	1,5	20	10
Домашний кран, с водоподготовкой, с.Кожевниково 4.11.2013	7,04	<2	2,5	17,7	0,22	0	0	0,45	9,4	17
Домашний кран, без одоподготовки, с.Кожевников 4.11.2013 г.	6,8	<2	1,57	19,3	1,18	1	0	2,9	10,3	17,82
Колонка, с.Кожевниково 4.11.2013 г.	6,8	0,08	3,08	19,4	0,34	0	0	1,1	12,4	17,1

пределах. Поэтому автором были предложены другие возможные методы водоподготовки для улучшения качества воды (для удаления соединений кремния из воды используют гашеную известь; обработка воды магнезитом, обожженным при 1000 °С; удаление соединений кремния может осуществляться посредством ионного обмена, мембранного метода).

Так как в с. Кожевниково вода добывается только из подземного водоносного горизонта, она более благоприятна для организма по сравнению с поверхностными источниками, потому что не содержит химических загрязнителей техногенного происхождения.

Литература

1. Министерство геологии РСФСР Производственное геологическое объединение «Томскнефтегазгеология» Отчет Кожевниковской партии по работам 1977-1981 г.г. «Поиски и предварительная разведка подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения С.Кожевниково», 1956, 352 с.
2. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА Производственного контроля и качества воды централизованных систем питьевого водоснабжения Общества с ограниченной ответственностью «Кожевниковский КОМХОЗ», 2013, 7 с.
3. СанПиН 2.1.4.1110-02 Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения.

**ОРГАНИЗАЦИЯ МОНИТОРИНГА ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ,
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ НУЖД АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ (НА ПРИМЕРЕ КАЛИНИНСКОЙ
АТОМНОЙ СТАНЦИИ)****С.Ю. Сохарева**

Научный руководитель доцент В.В. Янковский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Целью мониторинга водоемов-охладителей является оценка и прогноз степени влияния атомной электростанции (далее АЭС) на состояние водоема-охладителя, других используемых водных объектов и объектов, испытывающих воздействие АЭС.

Задачами мониторинга водоемов-охладителей являются:

- регулярный контроль химического состава, физических, гидрологических и гидробиологических показателей поверхностных вод водоемов-охладителей и прилегающих к нему водных объектов;
- регулярный контроль химического состава, состояния и динамики донных отложений водоема-охладителя;
- сбор, накопление и анализ результатов измерений, создание и ведение баз данных;
- выявление и прогнозирование возможных изменений качественных и количественных показателей воды и донных отложений;
- подготовка материалов для выработки рекомендаций по объему и качеству сбросных вод АЭС, исходя из условий соблюдения норм качества воды, осуществлению различных видов хозяйственной деятельности, влияющих на состояние водных объектов, планированию водоохраных мероприятий;
- своевременное обеспечение достоверной информацией о состоянии водных объектов исполнительные территориальные органы и концерн «Росэнергоатом» с целью управления качеством воды в водных объектах и регулирования использования водных ресурсов.[3]

Калининская АЭС в качестве источника технического водоснабжения и охладителей использует озера Песьво и Удомля, общая площадь 21,2, км².

С введением в эксплуатацию энергоблоков 3-4 для повышения эффективности системы охлаждения и более равномерного распределения тепловой нагрузки дополнительно были построены четыре башенные градирни, отводящие каналы, струенаправляющий канал.

Задачей производственного экологического контроля (ПЭК) является проверка соблюдения требований природоохранного законодательства, принципов рационального природопользования, нормативов качества окружающей среды и выполнения планов и мероприятий в области охраны окружающей среды.

ПЭК производится в пределах промышленной площадки, санитарно-защитной зоны и зоны наблюдения Калининской АЭС и охватывает все факторы воздействия производственной деятельности Калининской АЭС на окружающую среду: радиационный, химический, тепловой и др.

Санитарно-защитная зона Калининской АЭС установлена распоряжением администрации Удомельского района радиусом в 1,2 км, отсчитываемым от геометрического центра вентиляционных труб энергоблоков №№1,2,3,4. Дополнительно в нее включена территория под сбросной канал на градирни.

Зона наблюдения составляет круг вокруг Калининская АЭС радиусом 11 км.

Для осуществления производственного контроля сточных вод и наблюдения за водой водоемов, используемых Калининская АЭС в качестве охладителей технологического оборудования, лаборатория отдела охраны окружающей среды прошла процедуру аккредитации и имеет аттестат аккредитации.

Объектами производственного контроля являются озера Песьво и Удомля, используемые в качестве водоемов-охладителей технологического оборудования Калининской АЭС и реки Съежа, Сьюча, Хомутовка, Овсянка, Тихомандрица, гидрологически связанные с ними.

Контроль производится за радиологическими, гидрохимическими, микробиологическими и температурными параметрами (около 30 параметров). Замеры производятся силами специализированных структурных подразделений Калининской АЭС, в том числе лабораторией внешнего дозиметрического контроля, лабораторией отдела охраны окружающей среды, а также силами привлеченных специализированных лабораторий, имеющих аккредитацию в соответствующих областях. В 2013 году выполнены все регламентные исследования [1].

Перечень контролируемых органолептических, физико-химических, микробиологических показателей качества воды, морфометрических, гидрологических, гидробиологических водохранилища КЛНАЭС, рек Хомутовка, Волчина приведен в таблице.

Таблица
Перечень контролируемых показателей экологического состояния водохранилища Калининской АЭС, рек Хомутовка, Волчина

Показатели	Единицы измерения
Цветность	градусы
Прозрачность	см
Запах	баллы
Мутность	ЕМ/ дм ³
Физические:	
Температура	°С
Химические:	
Растворенный кислород	мг/дм ³
Взвешенные вещества	мг/дм ³
Сухой остаток	мг/дм ³
Водородный показатель (рН)	ед. рН
Хлориды (Сl ⁻)	мг/дм ³
Сульфаты (SO ₄ ²⁻)	мг/дм ³
Азот аммонийный (NH ₄ ⁺)	мг/дм ³
Азот нитритов (NO ₂ ⁺)	мг/дм ³
Азот нитратов (NO ₃ ⁺)	мг/дм ³
Фосфор фосфатов (PO ₄ ³⁻)	мг/дм ³
Гидрокарбонаты (НСO ₃ ⁻)	мг/дм ³
Кальций (Ca ⁺)	мг/дм ³
Магний (Mg ²⁺)	мг/дм ³
Натрий (Na ⁺)	мг/дм ³
Калий (K ⁺)	мг/дм ³
БПК ₅ , БПК ₂₀	мг O ₂ /дм ³
ХПК	мг O ₂ /дм ³
Нефтепродукты	мг/дм ³
СПАВ	мг/дм ³
Медь (Cu)	мг/дм ³
Железо (Fe)	мг/дм ³
Цинк (Zn)	мг/дм ³
Никель (Ni)	мг/дм ³
Жесткость	мг-экв/дм ³
Fuguel-L	мг/дм ³
Этаноламин	мг/дм ³

Бор	мг/дм ³
Гидразин-гидрат	мг/дм ³
Микробиологические:	
Общие колиформные бактерии	КОЕ/100 мл
Термотолерантные колиформные бактерии	КОЕ/100 мл
Возбудители кишечных инфекций	КОЕ/100 мл
Колифаги	БОЕ/100мл
ОМЧ 37 ⁰ С	КОЕ/мл
ОМЧ 22 ⁰ С	КОЕ/мл
Паразитологические	
Яйца и цисты гельминтов	ед.
Гидрологические (гидродинамические):	
Уровень воды (на водоемах)	м
Морфометрические (состояние дна):	
Заиленность дна	-
Наличие инородных предметов на дне	-
Морфометрические (состояние берегов)	
Состояние берегов (разрушение в результате процессов ветро-волновой эрозии)	-

Периодичность проведения наблюдений за физическими, химическими, гидрологическими и гидробиологическими показателями воды определяется как ежемесячная, и согласуется с территориальными природоохранными органами, санитарно-эпидемиологическими службами и территориальными органами Федерального агентства по рыболовству.

При проведении наблюдений необходимо также учитывать:

- все фазы гидрологического режима водоема и водотока (весеннее половодье, летнюю межень, летние и осенние дождевые паводки, ледостав, зимнюю межень);
- различные по водности годы (многоводные, средние по водности и маловодные);
- залповые (аварийные) сбросы сточных вод в водные объекты (при наличии) [2].

Таким образом, можно сделать вывод, что на Калининской АЭС эффективно функционирует система экологического мониторинга. Система обеспечивает проведение комплексных наблюдений за водными объектами в зоне наблюдения АЭС. Проведение таких исследований делает возможным в среднесрочной и долгосрочной перспективе прогнозировать возможные последствия влияния негативных факторов на природную среду. А на основе прогноза – своевременно разрабатывать и реализовывать корректирующие природоохранные мероприятия.

Литература

1. Отчет по экологической безопасности за 2013 г. Росэннегроатом, Калининская АЭС
2. Программа (регламент) производственного экологического контроля водохранилища (озера-охладители) Калининской АЭС на 2013-2018 гг., г. Удомля, 2014 г.
3. РД ЭО 0547-2004 Типовой регламент мониторинга водоемов-охладителей атомных станций.

ЛЮМИНЕСЦЕНТНЫЙ АНАЛИЗ БАКТЕРИОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ПРИРОДНОЙ ВОДЫ

Е.В. Тимофеева, Е.В. Булычева

Научный руководитель профессор Е.И. Короткова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Экология играет важную роль в современном мире. От экологического состояния окружающей среды напрямую зависит здоровье, благосостояние и жизнь человека в целом. В настоящее время, стремительное развитие промышленных предприятий приводит к увеличению количества вредных выбросов в атмосферу и ухудшению экологического состояния биосферы. Только с начала этого года в мире от некачественной воды умерло более 1,4 млн. человек. Для городов и населенных пунктов источниками водоснабжения являются поверхностные воды – реки, озера, водохранилища, однако в условиях дефицита пресной воды, необходимо особенно тщательно

контролировать ее качество и направления использования. Обязательным условием использования воды, как в повседневной жизни человека, так и для промышленных нужд является ее высокое качество и отсутствие вредных примесей.

Качество природных вод – это совокупность их свойств, обусловленные характером и концентрацией содержащихся в воде примесей [1].

К основным показателям качества воды относятся [5,6]:

1. Физические показатели:

- а) содержание взвешенных веществ (прозрачность)
- б) солесодержание (общая минерализация)
- в) концентрация водородных ионов
- г) общая жесткость
- д) окисляемость
- е) общая щелочность
- ж) содержание коррозионно-активных газов (кислород и углекислый газ)

2. Химические показатели:

- а) основные ионы (хлорид-ионы, сульфат-ионы, карбонат и гидрокарбонат-ионы; катионы натрия, калия, кальция, магния, железа)
- б) растворенные газы (кислород, углекислый газ, сероводород и т.д)
- в) биогенные вещества (соединения азота и фосфора, необходимые для жизнедеятельности водных организмов)
- г) микроэлементы (йод, фтор, литий, медь, никель, хром)
- д) органические вещества (гуминовые соединения)

3. Биологические показатели (содержание гидробионтов и гидрофлоры)

4. Бактериологические показатели (присутствие болезнетворных микроорганизмов группы кишечной палочки)

Бактерии – одни из наиболее часто встречающихся в воде микроорганизмов наряду с вирусами, фагами, грибами, водорослями и т.д. Почва, вода, организмы животных и человека являются естественной средой обитания микроорганизмов. Свое широкое распространены в природе они получили из-за их малых размеров, способности усваивать самые разнообразные вещества в качестве источников питания и легко приспосабливаться к условиям внешней среды [4]. Под общим понятием «бактерии» известно более 1600 видов микроорганизмов – прокариот, не имеющих настоящего сложноорганизованного ядра. Большинство бактерий – одноклеточные организмы, различающиеся по размерам и физиологическим свойствам. По форме бактерии можно разделить на шаровидные, палочковидные, извитые и нитчатые [7].

Количественное определение бактерий в различных объектах проводится для оценки общей обсемененности, санитарно-эпидемиологической безопасности, а так же при биологической очистке воды [4]. В санитарной практике используются два санитарно-микробиологических показателя бактериальной загрязненности — общее микробное число и содержание санитарно-показательных микроорганизмов. Многочисленные наблюдения за поверхностными источниками водоснабжения, в которые попали сточные воды населенных пунктов, подтвердили, что существует прямая связь между количеством сапрофитов и степенью бактериального загрязнения. Доказано, что большое количество этих бактерий (сапрофитов) в воде обычно свидетельствует о том, что вода вступила в контакт с загрязнениями, которые могли содержать и патогенные микроорганизмы. При этом считают, что чем больше загрязнена вода сапрофитами, тем выше ее эпидемическая опасность [3].

Многие микроорганизмы независимо от их вида осуществляют одни и те же биохимические процессы превращения определенных соединений. По наличию этих процессов можно судить о жизненной активности бактерий, а по количеству выделившихся продуктов или метаболитов в процессе превращений – о количестве бактерий. Одним из таких метаболитов является никотинамидадениндинуклеотид – кофермент переноса водорода.

Никотинамидадениндинуклеотид может находиться в окисленной (NAD) и восстановленной (NADH) формах. Окисленная форма имеет спектр поглощения с максимумом на 260 нм. При переходе в восстановленную форму появляется полоса поглощения с максимумом на 340 нм и способность флуоресцировать. Концентрация данного кофермента является важным

физиологическим показателем, так как он принимает участие в клеточном метаболизме и любые изменения в метаболизме повлияют на содержание NAD/NADH [2].

Определение общего содержания микроорганизмов в воде, как бактериологического показателя качества, основано на измерении люминесценции кофермента NADH. Количество бактерий в исследуемой пробе определялось по градуировочной зависимости, построенной на модельных средах. На рисунке 1 представлен спектр люминесценции образца воды из р.Ушайка.

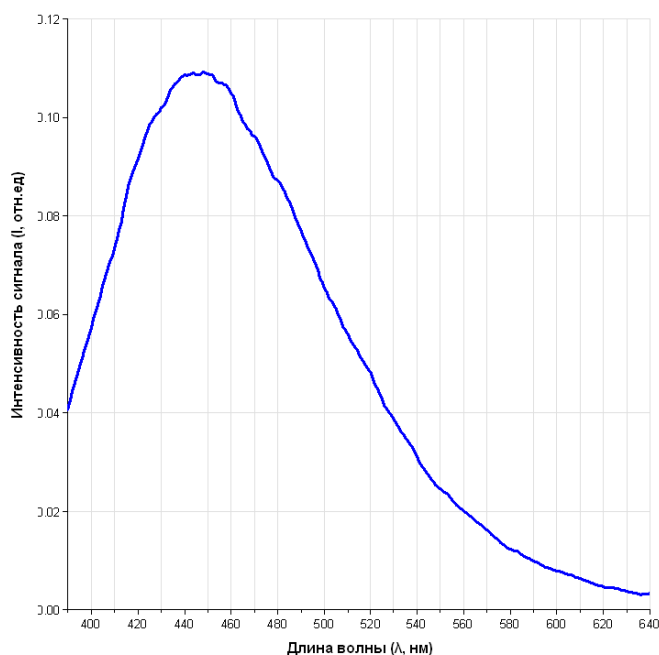


Рис. 1. Спектр люминесценции образца воды из р.Ушайка: длина волны возбуждения – 360 нм; длина волны регистрации – 440 нм; чувствительность ФЭУ – средняя; полная коррекция сигнала.

Из рисунка видно, что уровень максимальной высоты пика люминесценции соответствует уровню 0,11 относительных единиц, что согласно градуировочной зависимости соответствует содержанию бактерий $3,8 \cdot 10^6$ клеток. Согласно ГОСТ 171307 82 данный образец воды относится к загрязненным водам, для которых интервал общего содержания бактерий лежит в промежутке $3,1 - 5,0 \cdot 10^6$ клеток.

Литература

1. Алексеев Л.С. Контроль качества воды: Учебник. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2004. – 154 с.
2. Аникеев Б.В., Затрудина Р.Ш., Конькова Е.П. Спектр поглощения NADH как суперпозиция спектров аденина и никотинамида // Химическая физика и мезоскопия, 2011. – Том 13, № 3. – С. 425 – 431.
3. Гончарук Е.И., Бардов В.Г., Гаркавий С.И., Яворовский А.П. и др. Коммунальная гигиена. – Под ред. Е.И. Гончарука. – К.: Здоровья, 2006. – 792 с.
4. Карюхина Т.А., Чурбанова И.Н. Химия воды и микробиологич: Учеб. для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1995. – 208 с.
5. Химия воды. Учебное пособие / сост.: Л.В.Петрова, Е.Н.Калюкова – Ульяновск: УлГТУ, 2004. – 48 с.
6. Рябчиков Б.Е. Современные методы подготовки воды для промышленного и бытового использования – М.: ДеЛи принт, 2004. – 328 с.
7. Теппер Е.З. и др. Практикум по микробиологии / Е.З.Теппер, В.К.Шильникова, Г.И.Переверзева. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Колос, 1993 – 175 с.

**СОСТОЯНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВНОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ОХОТСКОГО МОРЯ**

Сах.А. Тихонова, Св.А. Тихонова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Россия обладает около 21% шельфа Мирового океана (свыше 6 млн. км²). Общеизвестным является высокий углеводородный потенциал шельфа России, наибольший объем которого, около 90%, сосредоточен в арктических морях [1].

Геологоразведочные работы (сейсморазведка МОВ, МОГТ-2D и бурение), начавшиеся на шельфе западного полушария Арктики более 40 лет назад, а восточного – более 30 лет назад, завершились открытием ряда новых крупных нефтегазоносных бассейнов.

Запасы, разведанные в настоящее время на шельфах западно-арктических и дальневосточных морей РФ, даже при благоприятной ситуации с их освоением, не в силах обеспечить планируемый уровень добычи. Поэтому оценка ресурсов углеводородов Восточно-Арктического шельфа РФ представляется очень актуальной (рис.1) [2].

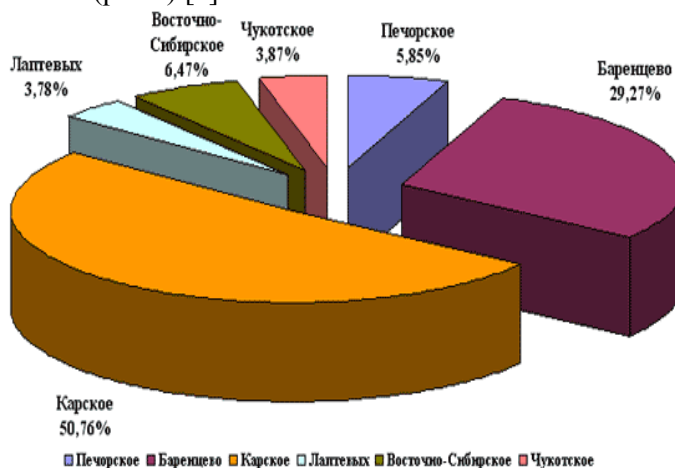


Рис.1 *Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов по морям Российской Арктики*

В восточном секторе Российской Арктики выделяются четыре бассейна: Лаптевский (в море Лаптевых), Восточно-Сибирский (в одноименном море), Северо- и Южно-Чукотский (на шельфе Чукотского моря). В отличие от Западно-Арктического шельфа в пределах Восточно-Арктических акваторий до сих пор не начато планомерное выполнение этапа регионального геологического изучения.

В юго-западной части шельфа моря Лаптевых фундаментом бассейна является северное погруженное продолжение Сибирской платформы. В разрезе можно предполагать присутствие карбонатного протерозой - нижнепалеозойского комплекса и вышележащих терригенных толщ более молодого возраста. Мощность отложений нижнего протерозоя – палеозоя, мезозоя и кайнозоя составляет не менее 10–12 км. Фундамент восточной части бассейна представляется гетерогенным. В бассейне выделяется ряд приподнятых блоков: Трофимовское и Центрально-Лаптевское. Предполагаемый разрез мезозоя – кайнозоя может достигать в прогибах 8–10 км. Приподнятые блоки и прогибы ограничены разломами, поверхности которых выравниваются с глубиной. Трофимовское, Центрально-Лаптевское и другие поднятия в мезозойской толще шельфа и Гастахском прогибе являются высокоперспективными для поисков углеводородов, особенно природного газа.

В зависимости от геологического строения исследуемого участка, выбирается определенный геофизический метод. На шельфе моря Лаптевых в последнее десятилетие выполнялись преимущественно сейсморазведочные работы, которые являются наиболее результативными по сравнению с другими геофизическими методами.

Перспективные на нефть и газ шельфы акваторий Восточно-Арктических морей охватывают общую площадь 1080 тыс. км². В их пределах в соответствии с принятым нефтегазогеологическим

районированием выделена Лаптевская перспективно нефтегазоносная провинция (ПНГП), включающая Западно-Лаптевскую и Восточно-Лаптевскую перспективные нефтегазоносные области (ПНГО).

Начальные суммарные ресурсы (НСР) акваторий морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского (российский сектор), хотя и относятся в силу их слабой изученности к категории проблематичных, составляют 19,7 млрд. т у. т. или 72 % от всех НСР востока России.

Таким образом, на основании анализа степени изученности Восточно-Арктического шельфа РФ, были выявлены следующие причины, показывающие более низкую его изученность по сравнению с Западно-Арктическим шельфом:

природно – климатические условия: тяжелая ледовая обстановка, труднопроходимый пролив Вилькицкого;

слаборазвитая инфраструктура побережья Восточно-Арктических морей, а также отсутствие морозостойчивого дизельного топлива;

слабая геолого-геофизическая изученность прилегающей суши;

удаленность основных центров морской геологоразведки;

недостаточная определенность перспектив нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа и противоречивость сведений (приводятся оценки подчас взаимоисключающие друг друга).

В настоящее время шельф моря Лаптевых исследуется компанией ОАО «Мурманская арктическая геологоразведочная экспедиция» по «Программе геологического изучения шельфа арктических морей на период 2012-2017 гг.» в целях планирования и повышения эффективности геологоразведочных работ, и подготовки месторождений углеводородного сырья к дальнейшему их освоению в шельфовых областях морей РФ.

Месторождения природного газа и нефти быстро истощаются, поэтому в условиях развития химической и энергетической отраслей мировой промышленности давно назревает вопрос о поиске альтернативных нефти и газу энергоносителей. Один ответ уже есть - метан газогидратных залежей. Это особенно актуально для экономики стран, не имеющих собственных газовых месторождений. По приблизительным оценкам ученых, объем метана в залежах газогидратов составляет не менее 250 трлн. куб. метров, что по энергетической ценности в 2 раза превышает суммарную ценность всех запасов нефти, угля и газа на планете (рис. 2). Согласно современным данным атмосферного мониторинга (НОАА США), в наше (межледниковое) время концентрация метана над Арктикой также выше на 8–10%, чем над Антарктикой. Это подразумевает наличие мощного регионального источника, который функционирует в теплые эпохи и отключается в холодные.

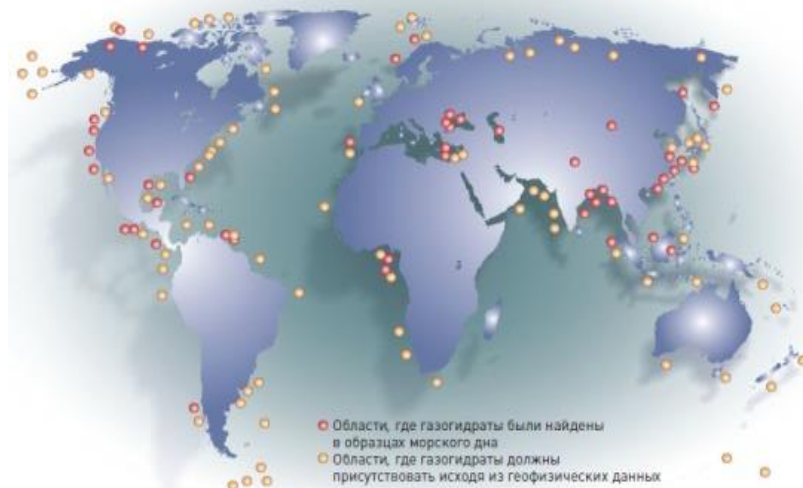


Рис.2 Установленные скопления газогидратов в мире

Одной из первоочередных задач при разработке газогидратных месторождений является точное определение границ залегания газогидратных пластов, а также наиболее опасных мест для разработок - естественных пробоев в морском дне, через которые метан просачивается в воду. Способы эффективной и безопасной эксплуатации природных газогидратных месторождений еще находятся на стадии разработки.

Охотоморская нефтегазоносная провинция относится к альпийским складчатым системам и охватывает обширную площадь акватории Охотского моря, Татарского пролива, а также остров Сахалин и западное побережье Камчатки. Административно она располагается в пределах Камчатской, Сахалинской областей и Хабаровского края, занимая площадь около 1,2 млн. км², из которых свыше 1,0 млн. км² приходится на акватории. В настоящее время Охотоморская нефтегазоносная провинция изучена крайне неравномерно. Наибольший объем геофизических работ и поисково-разведочного бурения, проводимых более 50 лет, приходится на северную часть о. Сахалин - старейший нефтедобывающий район России [4].

Начиная с 1923 года в Охотоморской провинции на Северном Сахалине было открыто и последовательно введено в разработку большое число месторождений с залежами в неогеновых отложениях (дагинская, окобыкайская и нутовская свиты). Всего на острове и прилегающем шельфе открыто 70 месторождений, в том числе 11 нефтяных, 17 газовых, 24 газонефтяных и нефтегазовых. 6 газоконденсатных и 12 нефтегазоконденсатных.

Планомерные геофизические (сейсморазведочные) работы начаты на шельфе в 1977 году, что является началом освоения шельфа Северного Сахалина. Всего на шельфе к середине 90-х г. пробурено 55 глубоких скважин и открыто 7 месторождений с суммарными извлекаемыми нефти, газа и конденсата свыше 1 млрд. тонн условного топлива.

В настоящее время значение провинции определяется тем, что нефть и газ добываются в основном на северо-востоке и восточном шельфе о. Сахалин. Северо-Сахалинская нефтегазоносная область занимает северную большую часть Сахалина. Вдоль западного и восточного берегов протягиваются Западно-Сахалинские и Восточно - Сахалинские горы с высотами соответственно до 1300 и 1600 м, разделённые широкими долинами рек Паромай и Тымь. Самая северная оконечность Сахалина, полуостров Шмидта, повторяет в миниатюре геоморфологическое строение остальной большей части острова, также имеет два хребта с долиной посредине.

Нефти Сахалина характеризуются большим разнообразием. Плотность от 0,8 г/см³ до 0,813 г/см³ на месторождениях Паромайском, Некрасовском. Тяжёлые нефти - 0,92 – 0,95 г/см³ на месторождениях Катангли и Оха. Асфальто-смолистых веществ от 2-3% до 20%. Отмечена закономерность в распределении нефти по разрезу: уменьшение плотности и смолистости, увеличение парафинистости с глубиной [3].

Перспективы поисков месторождений нефти и газа связаны с юго-западной частью острова Сахалин, где выявлены многочисленные непромышленные притоки нефти и газа. Традиционный район с развитой добывающей промышленностью на Северном Сахалине основательно разведан, там можно лишь рассчитывать на прирост запасов нефти в мало амплитудных нарушенных дизъюнктивными структурах, неструктурных объектах и более глубоких стратиграфических горизонтов, что связано со значительными материальными и ресурсными затратами. В то же время незаслуженно мало внимания уделяется юго-западному району Сахалина, перспективы которого достаточно велики.

Литература

1. Бакиров А.А. Нефтегазоносность морей и океанов. – М.: Недра, 1972 .
2. Богоявленский В.И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы. Морской сборник. – М.: ВМФ, 2010, №9. – С. 53 – 62.
3. Запывалов Н.П. Российские шельфы // Нефтегазоносность акваторий мира. Новосибирск, Новосибирский государственный университет, 2009. – С. 179 – 238.
4. Рябухин Г. Е. Нефтегазоносность верхнепалеозойских и триасовых формаций Арктики // Всесоюзная конференция по комплексному освоению нефтегазовых ресурсов на арктическом шельфе СССР. – М., сб. тр. МИНХ и ГП, 1990.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФОРМ МИГРАЦИИ УРАНА И ТОРИЯ В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ ПРИРОДНОГО КОМПЛЕКСА «ЧОЙГАНСКИЕ МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ» (ВОСТОЧНАЯ ТУВА)

А.В. Шестакова

Научный руководитель доцент А.А. Хвощевская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В хребтах Восточного Саяна находится одно из уникальных для Сибири месторождений углекислых вод – природный комплекс «Чойганские минеральные воды», формирование которого связано с наличием широтного разлома в областях современного и недавно потухшего вулканизма, он располагается на северо-востоке республики Тува рядом с границей Бурятии в долине реки Аржаан-Хем, на абсолютных отметках 1550-1580 м [5]. Чойганские термальные и холодные источники – это потенциальное месторождение углекислых лечебных вод. Оно проявляется на поверхности разгрузкой подземных вод в виде холодных и термальных углекислых родников с уникальным составом биологически активных компонентов – радон, кремнекислота, углекислый газ, железо и другие. Этот уникальный природный памятник вызывает неизменный интерес ученых и исследователей. Начало их изучения связано с именами И.С. Крыжина (1858), С.В. Обручева (1945), В.Г. Ткачук (1955), Е.В. Пиннекера (1966–1967) [1].

Вместе с тем, до настоящего времени подробно не исследована распространенность большинства микроэлементов элементов в подземных водах природного комплекса Чойган, в том числе урана и тория. В этой связи целью данного исследования является изучение особенностей распространенности форм миграции урана и тория в подземных водах природного комплекса «Чойганские минеральные воды».

Исследования состава подземных вод Чойгана были проведены летом 2013 г. На месте отбора проб проводили измерения неустойчивых параметров – водородный показатель, окислительно-восстановительный потенциал, температура и электропроводность с использованием портативного прибора Water Test. Аналитические исследования вещественного состава вод выполнены в ПНИЛ гидрогеохимии научно-образовательного центра «Вода» ИПР ТПУ. Микрокомпонентный состав вод, в том числе и концентрация урана и тория, определялись масс-спектральным методом с индуктивно связанной плазмой на приборе NexION 300 фирмы Perkin Elmer, США.

Расчет форм миграции урана и тория проводился в программном комплексе HydroGeo, разработанного М.Б. Букаты, с учетом величины Eh. При формировании физико-химической модели в составе раствора учитывались 16 базовых ионов: H^+ , OH^- , H_2O , e^- , Na^+ , Mg^{2+} , K^+ , Ca^{2+} , Cl^- , $(SO_4)^{2-}$, $(HCO_3)^-$, Fe^{3+} , Al^{3+} , Th^{4+} , $(UO_2)^{2+}$ и 65 производных ионов и ионных ассоциатов, включая 51 урановых и 14 ториевых: UO^+ , U^{2+} , $(UO_3)^-$, $(UOH)^{2+}$, UO_3 , $(UO_4)^{2-}$, $(HUO_4)^-$, $(HUO_3)^-$, UO_2OH , $((UO_2)_4(OH)_7)^+$, UO_2OH^+ , $UO_2(OH)_2$, $((UO_2)_2(OH)_2)^{2+}$, $((UO_2)_3(OH)_4)^{2+}$, $((UO_2)_3(OH)_5)^+$, $((UO_2)_3(OH)_7)^-$, $(UO_2(OH)_3)^-$, $((UO_2)_2(OH))^3+$, $(UO_2(OH)_4)^{2-}$, $(U(OH)_3)^+$, $U(OH)_4$, $(U(OH)_2)^{2+}$, HUO_2 , $(HUO_2)^+$, U^{4+} , U^{3+} , $(UOH)^{3+}$, UO_2 , $(UO_2)^+$, $(UCl_2)^{2+}$, $(UCl)^{3+}$, UO_2Cl^+ , $(USO_4)^{2+}$, $U(SO_4)_2$, $(UO_2HSO_4)^+$, $UO_2(HSO_4)_2$, $UO_2S_2O_3$, $(UO_2HS_2O_3)^+$, $UO_2(HS_2O_3)_2$, $(UO_2(S_2O_3)_2)^{2-}$, $(UO_2(SO_4)_2)^{2-}$, UO_2SO_4 , $(UCO_3)_5^{6-}$, $(UCO_3)_4^{4-}$, $((UO_2)_2CO_3(OH)_3)^-$, $(UO_2(CO_3)_3)^{5-}$, $(UO_2(CO_3)_3)^{4-}$, $(UO_2(CO_3)_2)^{2-}$, UO_2CO_3 , $UO_2(HCO_3)_2$, $(UO_2HCO_3)^+$, $(Th(OH)_5)^-$, $(Th(OH)_3)^+$, $(Th(OH)_2)^{2+}$, $(ThOH)^{3+}$, $(Th(OH)_6)^{2-}$, $Th(OH)_4$, Th^{2+} , Th^{3+} , $(ThCl)^{3+}$, $(ThSO_4)^{2+}$, $Th(SO_4)_2$, $(Th(SO_4)_3)^{2-}$, $(ThCO_3(OH)_3)^-$, $(ThCO_3)_5^{6-}$.

По гидрогеологическим и гидрогеохимическим особенностям проявления подземных вод Чойгана в пределах рассматриваемой территории выделяются углекислые трещинно-жильные воды восстановительной и окислительной геохимической обстановки, а также грунтовые воды зоны региональной трещиноватости (табл. 1) [3]. На рассматриваемой территории, в центральной части долины реки Аржан-Хем, в том числе на левом берегу, разгружаются теплые трещинно-жильные воды восстановительной геохимической обстановки с температурой от 24 °С до 40 °С, со средним значением Eh 21 мВ и слабокислыми кислотно-щелочными условиями (рН 6,4). Воды родников этого типа относятся к гидрокарбонатному кальциево-натриевому химическому типу с суммой солей 1969 мг/л. С повышением температуры углекислых вод увеличивается их минерализация, а также концентрации основных компонентов химического состава: гидрокарбоната, хлора, кальция, натрия, магния и калия.

Таблица 1

Средний химический состав подземных вод источников Чойгана

Показатели	Углекислые трещинно-жильные воды		Воды зоны региональной трещиноватости
	Восстановительная геохимическая обстановка	Окислительная геохимическая обстановка	
	Среднее содержание, мг/л		
T, °C	30	18	9
Eh, мВ	21	196	203
pH, ед. pH	6,4	6,3	7,6
CO ₂ , мг/л	759,5	880,3	22,8
HCO ₃ ⁻	1619,4	959,6	229,5
SO ₄ ²⁻	14,2	28,4	10,1
Cl	23,8	11,0	3,3
Ca ²⁺	221,6	185,4	66
Na ⁺	290,4	109,2	2,3
Mg ²⁺	32,5	20,3	6,1
K ⁺	44,6	16,8	2,7
Th	0,00003	0,000004	0,000003
U	0,003	0,005	0,001
Минерализация	1969	1212	320
Химический тип воды	HCO ₃ -Ca-Na	HCO ₃ -Na-Ca	HCO ₃ -Ca
Количество источников	18	12	3

Подземные воды зоны региональной трещиноватости характеризуются окислительной геохимической обстановкой. Эти воды являются холодными, со средней температурой 11 °С, слабощелочными гидрокарбонатными кальциевыми с минерализацией от 290 до 350 мг/л, значение окислительно-восстановительного потенциала составляет 203 мВ,

Углекислые трещино-жильные воды окислительной геохимической обстановки являются холодными с температурой от 11 до 20 °С. По величине минерализации воды пресные со средней минерализацией 1212 мг/л. Воды относятся к гидрокарбонатному натриево-кальциевому типу. Воды слабокислые с pH от 5,9 до 6,7 с содержанием свободной углекислоты до 1488 мг/л и значениями Eh от 170 до 236 мВ. Кроме повышенных значений окислительно-восстановительного потенциала, в среднем составляющих 196 мВ, на окислительный характер среды указывает и присутствие сульфат-иона в водах в концентрациях от 5 до 59 мг/л (табл. 1).

В результате физико-химического моделирования форм миграции урана в рассматриваемых водах установлено, что в трещинно-жильных водах восстановительной геохимической обстановки при значениях Eh от 0 до 142 мВ преобладают карбонатные комплексы (UO₂(CO₃)₂)²⁻ до 77 %, (UO₂(CO₃)₃)⁴⁻ до 60 %, и UO₂CO₃ до 2 %. При значениях Eh < 0 увеличивается доля соединения UO₂⁰ до 90 % и появляется соединение (U(OH)₃)⁺ до 10 %. При снижении значений Eh до -90 мВ и -170 мВ доля UO₂⁰ повышается до 92 % и становится преобладающей, а доля соединения (U(OH)₃)⁺ составляет от 8–10 %,

В слабокислых трещино-жильных водах окислительной геохимической обстановки формы миграции урана представлены преимущественно (UO₂(CO₃)₂)²⁻ до 85 %, (UO₂(CO₃)₃)⁴⁻ до 54 %, и UO₂CO₃ до 10 %. С понижением pH до 6,2-5,9 при значениях Eh 170-190 мВ увеличивается доля (UO₂(CO₃)₂)²⁻ и уменьшается доля (UO₂(CO₃)₃)⁴⁻, появляются комплексы UO₂(CO₃), UO₂CO₃, а также UO₃⁰, UO₂(HCO₃)₂ и (UO₂HCO₃)⁺. При повышении pH до нейтральных условий наблюдается выравнивание долей (UO₂(CO₃)₂)²⁻ и (UO₂(CO₃)₃)⁴⁻ вплоть до преобладания последней.

Образование уранил-карбонатных ионов объясняется тем, что наличие ионов HCO₃ и CO₃²⁻ в подземных водах и не слишком низкое значение кислотности среды (pH 4,5-6,5) обеспечивается достаточная концентрация адденда (CO₃²⁻), а, следовательно, и смещение равновесия в сторону образования этих комплексных соединений [2,4].

На миграционную способность тория, как элемента-гидролизата, определяющее влияние оказывают кислотно-щелочные условия водной среды. В слабокислых водах всех выделенных типов преобладающей формой миграции тория является отрицательно заряженного комплекса $(\text{ThCO}_3(\text{OH})_3)^-$ – более 95 %. В нейтральных водах зоны доля этого комплекса увеличивается практически до 100 %. При снижении pH до 5,9–6,2 – доля этого комплекса уменьшается за счет образования положительно заряженных гидроксокомплексов тория- $(\text{Th}(\text{OH})_3)^+$ и особенно $(\text{Th}(\text{OH})_2)^{2+}$.

Установлено, что основным фактором, влияющим на форму миграции урана в рассматриваемых водах, является величина окислительно-восстановительного потенциала и кислотно-щелочные свойства. Преобладающей формой миграции урана в углекислых трещинно-жильных водах восстановительной геохимической обстановки при значениях Eh до 142 являются карбонатные комплексы $(\text{UO}_2(\text{CO}_3)_2)^{2-}$, $(\text{UO}_2(\text{CO}_3)_3)^{4-}$, UO_2CO_3 , при более низком значении Eh (менее 0) резко преобладают UO_2 и $(\text{U}(\text{OH})_3)^+$. На другие формы урана приходится менее 0,2 %. Формы миграции урана в углекислых трещинно-жильных водах окислительной геохимической обстановки представлены также преимущественно $(\text{UO}_2(\text{CO}_3)_2)^{2-}$ до 85 %, $(\text{UO}_2(\text{CO}_3)_3)^{4-}$ – до 54 % и UO_2CO_3 – до 10 %. С понижением pH до 6,2–5,9 увеличивается доля $(\text{UO}_2(\text{CO}_3)_2)^{2-}$ и уменьшается доля $(\text{UO}_2(\text{CO}_3)_3)^{4-}$, появляются комплексы $\text{UO}_2(\text{CO}_3)$, UO_2CO_3 , а также UO_3^0 , $\text{UO}_2(\text{HCO}_3)^2$ и $(\text{UO}_2\text{HCO}_3)^+$. При повышении pH до нейтральных условий наблюдается выравнивание долей $(\text{UO}_2(\text{CO}_3)_2)^{2-}$ и $(\text{UO}_2(\text{CO}_3)_3)^{4-}$, вплоть до преобладания последней.

На миграционную способность тория значительное влияние оказывают кислотно-щелочные свойства вод. В слабокислых водах более 95 % тория находится в форме отрицательно заряженного комплекса $(\text{ThCO}_3(\text{OH})_3)^-$. При снижении pH до 5,9–6,2 доля этого комплекса уменьшается и возрастает доля положительно заряженных гидроксокомплексов тория $(\text{Th}(\text{OH})_3)^+$ и особенно $(\text{Th}(\text{OH})_2)^{2+}$.

Литература

1. Аракчаа К.Д., Смирнова И.Н., Копылова Ю.Г. Аржаан Чойган – целительная жемчужина Тувы. – Кызыл: типография КЦО «Аныяк». 2012. – 164 с.
2. Арбузов С.И. Геохимия радиоактивных элементов: учебное пособие – 3-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета. 2011. – 304 с.
3. Kopylova Y., Guseva N., Arakchaa K., Khvashchevskaya A. Geochemistry of carbon dioxide mineral waters of the Choigan natural complex (northeastern Tuva). Russian Geology and Geophysics. – 2014. –Vol. 55, pp. 1299–1309.
4. Крайнов С.Р. Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. – М.: Наука. 2004. – 677 с.
5. Пиннекер Е.В. Минеральные воды Тувы. – Кызыл: Тувинское книжное издательство, 1968. – 105 с.

Секция 2

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ ЗЕМЛИ

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

М.В. Абрамов

Научные руководители заведующий лабораторией С.А. Моисеев, м.н.с. М.А. Фомин
Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия

Анабаро-Хатангская нефтегазонасная область (НГО) располагается на севере Сибирской платформы, на побережье моря Лаптевых. В административном отношении территория находится в северо-восточной части Красноярского края и северо-западной части Республики Саха (Якутия) (Рис. 1).

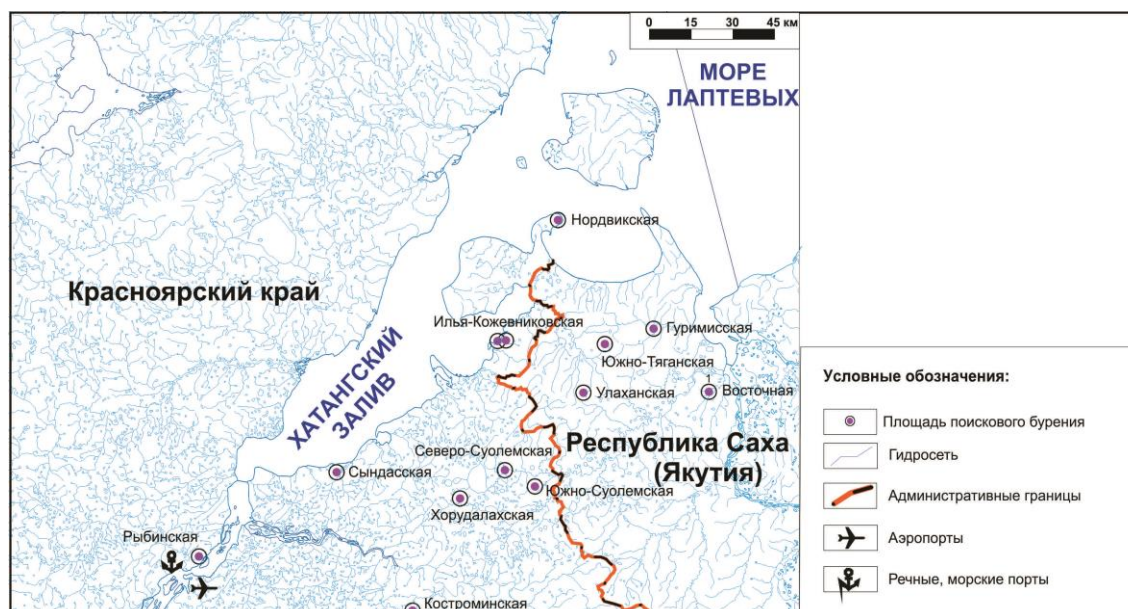


Рис.1 Обзорная карта Анабаро-Хатангской НГО

Вопросы, касающиеся геологического строения, истории геологического развития и нефтегазонасности изучаемого региона, в разные годы рассматривались И.П. Атласовым, В.Е. Бакиным, К.В. Боголеповым, А.Г. Войцеховской, Н.А. Гедройцем, И.С. Грамбергом, В.В. Гребенюком, С.М. Данилкиным, А.И. Данюшевой, А.М. Зотеевым, М.К. Калинин, М.Е. Капланом, Ю.Н. Карогодиным, Г.Н. Карцевой, В.А. Каширцевым, А.Э. Конторовичем, Л.Л. Кузнецовым, М.А. Левчуком, К.И. Микуленко, В.И. Москвиным, В.Д. Накаряковым, И.Д. Поляковой, З.З. Ронкиной, В.Н. Саксом, А.Ф. Сафроновым, Г.Ф. Степаненко, Д.С. Сороковым, Н.А. Сягаевым, Д.Б. Тальвирским и другими [3, 4, 6, 7, 8].

В истории геологического изучения и проведения геологоразведочных работ на территории исследования можно выделить три основных этапа. Первый этап: 1933–1953 гг., когда было пробурено 52 глубоких и 382 колонковых скважин. За период было добыто около 2000 тонн нефти. Несмотря на успехи в поисках залежей углеводородов, в 1953 году работы прекратились.

В 80-е годы по инициативе В.Д. Накарякова и А.Э. Конторовича работы возобновились. Проводились геофизические исследования, и было пробурено 18 скважин. Промышленных притоков углеводородов получено не было.

В настоящее время в рамках реализации «Основ государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года» особо остро встал вопрос доизучения геологического строения и нефтегазоносности Анабаро-Хатангской НГО. В 2004-2008 гг. в различных научных и производственных организациях, в том числе и ИНГГ СО РАН, проводились обобщения геолого-геофизических материалов. В 2009-2013 годах на территории исследования за счет средств федерального бюджета проводятся региональные сейсморазведочные работы.

Разрез осадочного чехла представлен двумя комплексами. Верхнепалеозой-мезозойский осадочный комплекс представлен преимущественно терригенными отложениями, а верхнепротерозой-нижне-среднепалеозойский – преимущественно карбонатными породами. Нефтегазопоявления на территории района исследования были отмечены практически по всему разрезу осадочного чехла.

Притоки нефти были получены из кожевниковской свиты (пермь) на Ильинской, Кожевниковской и Южно-Тигянской площадях, а также из гуримисской свиты (триас) на Нордвикской площади.

В тектоническом отношении район исследований приурочен к территории, которая ранее именовалась как Анабаро-Хатангская седловина. По современным структурным построениям на территории исследования выделена система приподнятых и опущенных блоков, осложненная структурами II и III порядков, а также многочисленными разрывными нарушениями.

Одним из важных вопросов является источник нефти на изучаемой территории. Значительные концентрации гаммацера на в нефтях практически безошибочно указывают на повышенную соленость условий формирования материнских отложений, поэтому все изученные нефти и нафтиды в пределах Анабаро-Хатангской НГО обязаны своим происхождением главным образом органическому веществу материнских пород девонского соленосного комплекса [5].

Моделирование нефтегазовых систем, выполненное в ИНГГ СО РАН, показало, что девонский осадочный комплекс с рубежа карбона-перми испытывал резкое погружение, а в пермский период вошел в главную зону нефтеобразования.

За все годы изучения в пределах Анабаро-Хатангской НГО был разбурен ряд локальных поднятий. Еще несколько структур были подготовлены к глубокому бурению. Для того чтобы оценить перспективы нефтегазоносности локальных поднятий исследуемой территории, необходимо было провести анализ их истории тектонического развития и определить, было ли сформировано то или иное локальное поднятие к концу палеозоя (пермский период), и соответственно, могло ли оно являться структурной ловушкой для залежей углеводородов. Такой анализ был выполнен для локальных структур, материал по которым являлся кондиционным.

Журавлиное поднятие является наиболее изученным сейсморазведочными работами. В современных структурных планах по отражающим горизонтам V (кровля туфолаковой толщи, граница нижнего и среднего триаса), VIб (кровля тустахской свиты нижней перми), VII (кровля карбона-подошва перми) и VIII (граница венда-кембрия) палеозойских отложений структура представляет собой крупную брахиантиклинальную складку субширотного простирания, которая с юга ограничена крупным разрывным нарушением раннепермского возраста. Выполнен анализ карт толщин палеозойских отложений. В раннем-среднем палеозое Журавлиная структура представляла собой контрастное поднятие, окруженное на севере и на юге депрессионными зонами. В ранней перми началось воздымание южного обрамления, которое продолжилось и в позднепермско-раннетриасовую эпоху. Выполненное исследование показало, что в позднем палеозое (в пермский период) Журавлиной структуры как обособленного поднятия не существовало (Рис. 2).

Из этого следует, что в это время здесь не было структурной ловушки, которая могла бы аккумулировать и формировать залежи нефти. Структура как положительный тектонический элемент была сформирована в постпалеозойское время, а девонские

нефтематеринские толщи в это время входили в нижнюю зону интенсивного газообразования и газонакопления. Тем самым, можно предположить, что перспективы этого поднятия в отношении нефтеносности не высоки, однако оно могло служить ловушкой для залежей газа [2].

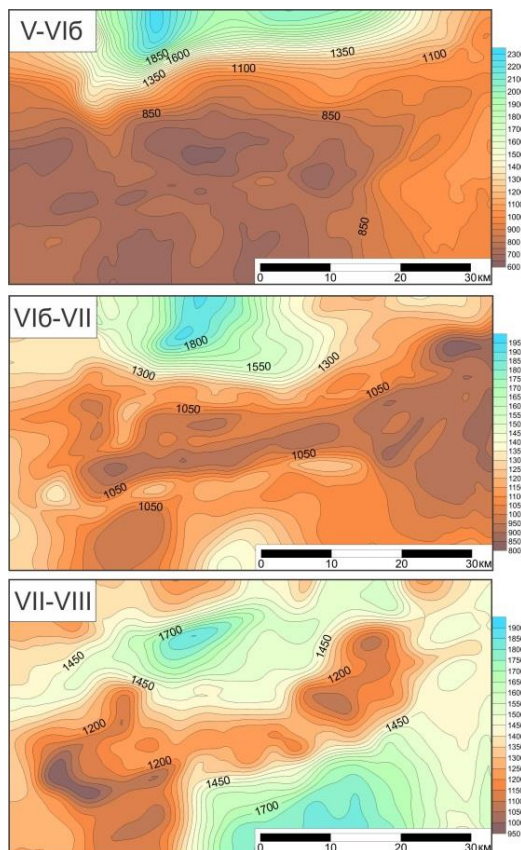


Рис.2 *Карты толщин основных сейсмостратиграфических комплексов между отражающими горизонтами в пределах Журавлиного поднятия*

Лабазная локальная структура в рельефе современных структурных планов, начиная с рубежа венда-кембрия, ярко выражено в качестве положительного тектонического элемента. Лабазное куполовидное поднятие, расположенное в центральной части планшета, развивалось как контрастный положительный тектонический элемент в течение всего палеозоя (рис. 3). Это позволяет сделать вывод, что в пределах Лабазной структуры возможно обнаружение залежей углеводородов в антиклинальной ловушке [1]. Подобные работы были выполнены по Южно-Тигянской, Косистой, Белогорской и Апрелевской локальным структурам. Рассмотренные в настоящей работе локальные поднятия осложняют положительные тектонические элементы первого порядка: Тигяно-Анабарский, Нордвикский и Кирыка-Тасский мегавалы. Автор приходит к выводу о том, что, в целом, три положительные структуры I порядка можно разделить по степени перспективности, а также по типу насыщения продуктивных толщ углеводородными флюидами (нефтенасыщенные и газонасыщенные) (рис. 4).

К Тигяно-Анабарскому мегавалу приурочены три рассмотренные положительные структуры III порядка. Белогорское и Косистое поднятия перспективны в отношении нефте- и газоносности, а на Южно-Тигянской площади был получен промышленный приток нефти еще в 40-е годы XX столетия. Отсюда можно сделать вывод о том, что Тигяно-Анабарский мегавал перспективен в отношении нефте- и газоносности.

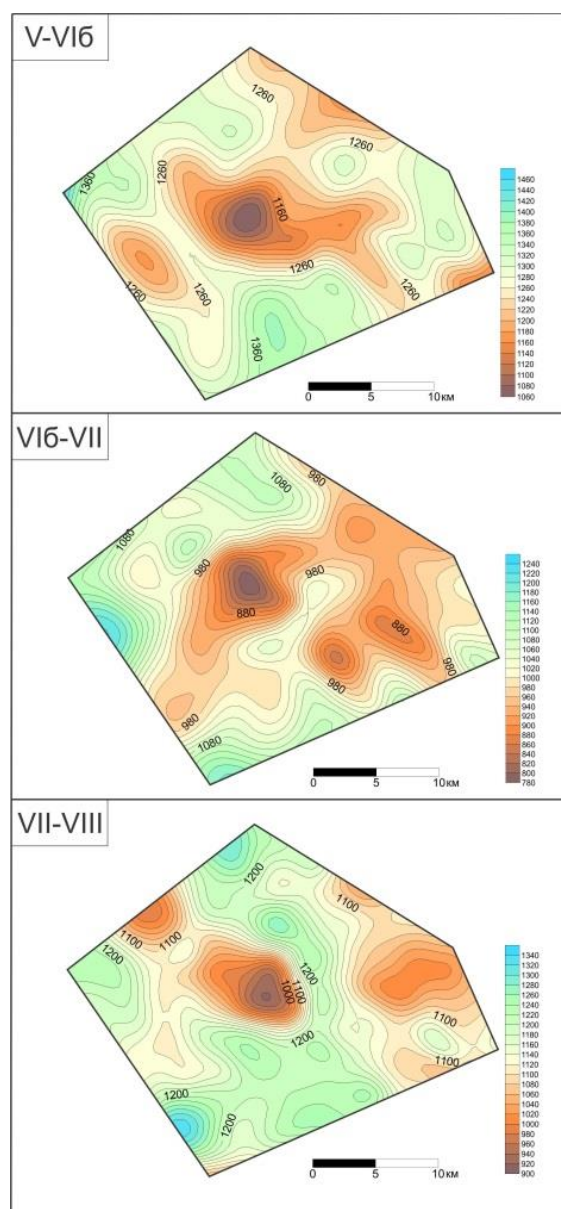


Рис.3 Карты толщин основных сейсмостратиграфических комплексов между отражающими горизонтами в пределах Лабазного поднятия

Нордвикский мегавал осложнен Нордвикским и Западно-Нордвикским куполовидными поднятиями. На полуострове Юрюнг-Тумус в 30-е годы был получен приток нефти. Лабазная положительная структура IV порядка является продолжением Западно-Нордвикского куполовидного поднятия и перспективна в отношении нефте- и газоносности. Отсюда можно предположить, что Нордвикский мегавал перспективен в отношении нефтегазоносности. Киряка-Тасский мегавал осложнен двумя структурами III порядка: Журавлиным и Апрелевским поднятиями.

Анализ карт мощностей позволяет сделать вывод, что обе структуры были сформированы в постпалеозойское время. Это позволяет предположить, что Киряка-Тасский мегавал менее перспективен в отношении нефтегазоносности. В постпалеозойское время девонские отложения, как нефтематеринские породы находились в нижней зоне интенсивного газообразования и газонакопления, что позволяет автору настоящей работы сделать предположение, что основным типом углеводородных флюидов здесь может быть только газ.

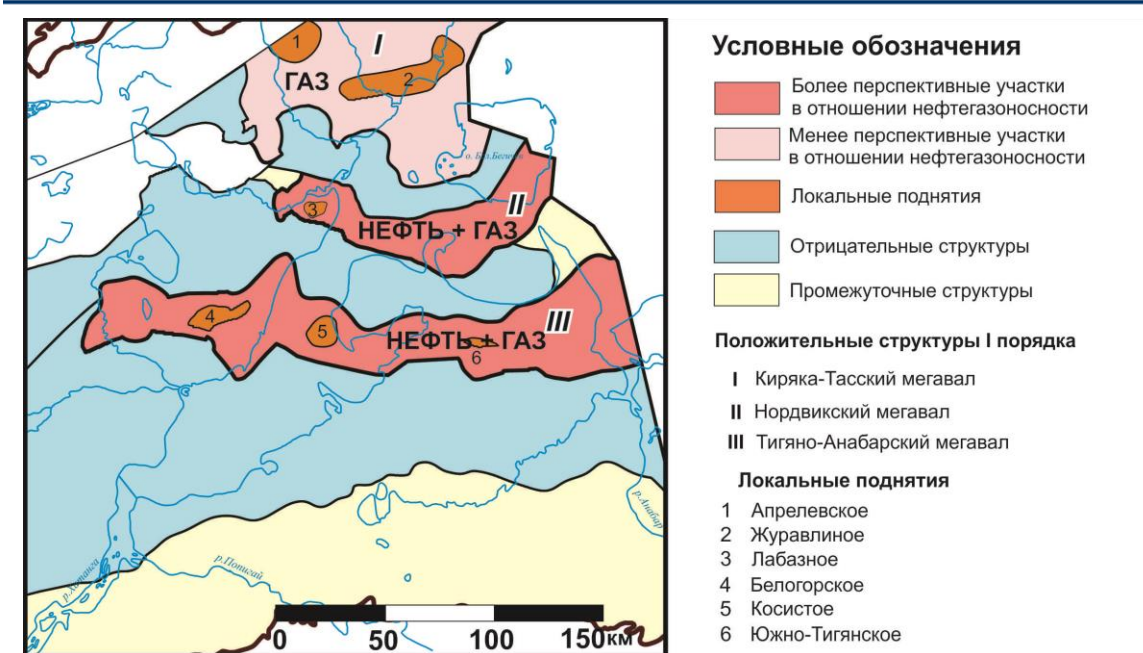


Рис.4 Схема перспектив нефтегазоносности Анабаро-Хатангской НГО

Литература

1. Абрамов М.В. Влияние истории формирования локальных поднятий Анабаро-Хатангской НГО на перспективы их нефтегазоносности // Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Науки о Земле. Современное состояние». Геологический полигон Шира, республика Хакасия, 2013. – С. 87 – 88.
2. Абрамов М.В. Оценка перспектив нефтегазоносности локальных поднятий Анабаро-Хатангской НГО // Материалы 51-й Международной научной студенческой конференции «Студент и научно-технический прогресс». – Новосибирск, 2013. – С. 90
3. Грамберг И.С. Геохимические исследования как один из методов поисков генетических признаков нефтематеринских толщ (на примере арктических районов СССР) // Нефтегазоносность севера Сибири / Под ред. И.С. Грамберга и М.К. Калинко. – Л.: Гостоптехиздат, 1958. – С. 171 – 182.
4. Калинко М.К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины. – Л., Гостоптехиздат, 1959. – 360 с.
5. Каширцев В.А. и др. Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2013. – №1. – С. 54 – 63.
6. Кузнецов Л.Л. Научное обобщение геолого-геофизических материалов с целью структурно-фациального и нефтегазогеологического районирования перспективных земель территории Таймырского АО. – Фонды КНИИГиМС, Красноярск, 2001ф. – 349 с.
7. Левчук М.А. Литология и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангского прогиба. – Новосибирск: Наука, 1985. – 166 с.
8. Степаненко Г.Ф. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины / Диссертация на соискание степени кандидата геолого-минералогических наук. Новосибирск: СНИИГиМС, 1985ф. – 184 с.

**РОЛЬ ПОЗДНЕЮРСКОГО-РАННЕМЕЛОВОГО БАЖЕНОВСКОГО МОРЯ В
ФОРМИРОВАНИИ НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ****А.М. Баркалова**

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высокоуглеродистая баженовская свита Западной Сибири характеризуется особыми аномально-геохимическими, особенностями палеонтологического состава и физических свойств. Впервые перспективы нефтесодержания в трещиноватых битуминозных аргиллитах указал Ф.Г. Гурари в 1961 г. Формирование баженовской свиты пришлось на длительный период, начиная от волжского и начала берриасского веков. Образование свиты происходило в относительно глубоководном эпиконтинентальном море [2].

Завершающаяся стадия крупнейшей в геологической истории Сибири позднеюрско-неокомской трансгрессии в волжско-берриасское время привела к затоплению огромной территории Западно-Сибирской плиты и формированию эпиконтинентального баженовского моря. Площадь его составляла 2,0 млн. км² [1].

Наибольшие глубины (до 400–500 м) отмечались в центральной части впадины, а на отдельных участках глубина достигала 600–700 м [3].

На площади бассейна в 1 млн. км² накапливались битуминозные кремнисто-глинистые отложения глубоководной зоны, которые в 1959 г. Ф.Г. Гурари [2] выделил в баженовскую свиту. Менее глубоководные существенно-глинистые осадки марьяновской (на юге и юго-востоке) и тутлеймской (на западе) свит накапливались на окраинных участках бассейна, широким поясом обрамляя зону глубоководных отложений.

В течение всего баженовского времени, по данным палеоботаники, палеоэкологии, палеотермометрии, на территории Западно-Сибирской плиты господствовал субтропический климат – семиаридный на юге и семигумидный – на севере. Согласно В.А. Захарову [3], среднегодовая температура вод в эпипелагиали (верхний слой воды моря до глубины 200 м – нижняя граница сублиторали) в средневолжское время вблизи северо-западного берега составляла +15–18 °С, вблизи северо-восточного – +13–14 °С. Температура воды на юге платформы составляла +20–22 °С.

Максимальное потепление климата наблюдалось в начале волжского века, при этом температура поверхностных вод (глубиной до 18–20 м) достигала +21,8 °С, и в хорошо прогревом и аэрированном фотическом слое воды развивался обильный органический мир. Этому способствовала соленость вод Баженовского моря, составляющая 31,5–34,0 %, качественный и количественный состав солей и их соотношение, соответствовавшее значениям современного мирового океана. Вследствие этого, состав биоты баженовской свиты отличался большим разнообразием.

В глубинных водах баженовского моря обитали нектонные (рыбы, аммониты, теутиды, белемниты), планктонные (кокколитофориды, диноцисты, птероспермеллы, кремнийсодержащие – радиолярии), бентосные макро- (брахиоподы, гастроподы и др.) и микро- (фораминиферы) организмы. Широкому распространению и многообразию планктонных организмов способствовала и сложная система течений Баженовского бассейна, приводившая к смешиванию холодных глубинных вод, обогащенных минеральными солями, и теплых поверхностных вод, богатых кислородом.

Основным биопродуцентом являлись планктонные организмы. За время существования Баженовского моря в бассейне накопилось 170 трлн. т осадков, из которых 18 трлн. т составляло планктоногенное ОВ. Высокое содержание ОВ по отношению к терригенным и терригенно-кремнистым материалам, обосновывает высокие значения $C_{орг}$. В аргиллитах современное среднее содержание $C_{орг}$ составляет 4,96 %. Максимальное содержание его (7-10) % и первоначально захороненного ОВ (15-20)% как раз и отмечаются в наиболее глубоких частях Центральной впадины. Концентрация $C_{орг}$ и исходного ОВ снижается в краевых частях плиты до 1-2 %.

Медленное прогибание территории, сопряженное с относительным тектоническим покоем, сохранявшимся практически на протяжении 8 млн. лет, низкая динамика водной среды и высокая биопродуктивность, привели к накоплению тонко отмученных пелитовых илов карбонатного, кремнистого и глинистого состава, обогащенных рассеянным органическим веществом (РОВ). Преобладание биогенного осадконакопления над терригенным происходило в условиях низких скоростей седиментации: темп осадконакопления составлял 0,002-0,003 мм в год при скоростях прогибания 0,012-0,015 мм в год [1].

В микроскопическом отношении баженовская свита представлена кремнисто-глинисто-гидрослодистым кристаллически-зернистым, пелитовым и лепидобластовым матриксом. В этот матрикс погружены уплощенные раковины радиолярий округлой и башенковидной формы, сложенные кварцем, онихиты белемниты. Остатки имеют различную степень сохранности и ориентированы послойно. Так же отмечаются единичные спиккулы с пиритовым ядром и кремнистой оболочкой.

По данным исследований В.М. Гавшина, породы свиты обогащены: молибденом, ураном, мышьяком, сурьмой, цинком, ванадием, никелем, медью, барием. Обеднены: натрием, торием, галлием, титаном и калием, марганцем. Среднее содержание бора, по данным Ушатинского П.Н. составляет 0,007%, что характерно для морских осадков с нормальной соленостью вод.

Предполагается, что при опускании порога обогащенные кислородом воды из арктического моря проникали в Западно-Сибирский бассейн, и в это время дно впадин заселял бентос, а органическое вещество поглощалось фильтратором, уничтожалось в процессе окисления и деструкторами. Подъем порога приводил к затруднению обмена вод, что препятствовало расселению бентоса, но способствовало сохранению органического вещества.

Литература

1. Брадучан В.С., Лебедев А.И. Дополнения к стратиграфии битуминозных отложений Западной Сибири // Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Тюменской области / Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1979. – Вып. 48. – 281 с.
2. Гулари Ф.Г., Матвиенко Н.И. Палеогеография баженовской свиты по распределению в ней урана // Перспективы нефтегазоносности бассейна юго-востока Западной Сибири / Тр. СНИИИГГиМС, Новосибирск, 1980. – 135 с.
3. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии. // Эволюция биосферы и биоразнообразия. – Москва, Товарищество научных изданий КМК, 2006. – С. 552 – 568.

ПЕРСПЕКТИВЫ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ДАННЫМ ПИРОЛИТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ROCK-EVAL

Е.С. Бахтина

Научный руководитель профессор И.В. Гончаров

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

Добыча сланцевой нефти из высокобитуминозных кремнисто-глинисто-карбонатных пород баженовской свиты является одним из наиболее приоритетных направлений в поддержании уровня добычи нефти в Западной Сибири. Прогноз этих запасов по разным оценкам составляет от 600 млн. до 30 млрд. т. Баженовская свита является ближайшим аналогом формации Баккен, с которой связаны наиболее впечатляющие успехи по добыче нефти из горючих сланцев. А применение в последние годы специальных и инновационных методов прогноза и добычи сланцевой нефти делают этот объект все более

привлекательным для разработки. В настоящее время известно более 70 месторождений с промышленными запасами нефти в баженовской свите, значительная часть которых сосредоточена в центральных районах Западной Сибири [1]. На юго-востоке Западной Сибири (Томская область) при испытаниях на ряде площадей были проявления нефти из баженовской свиты. Однако промышленная нефтегазоносность установлена не была, что может быть обусловлено, как особенностями пород баженовской свиты, так и несовершенством использованных технологий. Анализ материалов показывает, что в основе успеха добычи сланцевой нефти лежат два фактора: правильный выбор места заложения скважины; технология проводки и испытания скважины. Выбор места заложения скважины должен осуществляться на основе учета всего массива данных (геология, сейсмика, тектоника, петрофизика, минералогия, литология, геохимия и др.). Однако одними из наиболее важных аспектов возможности формирования залежей нефти в породах баженовской свиты являются: 1) содержание, нефтегенерационные качества и уровень катагенеза (нахождение в главной зоне нефтеобразования) органического вещества (ОВ) пород, 2) наличие флюидоупоров непосредственно над и под баженовской свитой, препятствующие миграции нефти. В районе исследования было отобрано более 2700 образцов пород баженовской свиты (керн, шлам) из почти 300 различных скважин. Все образцы исследованы пиролитическим методом (Rock-Eval 6).

Результаты пиролитического анализа показали, что на территории Томской области породы баженовской свиты обладают отличным генерационным потенциалом: среднее содержание органического углерода (Сорг) составляет 5–13 %, углеводородный потенциал (S₂) – 30–90 мг УВ/г породы. При этом ОВ пород имеет превосходные нефтегенерационные качества: водородный индекс (НИ) составляет 450–700 мг УВ/г Сорг. Очевидно, что в условиях площадного распространения пород баженовской свиты и их уникальной обогащенности ОВ превосходного качества, ключевым вопросом при оценке перспектив является вопрос катагенеза.

Основным параметром, отражающим уровень катагенеза, в методе Rock-Eval является параметр T_{max} – температура максимума выхода УВ при пиролизе ОВ (максимум пика S₂). Средние значения параметра T_{max} в разрезе баженовской свиты исследованных скважин изменяется в широком диапазоне от 424 до 444 °С, что соответствует грациям катагенеза ПК–МК₁². Важно отметить, что между водородным индексом (НИ) и параметром T_{max} существует хорошая корреляция, отражающая реализацию ОВ своего нефтяного потенциала с ростом катагенеза (Рис., а).

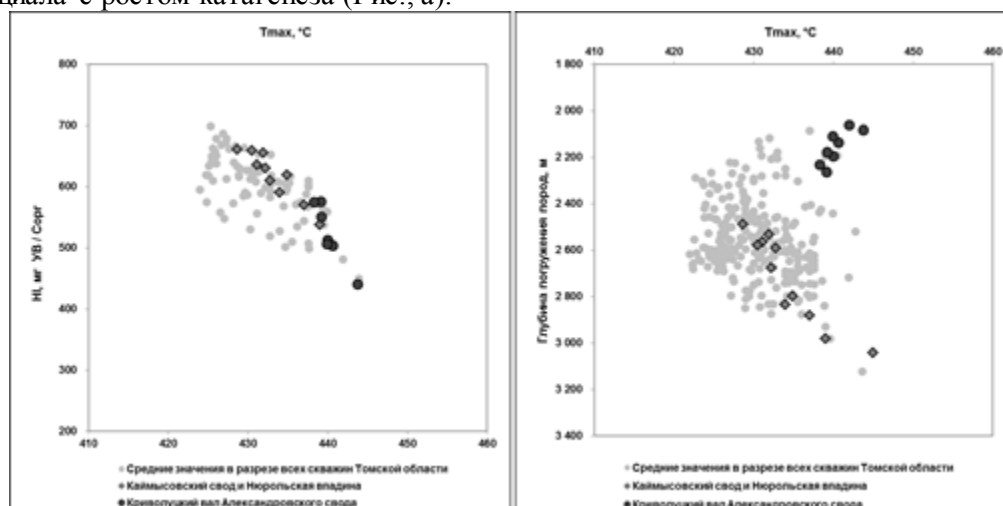


Рис.1 Взаимосвязь параметра T_{max} с НИ и глубиной погружения пород баженовской свиты

Однако между значениями параметра T_{max} и глубиной залегания пород (абсолютные глубины) нет четкой зависимости (рис., б), что является свидетельством

неравномерного теплового потока в районе исследований. Высокий уровень катагенеза достигается как на глубинах 2900–3100 м (Нюрольская впадина), так и на меньших глубинах 1900–2100 м (Криволуцкий вал Александровского свода).

Примечательно, что в районе Криволуцкого вала тренд зависимости T_{max} от глубины имеет обратный характер (рис., б). Максимальные значения достигаются в своде Криволуцкого вала, где баженовская свита практически ложится на фундамент (толщина юрских отложений составляет лишь 4 м), который имеет в этом районе аномально высокие температуры. Увеличение глубины погружения баженовской свиты сопровождается увеличением мощности юрских отложений, которые выступают своеобразным экраном, изолирующим породы баженовской свиты от фундамента [2]. В тоже время, для формирования залежей нефти в баженовской свите важным условием является наличие флюидоупоров, препятствующих миграции нефти из породы. На территории Томской области породы баженовской свиты повсеместно перекрываются мощными глинистыми отложениями куломзинской свиты. Разгрузка материнской породы происходит в нижележащие песчаники васюганской свиты, которые в пределах депрессий замещаются глинистыми отложениями георгиевской свиты мощностью до 10–15 м.

Таким образом, учитывая все обозначенные выше факторы, нужно сделать вывод, что район Нюрольской мегавпадины, является наиболее перспективным для формирования залежей в баженовской свите. При этом важно, отметить, что уровень термической преобразованности ОВ пород в этом районе, где глубина погружения пород достигает 3000 м, приближается к таковому в районе Салыма, где из баженовской свиты получены максимальные дебиты нефти в Западной Сибири.

Литература

1. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы / И.С. Афанасьев, Е.В. Гаврилова, Е.М. Бирун, Г.А. Калмыков, Н.С. Балушкина // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – Москва, 2010. – № 5. – С. 20 – 25.
2. Катагенез органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, С.В. Фадеева // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2013. – № 10. – С. 32 – 37.

КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

К.В. Бузанов

Научный руководитель доцент Т.Г. Тен

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Карбонатные породы во многих районах развиты весьма широко, составляя в пространстве обширные комплексы отложений, перспективы нефтегазоносности которых по существу оценены должным образом сравнительно недавно. Ввиду сложности строения большинства типов карбонатных пород, их неоднородности и своеобразия условий фильтрации в них флюидов выделение среди них пластов коллекторов встречает затруднения, хотя известные успехи в этом направлении и достигнуты. Практически все карбонатные породы образовались осадением из водной среды, главное их отличие от терригенных пород заключается в химическом и минералогическом составе. К карбонатным породам относится обширная группа пород, представленная известняками, доломитами и мергелями. Между этими тремя типами пород имеются всевозможные переходы. Одной из широко используемых классификаций названий карбонатных пород, переходных по содержанию кальцита, доломита и магнезита, является построенная по принципу отношения CaO/MgO классификация С.Г. Вишневого, дополненная Е.К. Фроловой. Прерывистость нефтяных пластов, методы ее определения и целесообразность разделения коэффициента

нефтеизвлечения на коэффициент вытеснения и коэффициент охвата вытеснением применительно к терригенным коллекторам были предложены академиком А.П. Крыловым. Это широко используют в отечественной теории и практике при определении уровней отбора нефти из залежей и изучении влияния сетки скважин на полноту нефтеизвлечения. Карбонатные коллекторы, по сравнению с терригенными, имеют, как правило, более прерывистое строение. В процессе отложения и формирования карбонатные породы подвергаются воздействию различных факторов, в результате чего коллектор приобретает очень сложную структуру пустотного пространства – от мельчайших пор до крупных каверн и трещин.

От структуры пустотного пространства зависят способность коллектора вмещать и пропускать газ или жидкость, фильтрационные свойства, начальное содержание и распределение остаточной воды и полнота вытеснения нефти. Важная характеристика порового пространства – размеры пустотных каналов и их распределение. Поровые каналы карбонатных пород-коллекторов имеют сложную форму, поэтому их трудно охарактеризовать в каждой точке порового пространства определенным геометрическим параметром. Наиболее широко карбонатные породы и карбонатные коллекторы нефти и газа представлены в Волго-Уральской области и Тимано-Печорской провинциях, Оренбургско-Актюбинском Приуралье, Прикаспийской впадине, в районах Ставропольского края и Дагестана, на Северо-Западном Кавказе и в Припятской впадине, на Сибирской платформе и в других регионах нашей страны.

Обширные исследования карбонатных пород-коллекторов, которые проводились в Волго-Уральской области в последние годы, позволили выделить горизонты карбонатных коллекторов в разрезах девона, карбона и перми. По характеристикам вещественного состава и резкой изменчивости физических и коллекторских свойств карбонатные породы-коллекторы крайне неоднородны. Установлено наличие среди них поровых и различных типов трещинных коллекторов (смешанные типы). По соотношению пор, каверн и трещин в общей структуре пустотного пространства в карбонатных породах верхнего палеозоя выделяют коллекторы четырех типов: поровый, трещинно-поровый, порово-трещинный и порово-трещинно-каверновый. Некоторые исследователи различают еще известняки каверно-порового типа, приуроченные главным образом к бортовым частям камско-кинельских прогибов.

В карбонатных коллекторах указанной провинции широко развиты микротрещины, раскрытия которых меньше 0,5 мкм. Эффективная мощность и основные параметры карбонатных коллекторов значительно меняются. Наиболее широко представлены коллекторы трещинно-порового и порово-трещинного типов.

Целенаправленное изучение карбонатных пород-коллекторов палеозоя платформенной части Башкортостана проводится с 1957 г., когда на Бишиндинской площади была открыта нефтяная залежь в отложениях средне-фаменского подъяруса. Последующие открытия новых нефтяных залежей в карбонатном разрезе послужили основанием для постановки исследовательских работ, изучения закономерностей распространения, условий образования и перспектив нефтеносности карбонатных коллекторов, в которых содержится почти половина всех прогнозных ресурсов республики. Анализ обширной информации, накопленной за более чем сорокалетний период исследования карбонатного разреза, дал возможность изучить структурно-фациальные условия развития коллекторов, литологическую их неоднородность, изменение мощностей по разрезу и по площади, числовые характеристики емкостных свойств и их взаимозависимости, степень продуктивности различного типа коллекторов. В контексте с эволюцией формирования и преобразования палеозойского осадочного чехла проведенный анализ позволил отметить следующее. На всех этапах развития палеозойского осадочного чехла на формирование рассматриваемых пород-коллекторов оказывали наибольшее влияние два фактора: литолого-фациальный и тектонический, которые действовали в тесной взаимосвязи, дополняя друг друга, причем степень влияния каждого из них менялась во времени [5]. Основные промышленные залежи нефти в карбонатных породах-коллекторах в

северо-западной части Башкирии приурочены к отложениям башкирского и московского ярусов среднекаменноугольного возраста. Согласно данным А.Я. Виссарионовой и А.М. Тюрихина, здесь различаются три типа коллекторов (табл.). Выделение указанных типов коллекторов имеет условное значение.

Таблица 1

Карбонатные коллекторы нефти и газа в среднекаменноугольных отложениях северо-западной части Башкирии

Доля коллектора в разрезе, %				
Тип коллектора	Башкирский ярус	Верейский горизонт	Каширский горизонт	Подольский горизонт
Поровый	34	56	20	70
Порово-трещинный	51	40	65	29
Трещинный	15	4	15	1

В настоящее время в Башкирии только 7% общей добычи нефти падает на карбонатные (порово-трещинные) коллекторы, тогда как запасы нефти в них значительные. Они представлены переслаиванием плотных и пористо-каверновых, часто трещиноватых известняков, в разной степени доломитизированных и кальцитизированных. Пористость продуктивных пород в среднем 7%, трещинная пористость 0,15%, проницаемость по промысловым данным $70 \cdot 10^{-3}$ (в среднем) и по керну $16 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В южной части Предуралья, в Бельской впадине, насчитывается 58 залежей нефти, содержащихся в карбонатных породах. Из них подавляющее большинство связано с нижнепермскими рифовыми и «депрессивными» известняками, 12 залежей – со среднекаменноугольными и 2 – с турнейскими известняками нижнего карбона. Значительной является нефтяная залежь в карбонатных отложениях пермо-карбона Усинского месторождения. Этаж нефтеносности здесь достигает 350 м (глубина залегания 1100–1400 м). Коллектор представлен органо-детритовыми известняками порово-каверново-трещинного типа. Пористость изменяется от 8 до 3%, проницаемость по керну составляет (в среднем) $30 \cdot 10^{-3}$ мкм². При разведке следующих месторождений также были обнаружены карбонатные коллекторы: Бураевское, Орьбашевское, Игровское, Блохинское, Новоузыбашевское, Татышлинское, Водинское, Метелинское, Щелкановское, Искринское, Арланское (рис.), Туймазинское, Самотлорское.

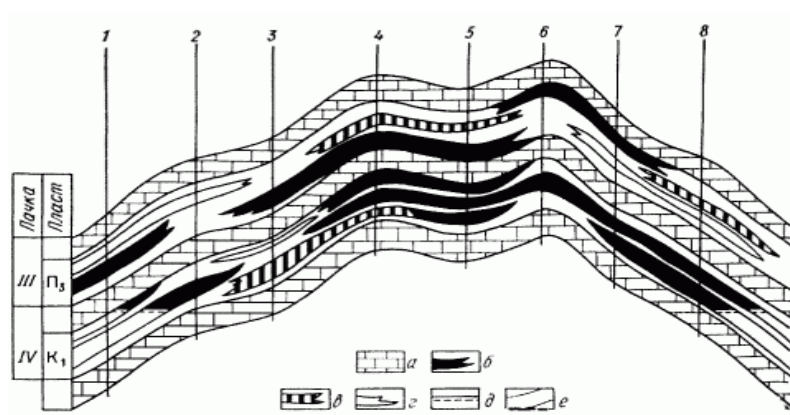


Рис.1 Схематический профиль нефтеносной пачки каширско-подольских отложений Арланской площади:

а – плотный раздел между пластами; прослой: *б* – промышленно нефтеносные, *в* – слабонефтенасыщенные, *г* – водонасыщенные; *д* – ВНК; *е* – плотные породы в продуктивном пласте; 1–8 – скважины

ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ МОРСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ, СВЯЗАННЫЕ С АСФАЛЬТЕНАМИ**А.А. Булак, А.С. Захаров**

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день месторождения нефти и природного газа находятся не только на суше. Существуют и морские месторождения – нефть и газ иногда встречаются и в недрах, скрытых водой. Морская добыча нефти и газа в настоящее время получает все большее развитие в связи с невозможностью обеспечения растущего уровня потребления энерго-сырьевых ресурсов за счет месторождений, расположенных на суше. Потенциальные запасы углеводородов в мировом океане огромны, поэтому будущее нефтяной и газовой промышленности связано с разработкой морских месторождений. Геологи исследуют как сушу, так и акватории морей и океанов. Если месторождение находят близко к берегу – в прибрежной зоне, то с суши в сторону моря строят наклонные разведочные скважины. Месторождения, которые находятся дальше от берега, относятся уже к зоне шельфа. Шельфом называют подводную окраину материка с таким же геологическим строением, как у суши, и границей его является бровка – резкий перепад глубины. Для таких месторождений используют плавучие платформы и буровые установки.

Одной из главных проблем в процессе добычи нефти, как на суше, так и в водной среде, является высокое содержание в ней высокомолекулярных соединений: смол, асфальтенов и карбоидов, в молекулах которых концентрируется большая часть гетероатомов, присутствующих в исходном сырье. Асфальтены представляют собой твердые вещества темно-бурого или черного цвета. При 250-300 °С они переходят в пластическое состояние, вспениваются, а при большей температуре разлагаются с образованием кокса и газа [1]. Средний элементный состав асфальтенов следующий (% мас.) [3]: углерод – 80-84%, водород – 7,5-8,5%, сера – 4,6-8,3%, кислород – до 6%, азот – 0,4-1% и другие элементы, включая металлы (железо, никель, кобальт, натрий, магний, ванадий и т.д.). Содержание асфальтенов в нефти колеблется в пределах от 1-2% до 4-5%, а в смолисто-асфальтеновой части на долю асфальтенов приходится 15-30%. Для малосмолистых нефтей их меньше на 5-10%, для высокосмолистых – больше.

Асфальтены на нефтяных месторождениях известны, прежде всего, своей способностью закупоривать скважины, трубопроводы, наземное оборудование и поры геологических пластов [2]. Тем самым, из-за этого технологии по добычи нефти могут терять свою работоспособность, но, несмотря на это, небольшое отложение асфальтенов допустимо. Для предупреждения закупорки необходимо проведение геолого-изыскательских работ и тщательный анализ добываемой нефти. Налипание небольшого количества асфальтенов на зерна породы пласта и внутренние поверхности насосов, могут привести к остановке добычи, если это налипание большой толщины. Изменение давления, температуры, состава и скорости сдвига могут вызвать осаждения и формирование отложений асфальтенов. Эти изменения могут быть вызваны различными процессами, включая первичное истощение, закачку природного и углекислого газа, кислотную обработку. Асфальтены могут скапливаться на различных участках системы добычи, начиная с пор пласта и заканчивая насосами, колонной насосно-компрессорных труб, устьевой арматурой, предохранительными клапанами, выкидными линиями и предохранительным оборудованием.

Наличие асфальтенов в сырой нефти еще не означает, что они обязательно создадут какие-либо осложнения при добыче [2]. Тяжелые нефти, характеризующиеся наибольшими концентрациями асфальтенов, обычно остаются стабильными при добыче и не вызывают закупоривания стволов скважины. Трудности, связанные с осаждением асфальтенов, более характерны для менее вязких нефтей, содержащих меньшее количество асфальтенов и находящихся под давлением, существенно превышающим давление насыщения.

Асфальтены могут образовываться в любом месте добычной системы, но самой уязвимой зоной, по-видимому, является прискважинная зона, где очень трудно освободить закупоренные асфальтенами поры для восстановления притока. Компания Nalco Energy Services разработала метод по предотвращению выпадения асфальтенов. Сущность этого метода заключается в задавливании ингибитора образования отложений асфальтенов в пласт, чтобы стабилизировать их до начала флокуляции (Табл.).

Таблица 1

Этапы и действия в процессе очистки скважины

Этап	Действие в процессе очистки скважины
1	Производится очистка и обратная промывка скважины с последующей закачкой активатора и нефтяного буфера
2	Закачка ингибитора образования отложений асфальтенов
3	Промывание сырой нефтью
4	Закрытие скважины на 12-24 часа, чтобы активатор подготовил пласт и вступил в реакцию с ингибитором, после чего образуется комплекс, затем добыча возобновляется

После использования данного метода произвелась очистка скважины от отложения асфальтенов, вследствие чего добыча углеводородов стала более эффективнее.

Литература

1. Асфальтены: проблемы и перспективы. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.slb.ru/userfiles/file/Oilfield%20Review/2007/summer/3%20Asphaltenes.pdf>
2. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти: Смолы и асфальтены / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.И. Талалаев. – М.: Наука, 1979. – 270 с.
3. Поконова Ю.В. Химия высокомолекулярных соединений нефти. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1980. – 171 с.

**МОЛЕКУЛЯРНЫЙ СОСТАВ НЕФТЕЙ И РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД ФУНДАМЕНТА, ВСКРЫТЫХ НА ШЕЛЬФЕ ЮЖНО-КИТАЙСКОГО МОРЯ (МЕСТОРОЖДЕНИЕ «БЕЛЫЙ ТИГР», ВЬЕТНАМ)
 Ву Ван Хай, Ву Тхуи Нган**

Научный руководитель профессор О.В. Серебренникова
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Белый Тигр расположено на южном шельфе Вьетнама. В вертикальном разрезе представляет собой 4-этажную структуру.

Верхний этаж представлен отложениями нижнего миоцена, второй – линзовидного верхнего олигоцена, третий – нижний олигоцена, нижний – трещиновато-кавернозным фундаментом. Накопленный к настоящему времени материал об особенностях состава рассеянного органического вещества и нефтей месторождения Белый Тигр показал, что геохимические параметры углеводородов-биомаркеров для рассеянных органических веществ пород и нефтей фундамента имеют большие отличия. Полученные данные свидетельствуют, что породы фундамента не имеют никакого отношения к генерации нефти, заполняющей каверны в фундаменте [1]. Важную роль для нефтеобразования на месторождении Белый Тигр играют породы нижнего олигоцена и верхнего олигоцена и нижнего миоцена и эоцена [1].

В этой работе мы проводим результаты исследования состава насыщенных углеводородов нефтей месторождения Белый Тигр, залегающих в трещиновато-кавернозном фундаменте.

Распределение и определение группового состава нефти и рассеянного органического вещества (РОВ) пород проводилось после выделения асфальтенов методом жидкостной хроматографии на комплексной колонке Al_2O_3/SiO_2 (с отношением 1:2). Проводили растворителями увеличивающейся полярности: гексан, смесью гексана и бензола в соотношении 2:1 и смесью бензола и метанола в соотношении 1:1. В результате чего выделялось 3 отдельные группы нефтяных компонентов: насыщенные УВ, ароматические УВ и смолы. Детальный анализ компонентного состава насыщенных углеводородов осуществлен с помощью квадрупольного хромато-масс-спектрометра «NERMAG R-10-10C» (Франция). Разделение проводили на капиллярной хроматографической колонке фирмы «Supelco» с неподвижной фазой CPB-5 (длина колонки 30 м, внутренний диаметр 0,32 мм, толщина пленки неподвижной фазы 0,25 мкм).

Были изучены 2 образца керна и 4 образца нефти фундамента, отобранные в интервале глубин 3712–4783 м. Групповой состав нефти и РОВ пород (насыщенный УВ, ароматический УВ, смол и асфальтен) приведены в таблице 1. В нефтях и РОВ пород месторождения Белый Тигр идентифицированы n-алканы от C_{12} до C_{35} .

Таблица 1

Характеристики нефтей и РОВ пород месторождения Белый Тигр

№ скважин	Нефти				РОВ пород	
	БТ-1	БТ-2	БТ-3	БТ-4	БТ-5	БТ-6
Глубина, м	3712	3910	4203	4368	4318	4783
Насыщенный УВ, % мас.	89,98	89,27	89,93	91,17	62,95	59,50
Ароматический УВ, % мас.	6,03	6,44	6,62	5,50	7,24	7,16
Асфальтен, % мас.	2,31	2,32	2,48	1,83	26,63	30,54
Смол, % мас.	1,08	1,97	0,97	1,50	3,18	2,80
П/Ф	1,89	1,89	1,85	1,84	1,35	0,62
П/н- C_{17}	0,43	0,43	0,42	0,43	0,51	0,53
Ф/н- C_{18}	0,25	0,25	0,25	0,25	0,29	0,33
СРІ	1,07	1,06	1,05	1,05	1,06	1,07

Из рис. 1 видно, что в нефтях молекулярно-массовое распределение n-алканов бимодально с основным максимумом для гомологов C_{15} - C_{19} , и дополнительным максимумом – для гомологов C_{23} , C_{25} , C_{27} .

Это свидетельствует о существенной роли прибрежных водорослей или наземных растений при формировании состава исходного ОВ нефтей, залегающих в фундаменте месторождения Белый Тигр [2, 3]. А в РОВ пород характерно бимодальное распределение n-алканов с преобладанием высокомолекулярных гомологов над низкомолекулярными, и максимумы приходятся на алканы состава C_{25} и C_{27} (рис. 1).

Величина коэффициентов «нечетности» (СРІ) всех нефтей и РОВ пород изменяется в пределах от 1,05 до 1,07, т.е. показывает, что для нефтей месторождения Белый Тигр характерна достаточная зрелость.

Отношение пристана к фитану (П/Ф) в нефтях изменяется в пределах от 1,84 до 1,89. Этот показатель уменьшается по глубине. Высокое значение этого показателя приходится на нефти скважины БТ-1 и БТ-2, а низкое значение – на нефти скважины БТ-4 (в глубине 4368 м). Это указывает на преимущественно субокислительные условия, существовавшие в бассейне при накоплении ОВ, генерировавшего впоследствии указанные нефти. В РОВ пород месторождения Белый Тигр этот показатель варьирует от 0,62 до 1,35.

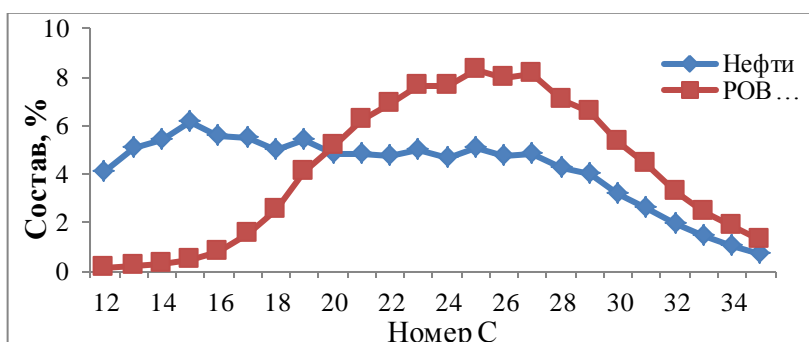


Рис.1 Распределение n-алканов в нефтях и РОВ пород месторождения Белый Тигр

В органической геохимии применяются различные показатели нормальных алканов и изопреноидов, но наиболее часто – Пристан/ $n-C_{17}$ (П/н- C_{17}) и Фиган/ $n-C_{18}$. На диаграмме Дж. Коннана и А.М. Кассоу нефти в месторождении Белый Тигр характерны достаточное зрелое ОВ в окислительных условиях (рис. 2).

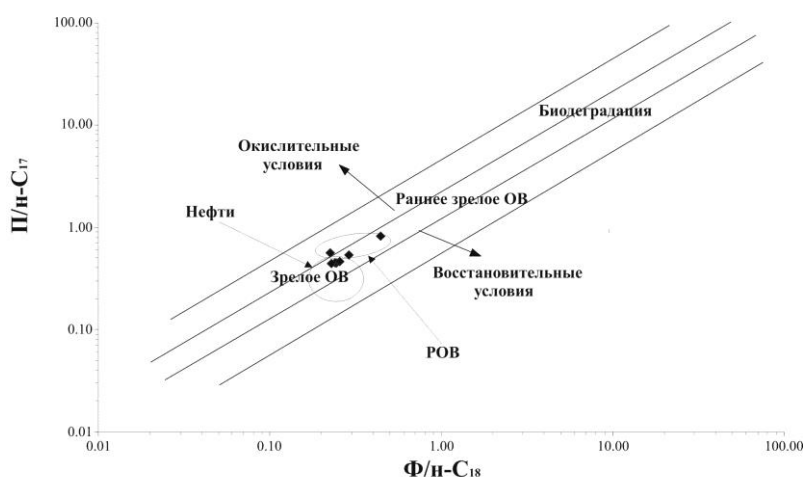


Рис.2 Нефти и РОВ пород в плоскости соотношения изопреноидных и нормальных алканов

Анализируя составов алканов нефтей и РОВ пород месторождения Белый Тигр, можно делать выводы, что нефти месторождения Белый Тигр генерированы из смеси прибрежных водорослей и наземных растений, а также породы фундамента не имеют никакого отношения к генерации нефти, заполняющей фундамент.

Литература

1. Савиных Ю.В. Сравнительная характеристика молекулярного состава нефтей месторождений Дракон и Белый Тигр //Матер. VII Международной конференции, г. Томск, 21–26 сентября 2009. – Томск: Институт оптики атмосферы СО РАН, 2009. – С. 40.
2. Peters. К.Е., Walters С.С., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. Cambridge University Press, Cambridge, U.K, 2005.–1155 p.
3. Peters К.Е., Moldowan J.W., Schoell M. and Hemphkins W.B. Petroleum isotopic and biomarker composition related to source rock organic matter and depositional environment//Organic Geochemistry. – 1986. – N 10. – P. 17-27.
4. Петров А.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 262 с.

ИЗУЧЕНИЕ ГЛУБИННОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ

Ву Тхуи Нган

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Белый Тигр (Bach Ho) расположено на южном шельфе Социалистической Республики Вьетнам в 120 км к юго-востоку от города-порта Вунгтау. Географические координаты месторождения: 109°10'–109°20' восточной долготы, 9°10'–9°20' северной широты.

Начиная с 1978 г. на континентальном шельфе Вьетнама проводились обширные геологические исследования в рамках национальной Программы морских геологоразведочных работ, состоящей из ряда этапов (1978–1980, 1981–1985, 1986–1990, 1991–1995 и 1996–2000 гг.). Задачей Программы являлось изучение геологического развития шельфовой зоны, а также оценка ее минеральных ресурсов.

Геологический разрез месторождения представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и кайнозойскими терригенными породами осадочного чехла. Максимальная вскрытая мощность фундамента – 1700 м, мощность осадочного чехла – 4300 м. Месторождение Белый Тигр находится в Меконгской впадине провинций кайнозойского нефтегазоаккумуляции Индокитайского полуострова. Залежи нефти открыты в разрезе от фундамента до миоцена. Всего было выявлено 87 залежей.

На месторождении проводятся детальные площадные сейсморазведочные работы масштаба 1:50000 и 1:25000 на площади 125 км², с целью изучения глубинного геологического строения и для решения следующих задач:

- 1) проведение детального картирования поверхности фундамента;
- 2) построение геологических моделей залежи;
- 3) изучение субвертикальных трещинных зон;
- 4) изучение внутренних неоднородностей (зон трещиноватости) фундамента.

Для изучения фундамента месторождения Белый Тигр применяются различные виды сейсморазведки: метод общей глубинной точки 3Д (МОГТ-3Д), корреляционный метод преломленных волн (КМПВ).

Были проведены детальные исследования с целью изучения глубинного геологического строения для оценки возможных перспектив нефтегазоносности, осуществлено прогнозирование зон развития нефтеперспективных терригенных коллекторов, выполнен анализ атрибутов сейсмической записи в продуктивных интервалах. В ходе исследования, по данным интерпретации сейсморазведки 3Д, выполнено моделирование структурной поверхности фундамента, определен характер проявления и выполнена интерпретация разломов осадочного чехла на сейсмических разрезах (рис. 1 и 2).

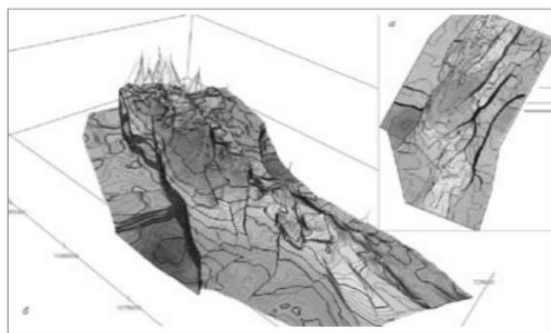


Рис.1 Структурная модель поверхности фундамента: а – план; б – трехмерная визуализация [2]

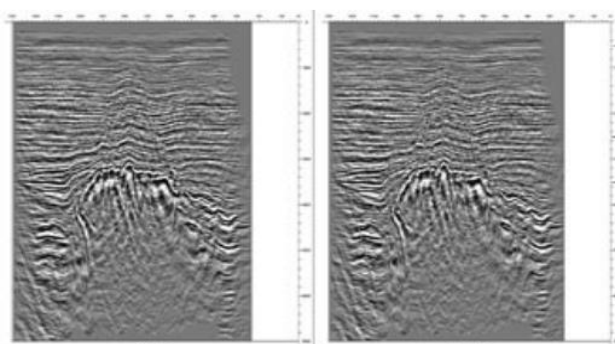


Рис.2 Характер проявления и пример интерпретации разломов осадочного чехла на сейсмических разрезах [2]

В результате структура месторождения Белый Тигр оказалась разделенной на три субмеридиональные зоны: Западную (к западу от разлома F1), Центральную (между F1 и FII) и Восточную (к востоку от FII). Система разломов FII обособила серию блоков продольного простирания: северо-западную (блоки А, В и С) и юго-восточную (блоки D, Т и F) (рис. 3) [1].

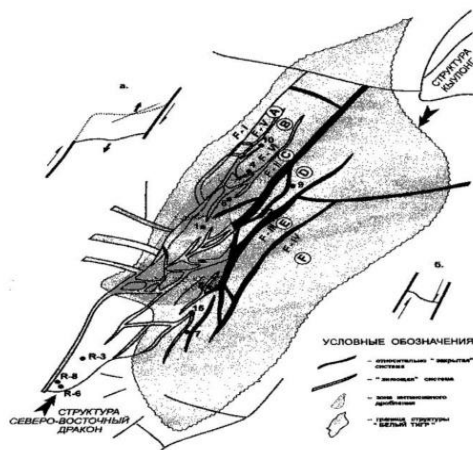


Рис.3 Схема разломной тектоники структуры месторождения Белый Тигр [1]

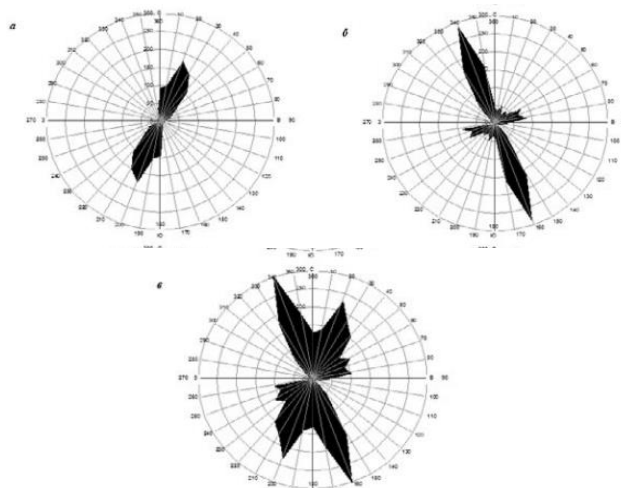


Рис.4 Суммарные розы-диаграммы простирания разломов: а – фундамента; б – осадочного чехла; в – сводная диаграмма простирания разломов фундамента и осадочного чехла [2]

С целью визуализации сводных данных по закономерностям пространственного и относительного количественного распределения разломов, выделенных по результатам интерпретации сейсморазведки 3Д в фундаменте и осадочном чехле, построены суммарные розы-диаграммы простирания разломов фундамента для глубинного интервала 3500–4800 м; осадочного чехла для интервала 2000–3500 м; и сводная диаграмма простирания разломов фундамента и осадочного чехла для интервала 2000–4800 м (рис. 4) [2].

Анализируя сейсмические и геолого-геофизические разрезы, установлено, что вверх по разрезу структурный план месторождения постепенно выполаживается и по кровле миоцена наблюдается пологое моноклинальное залегание пород (рис. 5) [3].

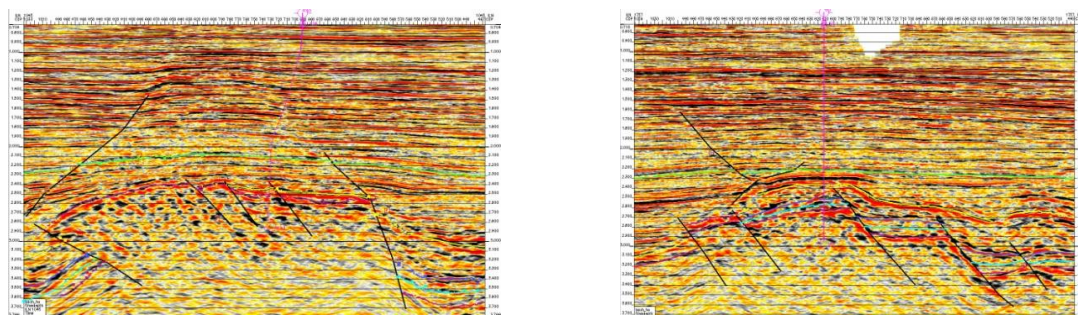


Рис.5 Поперечные сейсмические разрезы месторождения Белый Тигр [3]

Структурные планы, построенные по результатам интерпретации материалов сейсморазведки 3Д, в целом, являются качественными, что подтверждается данными бурения (рис. 6, а, б, в) [3].

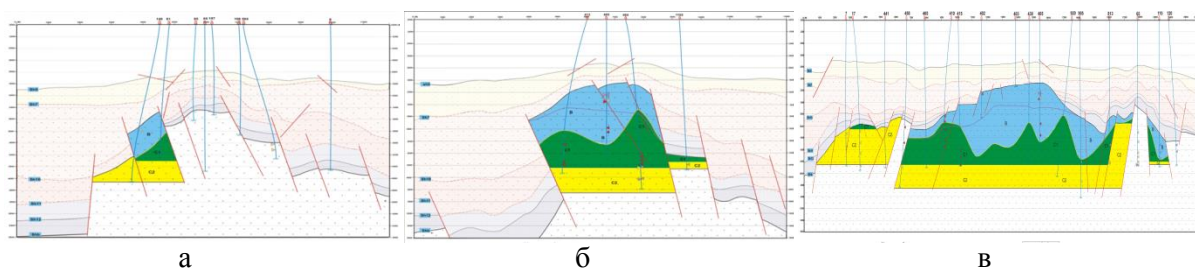


Рис.6 Геолого-геофизические разрезы месторождения Белый Тигр: поперечные: а – Северный Свод; б – Центральный Свод; в – продольный по линии V–V [3]

Литература

1. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донцов В.В. Альтернативная модель формирования нефтяной залежи в фундаменте месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство, 2004. – №9. – С. 44 – 47.
2. Тимурзиев А.И. Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам) // Экспозиция Нефть-Газ, 2010. – № 5. – С. 11 – 21.
3. Фондовые материалы СП «Вьетсовпетро». [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.vietsov.com.vn

ДОБЫЧА ПРИБРЕЖНОГО ТОРФА ВЬЕТНАМА И УСТРАНЕНИЕ ПОСЛЕДСТВИЙ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ Бу Тхуи Нган

Научный руководитель доцент Т.В. Тимкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В прибрежных центральных и юго-западных районах Вьетнама широко распространены месторождения и проявления торфа, значительная их часть разведана, оценена и введена в эксплуатацию. Торфяное сырьё может применяться для производства органических и органоминеральных удобрений всех видов, торфяных грунтов всех видов, прессованной продукции, препаратов на гуминовой основе, бытового и энергетического топлива, подстилок в животноводстве.

Эксплуатация прибрежных торфов имеет важное социально-экономическое значение для Вьетнама, особенно в условиях введения государством морской стратегии экономического развития до 2020 г. Вместе с тем, отсутствие планирования в процессе добычи вызвало негативное воздействие на окружающую среду на большой площади. В связи с этим, настоящая статья посвящена решению комплексного вопроса эффективного использования, добычи и экологической защиты окружающей среды.

Прибрежный торф Вьетнама представлен двумя типами, связанными с различными геологическими формациями: 1 – торф древних прибрежных болот и 2 – торф современных прибрежных болот. В настоящее время оцениваются ресурсы и запасы прибрежных торфов. Общая площадь распределения торфов (по данным 46 шахт и проявлениям прибрежных торфов) оценивается в 51010 га с общим запасом торфа 395020 млн. т. Из них торф древних прибрежных болот занимает площадь 35022 га; а запасы составляют 322.7 млн. т. Величина запасов и ресурсов торфа в южных провинциях приведена в таблице.

Таблица 1

Запасы и ресурсы торфа в южных провинциях

Номер	Провинция	Кол. шахт	Запасы и ресурсы, 10 ³ тонн	
			Запасы категории С	Ресурсы категории Р
1	Куанг Чи	7	358,52	2641,48
2	Тхи Тхиен Хие	4	1596,8	1609,2
3	Да Нанг	2	2518,8	-
4	Куанг Нам	2	4937,1	-
5	Куанг Нгай	2	286,7	25
6	Бинь Динь	3	520,3	100
7	Фу Йен	3	440,6	75
8	Тханг Хоа	2	475,7	375,0
9	Бинг Тхуан	1	-	150
10	Вунг Тау	1	-	2500
11	Хо Ши Минь	4	437,5	599,5
12	Тиен Занг	1	-	2700
13	Ан Занг	5	9662,6	5842,4
14	Щок Чанг	1	-	405
15	Куен Занг	5	-	193662
16	Ка Мау	3	-	163200
Сумма		46	21144,62	373884,58

Перед разработкой месторождение торфа должно быть оценено на основе множества различных факторов, таких как площадь распределения, толщины, условие залегания, воздействие горных работ на сельскохозяйственные земли, цель использования запасов, транспортировка. Для эффективного проведения добычи торфа необходимо решить ряд горнотехнических, эксплуатационных и технологических задач [1].

1. Горно-технические условия предполагают решение следующих вопросов:

Транспортная система: торф мягкий и занимает большой объем. Поэтому проблема транспортировки торфа очень важна. Канал должен быть расширен и необходимо установить ленточный конвейер для транспортировки торфа из места добычи на производстве или корабле, лодке для перемещения в другое место.

Дренаж: применяются дренажные каналы для снижения уровня воды в шахте. Каналы параллельны или перпендикулярны друг к другу. Кроме этого строят дамбы и выполняют откачку воды до извлечения. Также укрепленные системы дамб могут препятствовать проникновению морской воды во время приливов.

Площадь: для сушки и содержания каждого 1 м³ торфа требуется около 10 м² территории. При добыче торфа 15-20 тыс. м³ необходимо для его сушки территория в несколько тысяч м².

2. Эксплуатационные вопросы:

Самым простым способом добычи торфа является ручной – с помощью мотыг, лопат. Недостатком этого способа являются, как низкая эффективность, так и отсутствие гарантии здоровья работников, поскольку кислота, содержащаяся в торфе, вредно воздействует на кожу.

При механизированной добыче применяют моторизованные лопаты, экскаваторы, скрепки. При таком способе производительность достигает до десятков или сотен м³ торфа в час. Проблема заключается в необходимости синхронизации процессов от накопления сырья, его сушки до оборудования хранения и транспортных средств.

3. Технологические вопросы: после извлечения через сложные технологии обработки торф превращается в новые производственные товары, имеющие различные характеристики и различные условия применения. Из торфа производят:

минерально-органические и микроорганические удобрения;

биостимуляторы роста;
активированный уголь, который благодаря особой структуре, используется для очистки воды.

Торф является ценным ресурсом в качестве сырья для производства различных продуктов для сельского хозяйства, промышленности, фармацевтической промышленности. Добыча торфа имеет мировое значение, как и в странах бывшего Советского Союза, Финляндии, Нидерландах, Швеции, Польше, Германии, Америке и Канаде. Однако как и добыча любого другого сырья, добыча торфа часто приводит к многим последствиям, особенно к таким как сокращение пахотных земель, нарушения растительности, загрязнение воды, атмосферы.

Особенно неприятная ситуация – добыча торфа, осуществляемая в ряде населенных пунктов без разрешения государства, не по плану, проводящая к ухудшению окружающей среды.

В провинции Лонг Суен залежи торфа часто покрыты слоем соли – отложений болот, нарушающихся при добыче торфа. Последствия добычи прибрежных торфов очень серьезные и приводят к негативному воздействию на окружающую среду.

Мы хотели бы подчеркнуть ряд мер, изложенных ниже, которые следует применять при эффективной добыче прибрежного торфа для сохранения устойчивости ландшафтов и экологической среды.

Подготовка предварительного технико-экономического обоснования, определяющего объем, качество и технические условия добычи. Требуется в первую очередь создать условия по предотвращению соприкосновения потенциально кислого почвенного слоя с воздухом, в результате которого происходит подкисление больших площадей, что приносит вред обитателям вод и снижает урожайность сельскохозяйственных культур. Частный случай этого воздействия наблюдался в провинции Ан Занг.

Для торфяных месторождений малой толщины (<1 м) добычу следует проводить ручным способом. Этот подход был применен во многих местах и дал хороший эффект, однако применять его нужно избирательно.

Для торфяных месторождений с густым растительным покровом, должны быть приняты меры, чтобы сохранить растения и осуществить вскрышу до дна. Следует применять методы, сочетающие добычу торфа в отдельных участках (ячеях) и их последующую рекультивацию (заполнение). Применение этого метода может сохранить некоторые растения (*Melaleuca*) на месте добычи торфа.

Под торфом особенно в области Лонг Суен, породы, как правило, находятся в восстановительных обстановках. Для предотвращения их окисления должны быть приняты меры, сводящиеся к изоляции нижележащих отложений от доступа кислорода. Это достигается путем неполной выработки (в нижнем слое оставляется несколько сантиметров торфа) с последующим заполнением водой участка разработки.

На некоторых торфяных месторождениях в настоящее время произрастают высокие леса, что делает участок месторождения уязвимым к огню, особенно в сухой сезон. Для решения этой проблемы вокруг лесных участков прокладывать траншеи, напосаженные водой.

Как и при проведении других горных работ, при добыче торфа необходимо проводить мониторинг влияния горных работ на окружающую среду. В нем должны быть перечислены: уровень изменения природы в регионе, смена режима в дождливые и сухие сезоны (цвет, вкус и pH, количество катионов и анионов, бактериальный индекс), загрязнение воздуха (концентрация CH_4 и H_2S), снижение плодородия почв и другие негативные последствия.

Следует тщательно планировать все виды деятельности по добыче и переработке торфа, согласно государственным положениям и законам. Государство должно управлять процессами разработки месторождений, выполнять контроль за загрязнением окружающей среды, принимать серьезные решения по эксплуатации залежей торфа в определенных районах и на заданную глубину.

В ближайшем будущем добыча прибрежного торфа принесет большой эффект, создавая условия для развития местной экономики для многих регионов Вьетнама, и в первую очередь для юго-западных районов страны, где существует огромный потенциал разработки месторождений торфа, которые в настоящее время не всегда правильно используются и эксплуатируются.

Литература

1. Bui Hoang Ky, Le Duc Long. Than bùn Việt Nam và các lĩnh vực sử dụng // Tuyển tập báo cáo Khoa học hội nghị Mở toàn quốc lần, 2006. – С. 123 – 128.
2. Doan Sinh Huy. Than bùn miền trung Việt Nam // Tập san khoa học và công nghệ số, 2004. – С. 8 – 10.
3. Doan Sinh Huy, Nguyen Sieu Nhan. Some characteristics of peat resources in South Vietnam. Proceeding, V. 2. The second conference on geology of Indochina, 1991. – С. 319 – 335.

ДОБЫЧА НЕФТИ НА ШЕЛЬФЕ ВЬЕТНАМА: ЗА И ПРОТИВ

Бу Тхуи Нган, Чан Нгуен Лонг

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день 2/3 потребления энергии в мире связано с нефтью и газом. Около 20 лет назад поиски, разведка, разработка и добыча нефти и газа во Вьетнаме начали перемещаться в сторону моря и океана. Вьетнам является развивающейся страной, поэтому спрос энергии для жизнедеятельности и производства огромен. По расчетам экспертов, запасы нефти и газа у побережья Южного Вьетнама составляют 25% запасов нефти в южной части Южно-Китайского моря; добыча – от 30-40 тыс. барр./день (159 л) или около 20 млн. т/год. Это основной источник энергии для обеспечения развития Вьетнама.

Согласно результатам пересчета запасов углеводородного сырья месторождений, запасы нефти составляют 524 млн. м³; запасы газа – 730 млрд. м³. Качество нефти и газа – хорошее. В таблице показан прогноз запасов нефти бассейнов, расположенных на шельфе Вьетнама.

В последнее время открыты новые месторождения со значительными запасами нефти (Золотой Туец, Белый Слоп, Белый Лев), которые сосредоточены в Северном и Сиамском заливах и на юго-западном побережье. Нефтяная и газовая промышленность стала одной из самых перспективных отраслей, приносящих значительное количество иностранной валюты в стране.

С выходом 362000 барр. / день, Вьетнам является одной из ведущих стран-производителей нефти в Азиатско-Тихоокеанском регионе после Китая (3836 тыс. барр./день), Индонезии (1,1 млн. барр. / день), Индии (874 000 барр. / день), Малайзии (723 000 барр. / день) и Австралии (555 000 барр. / день).

Таблица 1

Прогноз запасов бассейнов на шельфе Вьетнама [1]

Номер	Бассейны	Запасы нефти, млн. м ³
1	Шонг Хонг	400
2	Фу Тхань	500
3	Куи Лонг	800
4	Южный Кон Шон	900
5	Малай-Чау Тхо	600

Доход нефтяной отрасли достиг 16,5 трлн. долларов и составляет 15% ВВП, государственный бюджет более 4,8 трлн. долларов (2009) [1].

Кроме того, при добыче нефти и газа на море существует негативное воздействие на морскую среду.

Воздействие на морские организмы и экосистемы начинается уже с геолого-геофизических обследований морского дна, нацеленных на определение его нефтегазоносности. Чаще всего применяются методы сейсморазведки. Эффект гидроудара до 150 атм. приводит к гибели или поражению органов и тканей взрослых рыб и мальков. Известны случаи нарушения миграционных путей лососевых рыб в районе сейсмических съемок. Шумы, создаваемые сейсморазведкой, мешают морским организмам определять другие звуки, общаться между собой и искать пищу. Известны случаи, когда животные, привлеченные неизвестными им звуками, получали серьезные, и зачастую смертельные травмы от мощных гидроударов. Многие виды рыб покидают районы разведочных работ. Вслед за ними уходят и хищники, оставляя излюбленные места обитания. Однако некоторые организмы могут существовать только в строго определенных условиях, и многие из них погибнут, так и не успев освоиться в новой среде.

Опыт работы крупных оффшорных проектов по добыче нефти и газа показывает, что данный вид деятельности сопровождается большим количеством выбросов: в атмосферу, морскую среду и т.д. После прекращения добычи нефти или газа на месторождении, экологические риски по-прежнему остаются. Объемы этих сбросов достигают 4000 м³ на каждую пройденную скважину в виде отработанных буровых растворов и шлам, представляющих собой выбуренные в скважине горные породы. В жидкие отходы входит огромное число токсичных примесей, необходимых для слаженной работы бурового оборудования, тяжелых металлов, а также глинистых взвесей, повышающих мутность воды в местах сброса. Большую опасность представляет использование буровых растворов на нефтяной основе. Шламы, пропитанные таким раствором, являются главным источником нефтяного загрязнения при буровых работах. Другим значимым источником загрязнения является сброс пластовых вод, поступающих из скважин. Их состав отличается не только высоким содержанием нефтяных углеводородов, тяжелых металлов, но и аномальной минерализацией, которая обычно выше солености морской воды. Это может быть причиной нарушения гидрохимического режима в районе сброса пластовых вод. Кроме того, в их составе присутствуют природные радионуклиды, которые при контакте с морской водой выпадают в осадок и образуют локальные скопления. Пластовая вода может быть возвращена в море без предварительной очистки, или закачана обратно в естественные резервуары (или скважины). Локальное воздействие отходов одной скважины отмечается в радиусе 3-5 км; при достаточно большом количестве скважин негативное влияние «накрывает» целые рыбопромысловые отмели.

Разработка нефтегазовых месторождений и транспортировка углеводородного сырья, сопровождаются аварийными разливами нефти или химических веществ. К наиболее частым причинам аварий относятся: выход оборудования из строя, ошибки персонала и экстремальные природные условия. Экологические последствия аварийных выбросов приобретают особенно тяжелый характер, когда происходят вблизи берегов или в районах с замедленным водообменом. Разовые или систематические разливы нефти могут привести к серьезным нарушениям функционирования морской экосистемы: ухудшению химического состава воды и ее физических показателей (прозрачность, температура и т.д.), гибели живых организмов.

Наиболее распространенным источником выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются сжигание попутного газа и избыточных количеств углеводородов в ходе опробования и эксплуатации скважин. По некоторым оценкам, до 30% сжигаемых в факелах углеводородов выбрасывается в атмосферу и затем выпадает на морскую поверхность, образуя относительно неустойчивые тонкие пленки вокруг буровых платформ. Нефтегазовая деятельность вносит значительный вклад в процесс изменения климата посредством выброса большого количества «парниковых» газов, таких как CO₂ и CH₄. Основное количество этих выбросов происходит в результате сжигания нефти или газа для производства энергии, необходимой для функционирования установленной на

месторождении добывной платформы, а также при сжигании попутного газа. Выбросы NOx образуются при сжигании попутного газа и газа в турбинах, необходимого для получения энергии. Влияние данного вида выбросов локально, однако может нанести серьёзный экологический ущерб береговым экосистемам, так как большое содержание данного вещества в атмосфере может привести к «кислотным дождям». Выбросы nmVOC (летучие органические углероды неметанового ряда) образуются в результате испарения сырой нефти при ее хранении или перегрузке на терминалы. Высокие концентрации озона в приземном слое могут нанести вред здоровью людей, растительности, строениям.

Согласно карте классификации степени загрязнения на шельфе Вьетнама (рис.), определено 5 степеней загрязнения: от безопасного до очень опасного уровня.

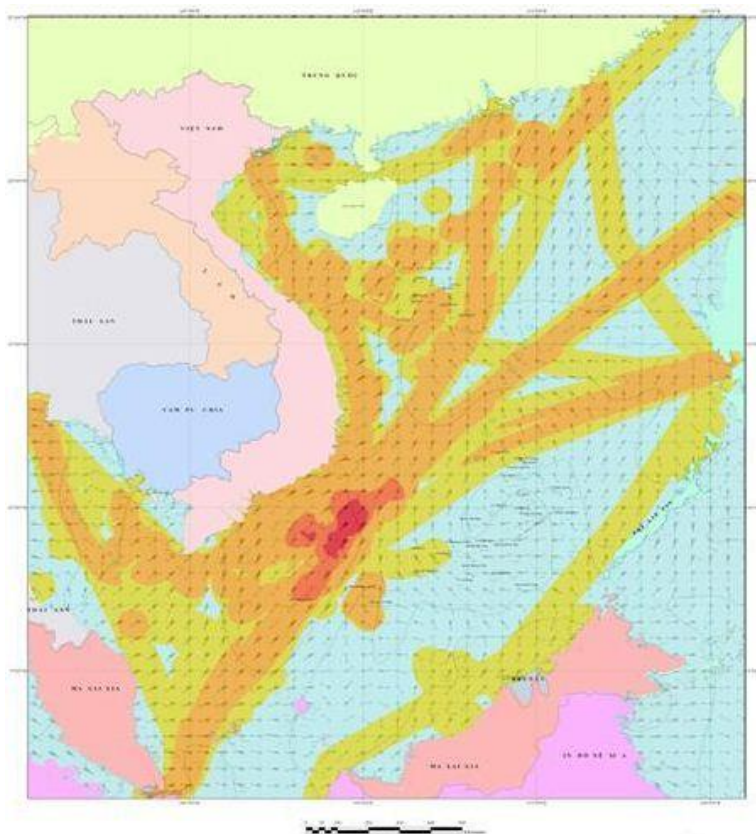


Рис.1 Классификация степени загрязнения на шельфе Вьетнама [2]

Добыча нефти и газа играет важную роль в развитии экономики Вьетнама, поэтому деятельности в нефтяной отрасли не может быть прекращена. В настоящее время государство старается уменьшать количество выбросов и очищать регионы с самыми высокими показателями загрязнения разными способами, но результаты будут достигнуты не ранее, чем через 10 лет.

Литература

1. Ле Тхоа. Разработка и эксплуатация нефти и газа на шельфе Вьетнама // Research center of the sea and island, 2011. – С. 1 – 3.
2. Нгуен Динь Зюнг. Морские загрязнения на шельфе Вьетнама и в Южно-Китайском море // Vietnam academy of science and technology, 2011. – С. 10 – 12.

ВЛИЯНИЕ НА ФОРМИРОВАНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРВИЧНЫХ ПАЛЕООКЕАНОВ ПЕРЕХОДА ПЛАНЕТЫ ЗЕМЛЯ ОТ БЕСКИСЛОРОДНОЙ АТМОСФЕРЫ НА КИСЛОРОДНУЮ

А.Р. Гатиятов

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Состав первичной атмосферы Земли не известен, считается, что она сформировалась в результате дегазации мантии и носила восстановительный характер. Атмосфера состояла из углекислого газа, сероводорода, аммиака и метана. Свидетельством этого являются:

а) неокисленные отложения, образовавшиеся явно на поверхности (например, речная галька из нестойкого к кислороду пирита);

б) отсутствие достоверно установленных источников кислорода и других окислителей;

в) изучение потенциальных источников первичной атмосферы (вулканические газы, состав других небесных тел).

Итак, в самом начале протерозоя, около 2,4 млрд. лет назад произошла «кислородная катастрофа». Этот вывод сделан на основании того факта, что горные породы, имеющие возраст около 2 млрд. лет, уже несут признаки сравнительно высокоорганизованной жизни. Таковы, например, сине-зеленые водоросли и простейшие формы грибов, найденные в безжелезистых кремнистых породах Южного Онтарио (США). Минимальное содержание кислорода, при котором возможна жизнь организмов, дышащих воздухом, составляет 1,5-2%. Зная это, можно допустить, что приблизительно в такой обстановке и существовали обитатели Земли 2 млрд. лет назад [2].

После определенного скачка резко меняется, как характер органических остатков в осадочных породах, так и появляются новые типы пород, в образовании которых принимает участие кислород в больших количествах.

Это такие породы как джеспилиты, в которых прослой, сложенный магнетитом или гематитом, чередуются с прослоями, выполненными кварцем, т.е. минералами, в состав которых входит кислород.

Единственным значимым источником кислорода атмосферы нашей планеты являются фотосинтезирующие организмы биосферы. Считается, что они появились около 3,7-3,8 млрд. лет назад, однако большинство групп бактерий, живших тогда, в том числе и архебактерии, не вырабатывали при фотосинтезе кислород. «Исполнителями» кислородного фотосинтеза стали цианобактерии, появившиеся 2,7-2,8 млрд. лет назад [1]. Они и по сей день сохраняют за собой исключительное значение для осуществления этого жизненно важного для всей биосферы процесса.

Практически весь выделяющийся в те времена кислород расходовался на окисление горных пород и преобразования определенных компонентов тогдашней атмосферы. Высокая концентрация кислорода могла возникнуть только локально, в пределах бактериальных матов. Только после того, как эти приповерхностные породы и неустойчивые к воздействию кислорода газы атмосферы оказались окисленными, новые порции свободного кислорода начали накапливаться в атмосфере во все возрастающих количествах. В результате изменения химического состава атмосферы после кислородной катастрофы изменилась её химическая активность, сформировался озоновый слой, резко уменьшился парниковый эффект.

Первыми маркерами появления избыточного кислорода в атмосфере являются уже упомянутые нами джеспилиты. Второй, не менее важной группой являются шунгиты. Это докембрийские угли, возраст которых составляет около 1,8 млрд. лет. Эти породы сформировались в восстановительной обстановке на дне моря, но входящий в их состав в большом количестве органический углерод указывает именно на процветание растительных и животных микроорганизмов, которые периодически в огромных количествах отмирали и

опускались на дно палеоморей. Тот факт, что органическое вещество в этих породах сохранилось, указывает на существование восстановительной обстановки на дне водоема.

Если бы там находились воды, обогащенные кислородом, то всё органическое вещество, попавшее в осадок, неминуемо перешло бы в углекислый газ, как это наблюдается на дне современных океанов. Таким образом, переход от бескислородной атмосферы к кислородной, ознаменовал очень важную перестройку в формировании осадочных отложений, можно сказать, полностью изменил эту картину.

Литература

1. Марков А. У бактерий обнаружен новый тип фотосинтеза: // Элемент.2007. [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL: <http://elementy.ru/news/430556>.
2. Открытия в науках о Земле. [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL: <http://www.sciencesearth.com>.

ФОРМИРОВАНИЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ШЕЛЬФОВОГО ГЕНЕЗИСА В РАННЕМЕЛОВОЕ ВРЕМЯ (НА ПРИМЕРЕ АГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ, ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Е.А. Горбачева

Научный руководитель доцент Н.М. Недолишко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучался разрез мегионской свиты (берриас-валанжин), вскрытой бурением на Аганском нефтяном месторождении, расположенном в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. В тектоническом плане месторождение располагается в центральной части Аганского структурного мыса, осложняющего Нижневартовский свод, и приурочено к одноименному локальному поднятию.

В нефтегазоносном отношении месторождение располагается в Вартовском нефтегазоносном районе Средне-Обской нефтегазоносной области. Месторождение многопластовое. Промышленная нефтеносность связана с пластами апга (АВ₁³), готерива (АВ₃, АВ₄, АВ₅), валанжина (БВ₁, БВ₂, БВ₃, БВ₆, БВ₈, БВ₉, Ач₁, Ач₂), берриас-валанжина (Ач₃, БВ₁₈₋₂₂) и оксфорда (Ю₁¹).

Мегионская свита на месторождении имеет мощность в пределах 270–330 м и включает алеврито-песчаные коллекторы пластов БВ₈–БВ₂₁, с которыми связана промышленная нефтеносность. Отложения свиты согласно и без перерыва залегают на нефтегазоматеринских породах баженовской свиты, представляющей собой трансгрессивные наиболее глубоководные позднеюрско-раннемеловые морские осадки: аргиллиты буровато-черные, битуминозные, массивные и плитчатые, с макро- (аммониты, белемниты) и микро- (радиолярии, фораминиферы) фауной. Осадконакопление мегионской свиты осуществлялась в условиях неокомско-барремской регрессии и связано с морскими и прибрежно-морскими условиями. В разрезе мегионской свиты Аганского месторождения выделены три различные фациальные толщи: нижняя, средняя и верхняя.

Нижняя толща сложена неравномерным переслаиванием песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями аргиллитоподобных глин. Толща является сложно построенным геологическим объектом и характеризуется значительной неоднородностью по площади и разрезу, мощность продуктивных пластов не выдержана, они часто выклиниваются и замещаются непроницаемыми разностями алевролитов и глинистыми породами, образуя линзовидные ловушки литологического типа. Продуктивная часть разреза представлена преимущественно алевролитами крупнозернистыми средней степени отсортированности и, реже, мелкозернистыми песчаниками пластов БВ₁₇, БВ₁₈, БВ₁₉, БВ₂₀₋₂₁, которые накапливались у подножия склона шельфа, смыкаясь в западном направлении с депрессионными битуминозно-глинистыми осадками баженовской свиты.

По мнению Г.П. Кузнецовой, отложения нижней толщи имеют «авандельтово-турбидитный генезис» и относятся к группе глубоководных ловушек (песчаники подножия шельфового склона). Их нефтенасыщенные толщины небольшие, коллекторские свойства невысокие.

Средняя (склоновая) толща представлена частым переслаиванием глин и глинистых алевролитов с редкими маломощными линзами песчаников. Доля последних увеличивается вверх по разрезу. Глины темно-серые участками алевролитовые и алевролитистые, плотные, слабослоистые. Песчаники серые, светло-серые мелко и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые с глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Разрез свиты имеет ярко выраженное клиноформное строение, причем в западном направлении отмечается омоложение осадков. Накопление средней толщи осуществлялось в пределах аккумулятивного склона в некомпенсированном седиментационном бассейне между мелководно-шельфовой и глубоководной зонами [1]. По мнению Г.П. Кузнецовой [2], песчаные тела относятся к группе склоновых ловушек (песчаники шельфового склона).

Верхняя толща сложена песчаниками и алевролитами светло-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми, массивными, иногда карбонатными, с включениями углистого детрита и прослойками аргиллитов темно-серых, слабослюдистых, с включениями растительных остатков и мелких зерен пирита. С горизонтами БВ9, БВ8 связаны залежи нефти на месторождении. Отложения верхней толщи накапливались в условиях мелководно-морского шельфа в пределах шельфовых террас. По мнению Г.П. Кузнецовой, отложения образуют группу шельфовых ловушек (шельфовые песчаники).

Покрышкой для верхнего пласта БВ8 является пачка глин темно-серых плотных слабо алевролитистых, горизонтально- и волнисто-слоистых, венчающих разрез мегионской свиты.

Литература

1. Гиригорн Л.Ш., Соседков В.С. Условия формирования песчаных тел в склоновых отложениях неокомской клиноформной толщи севера Западной Сибири. / Геология нефти и газа, 1990. – №3. – С. 24 – 29.
2. Кузнецова Г.П. Методика выявления клиноформных условий залегания ачимовских продуктивных пластов с помощью программы "AutoCorr". Научная библиотека диссертаций и авторефератов disserCat. [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://www.dissercat.com/content/metodika-vyyavleniya-klinofornnykh-uslovii-zalaganiya-achimovskikh-produktivnykh-plastov-s-r#ixzz3K42KjANS>

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОГО СЕКТОРА АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ

Е.И. Грохотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди арктических морей России акватории восточного сектора в геолого-геофизическом отношении изучены наиболее слабо. Поэтому представления о нефтегазоносности этого сегмента арктической акватории в значительной мере базируются на материалах по оценке УВ-потенциала пород осадочного чехла обрамляющей суши и островов, а также результатах сейсмических работ на акваториях. Геологические данные по островному и материковому обрамлению, анализ разрезов сейсмогеологических профилей и районирование потенциальных полей позволяют выделить в пределах шельфов области с различным возрастом консолидации основания.

Шельф моря Лаптевых. На востоке шельфа выделяются позднекимерийские складчатые системы – Верхояно-Колымская и Новосибирско-Чукотская – миогеосинклинальные и разделяющая их Раучуано-Олойская – эвгеосинклинальная. В

геологической литературе последняя иногда называется Южно-Ануйской. Эти системы обтекают срединные массивы (Шелонский – на юге и Котельнический – на севере) и продолжаются на шельфе Восточно-Сибирского моря.

В западной и центральной части шельфа выделяется гренвильская складчатая система (Сибирская) северо-западного простираия. Она представляет экваториальное продолжение Сибирской платформы и отделена от позднекиммерийских систем на востоке Лазаревским региональным разломом.

Данные А.П. Смелова и др. (1998г.) по геотектоническому районированию погребенной части фундамента Северо-Азиатского кратона свидетельствуют, что в губу Буор-Хая выходит Лено-Алданский позднепротерозойский орогенный пояс северо-западного простираия. Восточная граница этого пояса на шельфе представлена Лазаревским разломом, к западу от которого резко возрастает мощность осадочного чехла и увеличивается его стратиграфический диапазон (верхний рифей – кайнозой). Пробуренная на побережье (непосредственно перед шельфом) Усть-Оленекская скважина, впервые вскрывшая в забое верхнерифейские терригенные отложения (Граусман В.В., 1998 г.), также позволяет предполагать на шельфе фундамент гренвильской консолидации. Веским доказательством существования такого фундамента в центральной части шельфа послужили результаты анализа двух пересекающихся профилей ВGR 97–01 и МАГЭ 86707–2.

Было установлено, что в 8 км западнее Лазаревского разлома ниже горизонта LS1 (подошва апт-кайнозойского чехла на востоке шельфа) прослеживается несколько региональных рефлекторов, а три основных горизонта (включая кровлю древнего фундамента) выделяются на одних и тех же временах. В северо-западной части шельфа выходит раннекиммерийская (Южно-Таймырская) складчатая система северо-восточного простираия, примыкающая к Таймыру и обрывающаяся бровкой шельфа. В южной, прибрежной, зоне шельфа выделяется узкая западная ветвь Верхояно-Колымской системы, представляющая авлакоген в теле Сибирской платформы.

Осадочный чехол западной и центральной частей Лаптевоморского шельфа в блоке с гренвильским основанием разделяется на три потенциально нефтегазоперспективных этажа. Каждый из них по времени отвечает основным геотектоническим этапам формирования осадочного чехла: преимущественно карбонатный – верхний рифей-нижний карбон – режиму древней платформы, терригенный – средний карбон-мел (неоком) – режиму подвижной платформы и терригенный апт-четвертичный – койлогенному режиму.

В прибрежной части шельфа моря Лаптевых, в пределах прогибов Лено-Хатангского междуречья и склонах Анабарского и Оленекского поднятий, получены многочисленные прямые признаки нефтегазоносности, такие как притоки нефти и газа в процессе бурения, не только в отложениях названных комплексов, но и в других вышележащих частях разреза (Иванов В.Л., Ким Б.И. и др., 2004; 2006)..

Шельф Восточно-Сибирского моря. На юге шельфа, обрамляя о-ва Анжу, выделяется позднекиммерийская (Новосибирско-Чукотская) складчатая система северо-западного простираия. Ее северная граница начинается в 220 км к северу от Земли Бунге и плавно спускается к восточной оконечности о-ва Новая Сибирь, уходя на юго-восток, где в 190 км к северу от м. Шелагский изменяет свое направление на северо-восточное, продолжаясь в пределы Чукотского шельфа. К северу от этой границы (вплоть до бровки шельфа) выделяется область развития каледонской складчатой системы, включающей о-ва Де-Лонга.

Ордовикский возраст (440–450 млн. лет) вулканогенного комплекса о-ва Генриетты определен радиоизотопным методом. Осадочные же формации о-ва Беннетта, по-видимому, подстилаются кристаллическим фундаментом, т.е. в области каледонской консолидации существуют участки древней континентальной коры.

Осадочный чехол в северной части шельфа в блоке с каледонским основанием разделяется на три сейсмостратиграфических комплекса (ССК): среднепалеозойский, верхнепалеозой-мезозойский и бассейновый (апт-кайнозойский). Последний представляет весь чехол в южной части шельфа, где развит позднекиммерийский фундамент.

Шельф Чукотского моря. Южную часть шельфа вместе с островами Врангеля и Геральда занимает позднекимерийская (Новосибирско-Чукотская) складчатая система. Ее северная граница на шельфе располагается в 100 км севернее о-ва Врангеля и пологой дугой опускается к м. Лисберн на Аляске. Севернее она сменяется областью с каледонским возрастом консолидации складчатого основания. На крайнем севере шельфа (вплоть до бровки) развита область, относящаяся к докембрийскому (байкальскому) фундаменту. Этому не противоречат данные по геологии хр. Нортвинд – аваншельфового поднятия, примыкающего к Чукотскому шельфу с севера (Grantz A. et al., 1998).

В основу приводимого материала положены конкретные данные, полученные американскими компаниями при бурении 62 глубоких скважин на севере Аляски в пределах национального нефтяного резерва штата (Thurston D.K., Theiss L.A., 1987) и 5 скважин, пробуренных на шельфе американского сектора шельфа, одна из которых вскрыла крупную многопластовую залежь газового конденсата и газа. В пользу высоких перспектив шельфа Чукотского моря свидетельствуют многочисленные проявления нефти, газа, конденсата, встреченные в процессе бурения практически по всему разрезу осадочного чехла. В составе осадочного чехла выделены два этажа: элсмирский и бруцкий. Первый развит на севере шельфа в блоке с каледонским основанием, второй – на юге в блоке с позднекимерийским основанием. Элсмирский этаж включает в нашем понимании среднепалеозойский, палеозой-мезозойский и бассейновый ССК (апп-кайнозойский).

Проанализированный фактический материал позволил выделить в пределах осадочного чехла шельфов восточно-арктических морей ПНГК и НГК, охарактеризовать коллекторские свойства ПНГК и НГК и уровень катагенетического преобразования ОВ на основных структурах восточно-арктического шельфа с учетом данных берегового и островного обрамления; с учетом изученности определить Лаптевский шельф как наиболее перспективный на УВ, а Северо-Чукотскую впадину как наиболее перспективную региональную структуру с лавинным типом осадконакопления, в разрезе чехла которой (по результатам бурения в американском секторе) определены конкретные НГК, охарактеризованы коллекторские свойства и установлены стадии катагенеза ОВ.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Т.В. Гусева, Т.В. Жилина

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

История изучения фундамента Западно-Сибирской плиты начинается с 20^{-х} годов прошлого столетия и в первую очередь она связана с именем М.К. Коровина [1].

Он первый дал перспективную оценку, выделяя первоочередные и менее благоприятные регионы нефтегазоносности, выделил Обь-Енисейскую геосинклинальную складчатую зону, в которую входят древняя котловина Кузбасса, Минусинская впадина, Чулымо-Енисейская депрессия, на юго-западе – Бийско-Барнаульская впадина и др. Особые благоприятные тектонические условия позволили М.К. Коровину рассмотреть эту территорию как объект перспективный в отношении нефтегазоносности.

Им установлено наличие мощного осадочного палеозойского комплекса, содержащего битумные породы. Среди разнообразных структур ведущее значение в возможной оценке перспектив нефтеносности имеет палеозойская платформа Тоболия, выделенная М.К. Коровиным в 1947г. (рис.) – современное широтное Приобье – Среднеобская нефтегазоносная область.

По мнению М.К. Коровина на территории Западно-Сибирской плиты можно выделить три категории тектонических структур:

1. На севере – обширные равнинные пространства Западно-Сибирской низменности палеозойского возраста.
2. На юге – складчатые горные массивы громадной Саяно-Алтайской области.

3. Между горными массивами находятся крупные тектонические депрессии или мульды как отражающие элементы общей волновой геотектонической системы Саяно-Алтайской области.

На современном этапе наиболее актуальными представлениями о тектонике юго-восточной части Западно-Сибирской плиты являются представления В.С. Суркова и О.Г. Жеро [3], которые, несомненно, являются продолжателями идей М.К. Коровина. Они считают, что доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты представляет собой гетерогенное складчато-глыбовое сооружение, в строении которого участвовали герцинские, каледонские, салаирские, байкальские складчатые системы.

В фундаменте плиты были выделены площади развития геосинклинальных, дейтерогенных, платформенных и рифтовых формаций. На территории южной части Западно-Сибирской плиты выделяют Приенисейский, Приалатауский регионы.

Рассмотрим каждый регион в отдельности. На территории Приенисейского региона вскрыты породы геосинклинальных и платформенных формаций (поздний кембрий). Метаморфические породы представлены сланцами хлорит-биотитовыми, слюдисто-кварцевыми, кварц-серицитовыми, иногда графитизированными.

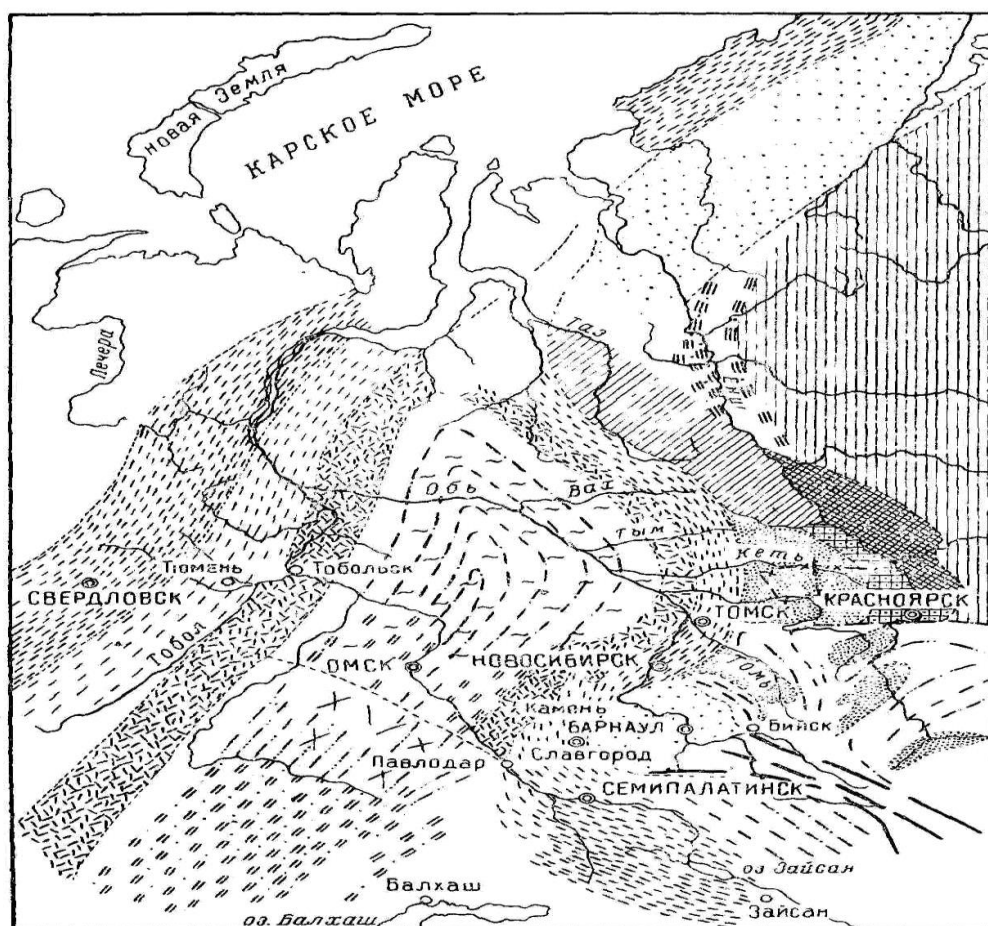


Рис.1 Тектоническая схема Западно-Сибирской равнины, по М.К. Коровину [2]

Карбонатная (платформенная) формация представлена преимущественно органогенными известняками и доломитами с небольшим количеством терригенного материала. Возраст пород, слагающих формацию, кембрий – ранний ордовик, силур.

Терригенная формация представлена девонскими, каменноугольными, верхнепалеозойскими и триасовыми отложениями, которые сложены аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Приалатауский регион представлен

позднекембрийскими и раннепалеозойскими серицит-хлоритовыми, амфиболовыми сланцами, доломитами, порфиридами. Карбонатная (доломитовая) геосинклинальная формация наиболее древняя и открыта в восточной части Томской области. Она представлена на Вездеходной площади водорослевыми доломитами с прослоями диабазовых порфиритов и спилитов, хлорит-кварц-гидрофлюидистых сланцев.

Енисейская складчатая система является самой древней в фундаменте Западно-Сибирской плиты. В открытых районах система представлена структурами Енисейского кряжа и Восточного Саяна. По геологическим и геофизическим данным, она заложилась на коре континентального типа в результате дробления протоплатформы, которая в раннем докембрии, по-видимому, объединяла Русскую и Сибирскую платформы.

Салаирский геосинклинальный структурный ярус в пределах плиты образует ряд блоковых выступов и горстов. Разрез палеозойских отложений Салаира грубо ритмичен и легко расчленяется на ряд макроритмов: с низов палеозоя до нижнего кембрия, средне-верхнекембрийский, ордовикский, эйфельский, девонский. Центральная-Западносибирская складчатая система занимает центральную часть плиты, пересекая ее с юга на север. На юге ее представляют Калба-Нарымская и Томь-Кольванская складчатые зоны.

На востоке Томь-Кольванская зона примыкает к северо-западным окраинам Кузнецкого Алатау, Кузбасса и Салаира. На западе и северо-западе герцинские структуры погружаются под покров мезо-кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности. Кузнецкий Алатау и Горная Шория представлены салаиридами. Наблюдаются мощные карбонатные и эффузивно-осадочные толщи синия и фаунистически охарактеризованные комплексы нижнего и среднего кембрия. Мощные и дислоцированные карбонатные толщи синия отлагались, по-видимому, в условиях очень широкого слабо расчлененного прогиба (Унксов, 1958г.).

В строении Кузнецкого Алатау отчетливо выражены геотектоническая этажность и ярусность, являющиеся отражением общего хода развития Алтае-Саянской области в целом.

Кузнецкий бассейн. Учеными доказано, что он образовался в связи с формированием окружающих бассейн горных массивов. Наиболее эффективно это давление проявилось со стороны Томь-Кольванского массива, т. е. по северо-западной окраине бассейна, где современная граница распространения угленосных отложений проходит по линии, образующей дугу, выпуклостью обращенную в сторону бассейна.

Также следует обратить внимание на три типа дизъюнктивных нарушений, одни из которых выражены в фундаменте, другие пересекают фундамент и осадочный чехол, третьи прослеживаются только в осадочном чехле. Но лишь немногие из ученых придерживаются данной точки зрения, т.к. наличие разломов трудно установить, но это необходимо знать для достоверного построения модели структуры.

Подводя итог, можно утверждать, что данная территория обладает сложной тектоникой.

Отмечается наличие сложных областей, например, Кузнецкая котловина, являющаяся южной окраиной Предъенисейского краевого прогиба, который в свою очередь представляет краевой «шов», вероятно соединяющий Русскую и Сибирскую платформы.

Депрессионные зоны обладают мощным осадочным чехлом. Можно сделать вывод о том, что зоны краевого прогиба нужно дополнительно изучать и это позволит в будущем найти новые месторождения УВ.

Литература

1. Геология СССР. Под ред. А.В. Сидоренко. – Москва, 1957. – Том XV. – 600 с.
2. Коровин М.К. Тектоника Западной Сибири. – Томск, 1947. – 203 с.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 141 с.

**СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОГО СЕКТОРА
РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ****А.А. Гуцина**

Научный руководитель доцент Н.М. Неволиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Восполнение ресурсов углеводородного сырья – одна из важнейших задач нефтегазовой геологии. На современном этапе решение этой задачи возможно осуществить за счет ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ на новых территориях, на которых значительный прирост ресурсов будет осуществляться на начальных этапах освоения. В этом отношении акватории Российского Арктического шельфа, начальные извлекаемые ресурсы углеводородного сырья которого оцениваются в 136 млрд. т условного топлива (25% общемировых ресурсов углеводородов) обладают огромным ресурсным потенциалом, но основной объем этих ресурсов находится в пределах труднодоступной части Арктики.

Площадь перспективной акватории российского сектора измеряется более чем 5 млн. км², в то время как общая площадь арктического шельфа составляет более 26 млн. км².

Несмотря на многолетнюю историю исследований, в настоящее время Арктический шельф изучен крайне неравномерно: западные участки шельфа (шельфы Баренцева и Карского морей) наиболее изучены, восточные (шельф моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей) – изучены очень слабо.

Сложная геологическая история формирования Арктического шельфа, который располагается на блоке дорифейской континентальной коры (Е.Е. Милановский), во многом обусловила нефтегазоперспективность территории. Современную структуру шельфа определили процессы рифтогенеза, каледонской складчатости, мезозойского тектогенеза, раскрытия океанических котловин и др.

Зоны развития рифтогенных прогибов и сформированных на их месте «сверхглубоких депрессий» благоприятствовали нефтегазоносности шельфа. Тепловой поток, проникающий в осадочные отложения, перекрывающие рифты, в том числе и в приуроченные к разным частям разреза толщи нефтегазоматеринских пород, способствовал нефтегазогенерации и образованию нефтегазовых скоплений в верхних горизонтах осадочного чехла, особенно в пределах бортовых участков крупных прогибов и сводовых поднятий.

На сегодняшний день в пределах восточного сектора российской Арктики нет пробуренных скважин и не открыты месторождения нефти и газа. Но перспективность их предполагается исходя из наличия крупных месторождений в смежных районах Аляски, приуроченных к тем же толщам, а также по результатам бурения нескольких скважин, пробуренных американскими компаниями и обнаруживших углеводородные залежи в восточной части шельфа Чукотского моря.

На востоке российской Арктики выделяют Восточно-Сибирский и Чукотский бассейны. В свою очередь, в Чукотском бассейне выделяются Северный и Южный бассейны, которые приурочены к одноименным прогибам. Наиболее интересен в отношении перспектив нахождение углеводородов Северо-Чукотский бассейн. Его перспективы оцениваются в основном, по аналогии со смежными районами Аляски. На северном побережье полуострова Аляска известно около 40 месторождений, 10 из которых находятся в разработке.

Крупнейшим представителем является месторождение Прадхо-Бей, которое приурочено к крупному поднятию размером 21 на 52 км. Начальные промышленные запасы месторождения на 1987 год составляли 1,78 млрд. т. нефти и 735 млрд. м³ газа. Залежь находится в песчаниках триаса и нижних горизонтах юры (формация Ивишак группы Садлерочит и вышележащие формации Шублик и Саг-Ривер).

По периметру месторождения Прадхо-Бей расположена целая группа более мелких месторождений-сателлитов. Западнее находится месторождение Купарук-Ривер, запасы

нефти приуроченные к песчаникам неокома оцениваются в 200 млн. т. На шельфе Чукотского моря известны многочисленные нефте- и газопроявления из известняков формации Лисберн.

Проявления получены в скв. Даймон и Попкорн, а из формации Ивишак (триас) в скв. Клондайк. Также неоднократные нефтепроявления отмечены выше мелового несогласия в породах свит Нанушук, Пибл Шейл, Торок.

Зоны нефтегазонакопления российской части Северо-Чукотского осадочного бассейна стоит связывать, прежде всего, с крупными отрицательными морфоструктурными элементами: Северо-Чукотским прогибом субширотного простирания и раскрывающимся в него Дремхедским рифтом и Песцовым прогибом. Северо-Чукотский бассейн отделен от осадочных бассейнов американского сектора Чукотской системой рифтогенных прогибов и поднятий, с юга и юго-востока ограничен протяженным разломом Врангеля. Нефтегазоносность следует связывать с надвигами Врангелевско-Геральдской зоны поднятий, именно здесь на доступной глубине могут быть вскрыты отложения триаса и верхнего палеозоя.

Эффективным флюидоупором служат глинистые породы альба (формация Торок на Аляске). В осадочном чехле северного бассейна Чукотского моря, который с угловым несогласием перекрывает поверхность фундамента, прослежено четыре региональных стратиграфических несогласия, разделяющие осадочный чехол на пять структурно-стратиграфических комплексов: 1 – нижнеэлсмирский (нижний карбон – средняя пермь) и верхнеэлсмирский (верхняя пермь – средняя юра), образующие единый элсмирский мегакомплекс; 2 – верхнеюрско-барремские отложения, слагающие рифтовый комплекс; 3 – апт-верхнемеловые отложения, объединенные в нижнебрукинский, и 4 – кайнозойские отложения, слагающие верхнебрукинский комплекс (рис. 1). Северо-Чукотский осадочный бассейн выполнен позднепалеозой-четвертичными отложениями мощностью более 18 км.

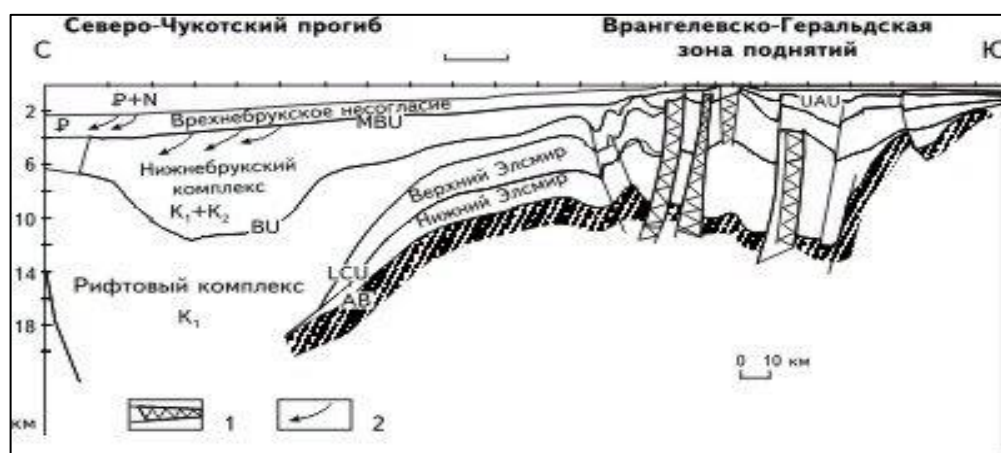


Рис.1 Сейсмогеологический разрез Северо-Чукотского прогиба (по Ю.К. Бурлину, Ю.В. Шипелькевичу [1]):

1 – зона отсутствия корреляции, вероятные региональные разрывные нарушения; 2 – отложения потоков

На основании сейсмофациального анализа предполагается распространение нефтематеринских пород и коллекторов в строении элсмирского мегакомплекса в разных частях прогиба (рис. 2).

Отложения всех выделенных комплексов на современном этапе развития прогиба находятся в условиях активного очага генерации УВ. При этом на южном борту прогиба основной объем УВ сгенерирован отложениями элсмирской и в меньшей степени рифтовой систем. А в очаге центральной части прогиба на разных этапах его развития генерационный потенциал реализовывали отложения только элсмирской, рифтовой и брукинской систем.

В структуре современного бассейна в элсмирских отложениях выделяется два активных очага генерации УВ. Очаги различаются размером и строением. Так,

нефтематеринские породы очага южного борта генерируют нефть, жирный и сухой газ. В условиях очага находятся верхне- и нижнеэлсмирские отложения. За брукинский этап погружения в очаге сформировалась обширная область генерации сухого газа. Условия для образования нефти сохранились в бортовых частях очага. Развитие очага генерации рифтовой системы началось в раннем мелу в глубоких мульдах центральной части Северо-Чукотского прогиба.

Подводя итоги, можно сказать, что перспективы нефтегазоносности Северо-Чукотского осадочного бассейна стоит связывать с отложениями широкого стратиграфического диапазона: от нижнеэлсмирского, до верхнебрукинского. На данной стадии изученности в бассейне могут быть распространены ловушки углеводородов тектонически и литологически экранированного типа, а также ловушки, связанные с зонами выклинивания и эрозионного срезания. Такое предположение связано с отсутствием в бассейне крупных полноконтурных антиклинальных структур сводового типа, и, наоборот, наличием большого количества разломов и зон депрессий.

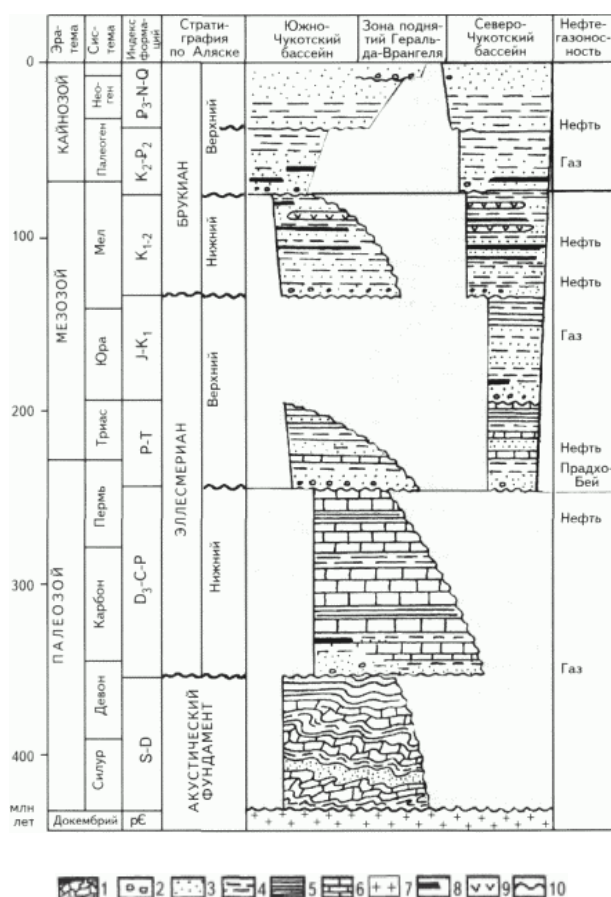


Рис.2 Литолого-стратиграфическая колонка осадочных бассейнов Северо-Чукотского моря [4]:

1 – метаморфические сланцы; 2 – конгломераты; 3 – песчаники; 4 – алевролиты; 5 – аргиллиты; 6 – известняки; 7 – гранитоиднейсы; 8 – угли; 9 – вулканиты; 10 – границы несогласия

Литература

1. Бурлин Ю.К., Шипелькевич Ю.В. Основные черты тектонического развития осадочных бассейнов в западной части шельфа Чукотского моря и перспективы их нефтегазоносности // Геотектоника, 2006. – С. 65 – 82.

2. Грамберг И.С. Нефтегазоносность Арктического супербассейна / О.И. Супруненко, К.Г. Вискунов и др. // Разведка и охрана недр, 2000. – С. 118.
3. Грецкая Е.В., Савицкий А.В. Строение и углеводородный потенциал нефтяной системы Северо-Чукотского прогиба // Геология нефти и газа, 2010 – Т. 1. – №6. – С. 44 – 53.
4. Литолого-стратиграфическая колонка осадочных бассейнов Северо-Чукотского моря. Интернет ресурсы, доступ: <http://www.geolib.ru>
5. Оруджева Д.С., Обухов А.Л., Агапитов Д.Д. Перспективы нефтепоисковых работ в Чукотском море // Геология нефти и газа, 1999. – № 3/4. – С. 28 – 33.
6. Хаин В.Е., Полякова И.Д. Седиментационные бассейны и перспективы нефтегазоносности шельфа Восточной Арктики // Океанология, 2007. – Т. 47. – №1. – С. 116 – 128.
7. Шипилов Э.В., Сенин Б.В., Юнов А.Ю. Осадочный чехол и фундамент Чукотского моря по сейсмическим данным // Геотектоника, 1989. – №5. – С. 99 – 109.

РОЛЬ МОРЯ В ФОРМИРОВАНИИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА Ю₁³ НА КРАПИВИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ И ОМСКАЯ ОБЛАСТИ)

Жэнь Сюйцзин, А.М. Баркалова

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Песчаный пласт Ю₁³ (васюганская свита, верхняя юра, келловей-оксфорд) залегает в основании продуктивного горизонта Ю₁ (рис. 1), имеет площадной характер распространения, отличается повышенными значениями мощности (15–28 м). Он сформирован в заключительный этап бат-келловейской трансгрессии моря, по своей природе является регрессивным, имеет постепенные переходы с мелководно-морскими нижневасюганскими глинами, на которых залегает согласно, зернистость песчаников пласта Ю₁³ в пределах Крапивинского и соседнего Двуреченского месторождения закономерно увеличивается снизу вверх по разрезу [1].

Так, в подошвенной части пласта распространены алевролиты и песчаники светло-серые мелкозернистые горизонтально-, косо- и волнисто-слоистые, содержащие глинистые прослойки со следами жизнедеятельности донных животных типа *Chondrites* и послойно распределенный растительный детрит. В средней части пласта распространены песчаники светло-серые и буровато-серые (за счет нефтенасыщения) средне-мелкозернистые, массивные с редкой и тонкой горизонтальной, пологоволнистой и косоволнистой слоистостью, остатками раковинного детрита и следами жизнедеятельности донных животных типа *Skolithos*, *Teichichnus* и *Palaeophycus*. В верхней части пласта распространены песчаники крупно-среднезернистые, в основном массивные, с редкой косоволнистой разнонаправленной слоистостью, послойно распределенным растительным детритом, тонкими углисто-глинистыми прослойками и конкрециями пирига и сидерита.

Морской генезис отложений определен по генетическим признакам, отмеченным в керне (рис. 2): волнистые типы слоистости (косоволнистая одно- и разнонаправленная, пологоволнистая, линзовидно-волнистая), биотурбация, следы жизнедеятельности донных животных типа *Chondrites*, *Skolithos*, *Teichichnus* и *Palaeophycus*.

Пласт Ю₁³ образовался в условиях сильной и средней гидродинамической активности, которая определялась по методике В.С. Муромцева [3] по значениям α ПС кривой самопроизвольной поляризации стандартного каротажа, лежащим в пределах 1–0,6.

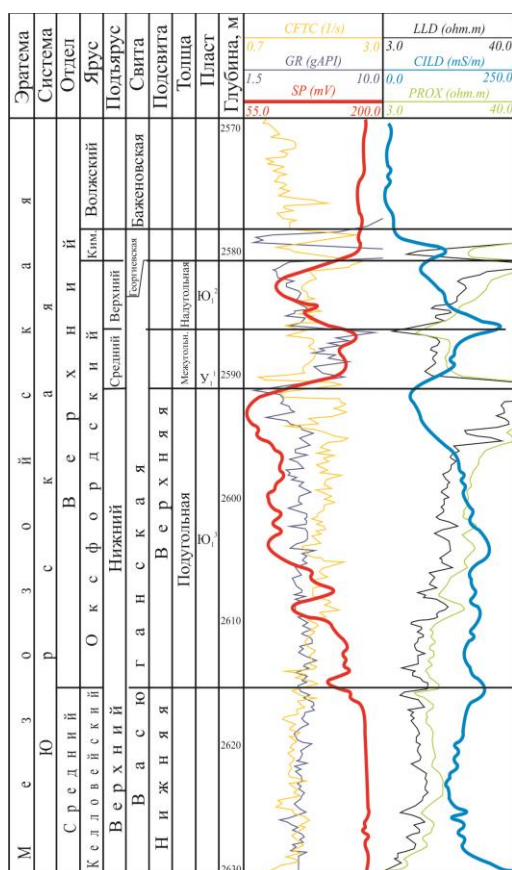


Рис.1 Схема расчленения продуктивного горизонта Ю₁ Крапивинского месторождения

О регрессивном характере свидетельствует треугольная форма аномалии кривой ПС с максимальным отрицательным отклонением Δ ПС в верхней части (рис. 1), что, по В.С. Муромцеву [3], соответствует отложениям регрессивных баров.

Таким образом, вывод, что накопление песчаного материала в пласте Ю₁³ осуществлялось в прибрежной полосе мелководного шельфа в пределах регрессивных вдольбереговых баров, является вполне обоснованным.

Песчаники характеризуются хорошей переработкой обломочного материала: в гранулометрическом спектре преобладают песчаные фракции; обломки распределены равномерно, хорошо окатаны и отсортированы; в породобразующей части преобладают зерна устойчивого к истиранию кварца (30–49 %) над обломками неустойчивых полевых шпатов (17–36 %) и пород (23–36 %); отмечается низкое (5–8 %) содержание цемента, особенно первичного глинистого; высокое содержание тяжелых аксессуариев, представленных титанистыми минералами, магнетитом и цирконом. Это объясняется постоянным перемывом осадка и выносом тонкодисперсного материала.

Вторичные цементы, образованные на стадиях диа- (сидерит, марказит, пирит) и катагенеза (кварц, каолинит, кальцит, гидрослюда, хлорит), относятся преимущественно к поровому типу, реже образуя пленочный, контактовый и базальный (кальцит, иногда сидерит и реже пирит) тип цементации. В непроницаемых и слабопроницаемых разностях, сформированных на склонах и у подножий баров, первичные и вторичные цементы встречаются либо в сопоставимых количествах, либо (в карбонатизированных разностях) преобладают; в более проницаемых разностях, сформированных в центральных частях баров, цемент представлен хорошо раскристаллизованным каолинитом. С увеличением зернистости в породах отмечается увеличение содержания каолинита над другими компонентами цемента.



Рис.2 Признаки морского происхождения в породах пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения

Пустотно-поровое пространство в породах представлено остаточными межзерновыми порами, вторичными порами выщелачивания обломков (внутризерновая пористость) и межпакетными порами в раскристаллизованном каолинитовом цементе; в нефтенасыщенных породах поровое пространство заполнено бурым нефтяным веществом (рис. 3).

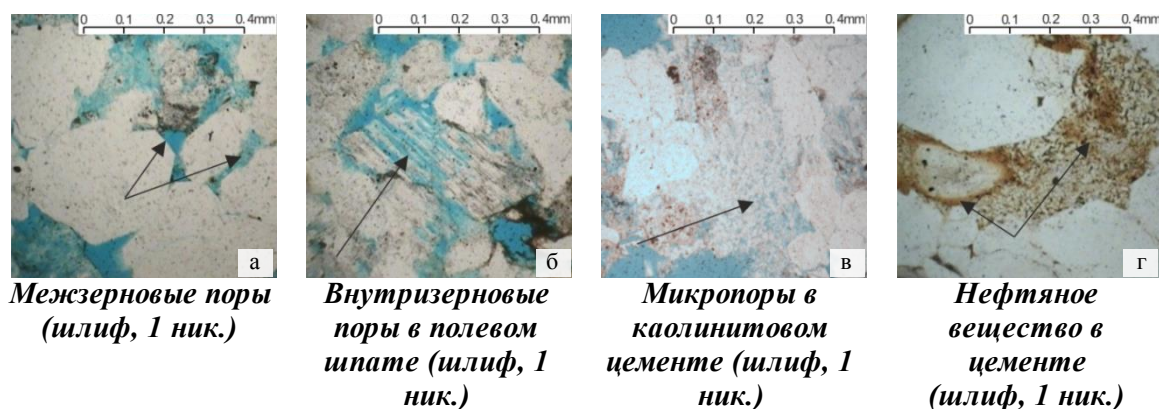


Рис.3 Поровое пространство и нефтенасыщение в песчаниках пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения

Фильтрационно-емкостные свойства изученных пород находятся в пределах: открытая пористость – от 14,1 до 15,9 %, проницаемость – от 0,28 до $24,3 \times 10^{-3}$ мкм². По классификации терригенных коллекторов А.А. Ханина [4], они относятся к IV–VI классам коллекторов. Коллекторы улучшенного качества (IV класс) формировались в пределах центральных частей регрессивных баров, где водная переработка и пересортировка материала носила более активный характер; коллекторы с более низкими фильтрационно-емкостными свойствами – на их склоновых (V класс) и подошвенных (VI класс) частях, где водная активность снижалась.

Таким образом, в формировании песчаного тела Ю₁³ Крапивинского месторождения и коллекторских свойств песчаников вода сыграла важную роль: площадная локализация и повышенная мощность песчаного тела непосредственно связаны с аккумуляцией песчаных осадков в прибрежной полосе моря. Активная динамика воды определила внутреннюю структуру пород, их гранулометрический, компонентный состав, низкое содержание первичных цементов, характер распространения и размеры первичных пор; изменчивая гидродинамика определила формирование коллекторов с разными коллекторскими свойствами.

Литература

1. Влияние гранулометрического и минералогического состава на формирование коллекторских свойств песчаников пласта Ю₁³ Западно-Моисеевского участка Двуреченского месторождения (Томская область) / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова, Т.Г. Перевертайло и др. // Известия ТПУ, 2004. – Т. 307. – № 5. – С. 48 – 54.
2. Жэнь Сюйцзин, Недоливко Н.М. Формирование порового пространства в терригенных нефтенасыщенных коллекторах // Материалы Всероссийской научной геологической молодежной школы «Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней». – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – С. 68 – 70.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л: Недра, 1984. – 260 с.
4. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – С. 368.

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА****Г.И. Зайнуллина, Р.А. Музаева**

Научный руководитель доцент М.В. Рыкус

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В Арктическом шельфе скрыты огромные богатства. По мнению ученых, здесь может залегать до 30% мировых запасов нефти и газа. Освоение этих запасов не только интересная, но и чрезвычайно сложная с технической точки зрения задача. С повышением технологических возможностей человека, с истощением уже разрабатываемых месторождений в XXI веке Арктика станет самым перспективным регионом по добыче нефти и газа.

В последнее время наблюдается повышенный интерес России и других стран к вопросам освоения Арктического шельфа. С одной стороны, причиной является исчерпание ресурсов в традиционных районах мира (таких, как Северное море, суша Северной Америки, Западная Сибирь в России и т.д.); а с другой стороны, – нарастающий ресурсный национализм, усиление роли и значения национальных компаний в нефтегазовом секторе ведущих нефтегазодобывающих стран Ближнего Востока, Азии, Латинской Америки. Все это вызывает повышенный интерес к Арктике. Слабая изученность данного района, а также открытие в нем уникальных месторождений (например, Штокмановское газовое месторождение с запасами 3,7 трлн. м³) дают основания для оптимизма с точки зрения расширения перспектив.

Для достижения поставленной цели по освоению природных ресурсов Арктики необходимо раскрыть состояние и перспективы освоения Арктического шельфа. Среди акваторий арктического шельфа России наиболее изучены геолого-геофизическими методами бассейны западного сектора, относящиеся к южным областям Баренцева и Карского морей. Месторождения и перспективные нефтегазоносные структуры находятся либо на подводном продолжении хорошо изученных континентальных нефтегазоносных провинций Тимано-Печорской, Западно-Сибирской, либо образуют самостоятельные морские провинции, богатые ресурсами. Бассейны различаются как по особенностям строения, генезису, истории и динамике развития, так и по характеру распределения структурно-тектонической и стратиграфической приуроченности месторождений [1].

В западной части Арктического шельфа по времени формирования основной мощности осадочного чехла и тектонической активизации бассейна выделяется два типа окраинно-платформенных бассейнов (рис.).

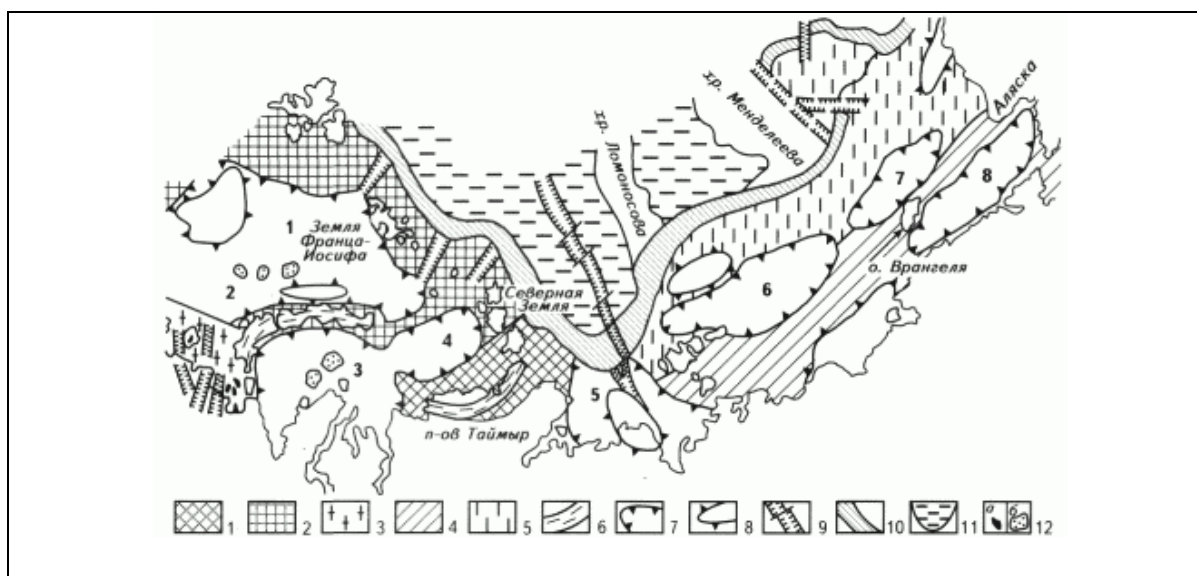


Рис.1 Обзорная карта осадочных бассейнов на Российском шельфе Арктики: 1 – Таймырский блок; 2 – Баренцево-Карская плита; 3 – Печорская плита; 4 – район мезозоид с блоками, активизированными в мезозое; 5 – область раздробленности Гиперборейской платформы; 6 – зоны раннекиммерийской активизации; 7 – крупные впадины – осадочные бассейны (1 – Северо-Баренцевская, 2 – Южно-Баренцевская, 3 – Южно-Карская, 4 – Северо-Карская, 5 – Лаптевоморская, 6 – Восточно-Сибирская, 7 – Северо-Чукотская, 8 – Южно-Чукотская); 8 – крупные поднятия; 9 – рифтовые зоны; 10 – континентальный склон; 11 – глубоководные котловины; 12 – месторождения в акватории: а – нефти, б – газа [2]

Первый тип бассейнов завершил свое развитие в палеозое. Второй тип бассейнов, наложенный, возник в результате нового тектонического цикла развития бассейна в мезозое. Сформировался новый тип геоструктуры, который по основным параметрам отвечает понятию молодой платформы – результату дальнейшего развития древней платформы.

Распределение ресурсов УВ на арктическом шельфе определяется особенностями его строения и геологического развития. В западном секторе Российской Арктики – в Баренцево-Карском регионе фундамент определяется как байкальский (некоторые зоны, возможно, активизированы в каледонское время). На фундаменте залегает мощный осадочный комплекс. В нижней его части по данным сейсморазведки выделяется 3–4 км слоистая толща предположительно силуркаменноугольного возраста. Наиболее мощной (10–11 км) является часть разреза предположительно пермотриасового возраста, которая по данным скважин на Мурманской площади, архипелаге Земля Франца-Иосифа и о-ве Новая Земля представлена терригенным комплексом. Вышележащая юрско-меловая толща имеет также терригенный состав и достигает 4 км. В начале юры формировались преимущественно пресноводные песчано-глинистые осадки. С середины юры и, особенно в поздней юре преобладали морские отложения, преимущественно глинистые, последние представляют собой одну из главных материнских толщ УВ. В Западной Сибири к верхней юре приурочены высокопродуктивные нефтеносные пласты, а в Баренцевом море в песчаниках средней и верхней юры находятся газоконденсатные залежи крупного Штокмановского месторождения [2].

Баренцевоморский шельф за последние десятилетия стал одним из наиболее изученных в геолого-геоморфологическом отношении. В структурно-геологическом плане это докембрийская платформа с мощным чехлом из осадочных пород палеозоя и мезозоя. На окраинах Баренцева моря дно сложено древними складчатыми комплексами различного возраста [3]. Шельф Карского моря в структурно-геологическом отношении гетерогенный, южная его часть в основном представляет продолжение Западно-Сибирской герцинской

плиты. В северной части шельф пересекает погруженное звено Уральско-Новоземельского мегантиклинория, структуры которого продолжаются на северном Таймыре и в Североземельском архипелаге. Эта область по оценкам ученых обладает перспективными ресурсами в 56 трлн. м³ условного топлива. Другого региона с подобной концентрацией неразведанных углеводородов Россия не имеет [3].

Таким образом, более 85 % общих ресурсов нефти и газа российского шельфа сосредоточено в арктических морях, что предопределяет актуальность и важность научно-технического прогресса в этой области для развития нефтяной и газовой промышленности России в целом. Одной из основных задач энергетической политики страны является увеличение доли природного газа и нефти в суммарном производстве энергетических ресурсов. В этой связи совершенно необходимо резко увеличить на арктическом шельфе объемы геолого-геофизических и поисково-разведочных работ.

Литература

1. Выгон Г., Рубцов А., Ежов С., Козлова Д. Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России? // [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://energy.skolkovo.ru/products/152/>.
2. Никитин Б.А., Ровнин Л.И., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. Нефтегазоносность шельфа морей Российской Арктики: взгляд в XXI в. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/405>.
3. РИА-наука. Арктический шельф: строение и история изучения. Справка. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ria.ru/science/20091016/189149858.html>.
4. Ступакова А.В. Развитие осадочных бассейнов древней континентальной окраины и их нефтегазоносность (на примере Баренцевоморского шельфа). // Геология нефти и газа, 2000. – №5. – С. 62 – 76.

ФОРМИРОВАНИЕ В ЗАПАДНО-СИБИРСКОМ ПАЛЕОМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (ОРГАНИЧЕСКАЯ ТЕОРИЯ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ) А.А. Зайцев

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Биоорганическая концепция формирования месторождений нефти и газа из отложений, изначально обогащенных захороненным отмершим органическим веществом, как стройная теория нефтегазообразования была сформулирована И.М. Губкиным в его работе «Учение о нефти» (1932). В ней он рассмотрел различные гипотезы и все, имеющиеся к тому времени факты о происхождении нефти и газа. И.М. Губкиным показано, что процесс нефте- и газообразования проявлялся стадийно, длительно и непрерывно, имел региональный характер и напрямую связан с тектогенезом и литогенезом Земли.

В 1948 г. в работе В.А. Соколова «Очерки генезиса нефти» был впервые проанализирован и обобщен весь имеющийся на то время массив данных по геохимии органического вещества пород. Автором был реконструирован процесс образования нефти и газа в осадочных породах. В развитие идей Д. Уайта, В.А. Соколов привёл схему вертикальной зональности профилей нефтегазообразования и нефтегазонакопления. В осадочном чехле Земли он выделил несколько геохимических зон, в которых интенсивность и направленность процессов образования углеводородов резко меняется, в зависимости от изменения геохимических и термобарических условий.

Российские и зарубежные учёные второй половины XX в., такие как А.Э. Конторович, А.А. Бакиров, Н.Б. Вассоевич, Д. Вельте, А. Леворсен, В. Линк, М.Ф. Мирчинк, Б.А. Соколов, Б. Тиссо, В.А. Успенский, Дж. Хант и многие другие изучали геологические и геохимические условия образования нефте- и газопроизводящих пород, физико-химические

процессы преобразования находящегося в их составе органического вещества в углеводороды.

В основе современной теории органического или осадочно-миграционного происхождения нефти и газа лежат научные данные о синтезе углеводородов из биогенного органического вещества [1]:

- накопление первичного органического вещества в водной среде;
- биохимическая трансформация органического вещества, заключенного в осадке;
- термокаталитическое преобразование органического вещества нефтегазоматеринских пород;
- эмиграция углеводородов из нефтегазопроизводящих пород в природные резервуары;
- миграция нефти и газа в природных резервуарах в различных формах в ловушки;
- аккумуляция углеводородов в ловушках и образование их залежей;
- переформирование и разрушение залежей углеводородов.

К основным геолого-геохимическим фактам, подтверждающим органическую теорию нефтегазообразования, относятся: а) приуроченность подавляющего количества выявленных скоплений углеводородов к осадочным породам; б) наличие залежей углеводородов в линзах песчаников, обособленных значительными толщами непроницаемых глин; в) образование нефтяных углеводородов в илах современных морей и озер; г) всеобщее проявление вертикальной фазово-генетической зональности углеводородов в разрезе осадочного чехла; д) генетическая связь между углеводородами нефтей и рассеянным органическим веществом нефтематеринских пород, которая проявляется в наличии в составе нефтей хемофоссилий; в сходстве изотопного состава углерода и серы, содержащихся в нефтях, и рассеянного ОВ нефтематеринских пород; в оптической активности нефтей.

Баженовская свита является уникальным нефтегазовым объектом, что связано с высокими неоднородностями пласта, имеющими мозаичный характер низких фильтрационно-емкостных свойств, изолированностью пласта, высокой гидрофобностью и другими геологическими особенностями. Отложения баженовской свиты накапливались в центральной части Западно-Сибирского позднеюрского палеоморя. В настоящий момент они вскрываются бурением на глубинах 1500–3000 м, мощность отложений баженовской свиты в среднем составляет 25–30 м, достигая 90–100 м в аномальных типах разреза. Мощность слоев, насыщенных углеводородами, составляет от 10–12 до 35–40 м.

Отложения баженовской свиты отличает их литологическая неоднородность. По традиционным представлениям баженовская свита формировалась в обширном эпиконтинентальном морском бассейне в волжско-раннеберриасское время. Площадь их накопления составляет более 2 млн. км². Сравнительно глубоководная впадина, где отлагались обогащенные органическими веществами илы с примесью биогенного кремнистого или карбонатного материала, занимала около половины площади накопления отложений баженовского палеоморя (около 1,2–2 млн. км²), что соответствует территории современных Фроловской и Надымской мегавпадин. Здесь глубины превышали 400 м, или даже достигали 700 м.

При существовании стабильного седиментационного режима около 5 млн. лет в этой части палеоморя сформировалась битуминозная толща тонкогоризонтальнослоистых, тонкоотмученных монтмориллонитовых, кремнистых, часто сильно известковистых глин. Во внешнем поясе, охватывающем в виде кольца эту центральную псевдоабиссальную впадину, на обширных подводных равнинах от верхней до нижней частей литорали формировались отложения более мелководных литофациальных аналогов баженовской свиты – тутлеймской, мулымьинской, даниловской, марьяновской и максимоярской свит, с гораздо более низким нефтегенерационным потенциалом, или вообще не относящиеся к нефтематеринским породам.

Литература

1. Доценко В.В. Геохимия газа. Происхождение нефти и газа: Учебное пособие / Под ред. А.Н. Резникова. – Ростов-на-Дону: Изд-во Ростовского университета, 2001. – 39 с.

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА АРКТИКИ**И.В. Иванов, А.Н. Курманов**

Научный руководитель ассистент Е.Н. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тему «Освоение Шельфа Арктики» мы выбрали не случайно. Насколько мы знаем, в данный момент Россия занимает первое место по добыче нефти в мире, но в скором времени может испытать проблемы с поддержанием объемов добычи из-за истощения месторождений Западной Сибири. Пополнение ресурсов могут осуществить только богатые, но труднодоступные шельфовые залежи, для извлечения которых требуются колоссальные капиталовложения.

Шельф – область подводной окраины материка, которая примыкает к суше и характеризуется общим с ней геологическим строением (рис. 1) [1]. Береговая линия (со стороны суши) и бровка (по перегибу с океанской стороны, ниже которой глубины дна резко возрастают) считаются границами шельфа. Глубина бровки меняется от десятков метров (острова, например, Куба) до 400-500 (полуостров Лабрадор) и даже 600-700 м (Японское море). Распределение углеводородов (УВ) на шельфе определяется особенностями его геологического строения и развития [2].

Достаточно долго Арктика считалась непроходимым местом и не приспособленным для жизни людей. В XI веке русские мореплаватели впервые отправились в путешествие по Северному Ледовитому океану. В XII-XIII веках были открыты острова Вайгач и Новая Земля, а в конце XV в – архипелаг Шпицберген и остров Медвежий.

**Рис.1 Строение шельфа [1]**

В начале XVI столетия составлена первая карта бассейна Ледовитого океана и началось освоение Северного морского пути – от Северной Двины до Тазовской губы в устье Оби (западный участок). Именно Северный морской путь сыграл большую роль в развитии Арктики. В научное исследование отдельных участков Северного морского пути наиболее весомый вклад внесла Вторая Камчатская экспедиция в XVIII столетии под руководством Витуса Беринга. Им были описаны северные берега Камчатки, северо-западное побережье Америки, открыто множество островов, пролив между Северной Америкой и Азией, который впоследствии был назван Беринговым. Русские мореплаватели Ф.П. Врангель и Ф.Ф. Матюшкин в 1820-1824 гг. обследовали восточный участок Северного морского пути – от устья Колымы до Колочинской губы. Они первые совершили в этом районе четыре похода по дрейфующим льдам и нанесли на карту материковый берег.

В 1969 г. впервые были оценены прогнозные ресурсы нефти и газа и сделаны выводы о высокой перспективности Арктического шельфа российского сектора.

Одновременно в норвежском секторе Баренцева моря начались региональные сейсмические исследования.

Восьмидесятые годы – период наиболее интенсивного изучения Баренцевоморского шельфа как норвежской, так и российской сторонами: в 1981 г. было выявлено первое месторождение Аскелад, которое сегодня входит в состав крупного месторождения Сновит; в 1983 г. открыты Мурманское и Северо-Кильдинское газовые месторождения. В 1981-1982 гг. в Печорском море (Дресвянская площадь) были пробурены две первые морские скважины. Работы носили экспериментальный характер, бурение проводилось с морского судна «Севастополь», списанного с основного рода деятельности и переоборудованного в стационарную платформу. В 1982 г. начались планомерные поисковые работы объединением «Арктикоморнефтегазразведка» на первых специализированных буровых судах «Валентин Шашин» и «Виктор Муравленко», а затем на полупогружных и самоподъемных буровых установках. За 21 год в бурение ввели 28 структур, 57 скважин начато бурением, 48 скважин закончено бурением, испытания проведены в 37 скважинах, из которых в 32 были получены промышленные притоки нефти и газа. В связи с прекращением государственного финансирования 5 скважин, не добуренных до проектных глубин, были законсервированы. По состоянию на 01.01.2004 г. объем поисково-разведочного бурения на море составил 155 тыс. м. Проведенные нефтегазопроисследовательские работы позволили открыть в Российской Федерации новую крупную сырьевую базу углеводородов, по общему потенциалу соизмеримую с известными богатыми провинциями Западной и Восточной Сибири.

Конвенция ООН по морскому праву дает право контроля над континентальным морским шельфом прибрежным государствам. К российской части Арктического шельфа относятся территории Баренцева, Карского моря, море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря.

В российской части Баренцева моря можно выделить две довольно крупные впадины: Южно- и Северо-Баренцевскую. Для того, чтобы открыть месторождения нефти и газа, хорошо подходит Адмиралтейский вал, ведь он протягивается на 400 км вдоль западного побережья о-ва Новая Земля. Сейчас здесь пробурена одна скважина. Она вскрыла триасовые отложения с признаками нефти. Шельф Карского моря – северное продолжение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В юго-западной части Карского моря находится Южно-Карская впадина. Она сложена 8-км толщиной обломочных отложений юрского и мелового периода с высоким содержанием органического вещества (ОВ) и крупным нефтегазопроизводящим потенциалом. Российские специалисты считают, что здесь сформирован один из крупнейших бассейнов. Этот факт подтверждает открытие на побережье п-ова Ямал в нижне- и верхнемеловых отложениях крупных газоконденсатных месторождений (Бованенковское, Харасавейское, Круzensхтерновское и др.).

На шельфе Карского моря в пределах Южно-Карской впадины пробурены пока только три глубокие скважины. Они позволили открыть в отложениях верхнего мела Русановское и Ленинградское газоконденсатные месторождения, содержащие более 10 газовых пластов с предварительно оцененными запасами, превышающими 8 трлн. м³, Штокмановского (1988 г) в Баренцевом море с запасами 3,9 трлн. м³ газа, 56 млн. т конденсата. Данные исследования изменили отношение нефтяных компаний к Арктическому шельфу России. Месторождения слабо изучены, однако небольшая глубина залегания (50-100 м) и большие запасы позволяют отнести их к разряду уникальных и экономичных для освоения в XXI в. Эти месторождения будут осваиваться по необходимости. Но разведка шельфа уже начала приносить свои победы. В 2014 г. в Карском море (Восточно-Приновоземельский-1 участок) компания ОАО «НК «Роснефть» успешно завершила бурение самой северной в мире арктической скважины «Университетская-1» (рис. 2) глубиной 2113 м. Скважина бурилась в условиях открытой воды – на 74 параллели, в 250 км от материковой части Российской Федерации. Проведенное поисковое бурение позволило получить в значительном объеме принципиально новую геологическую информацию [4].

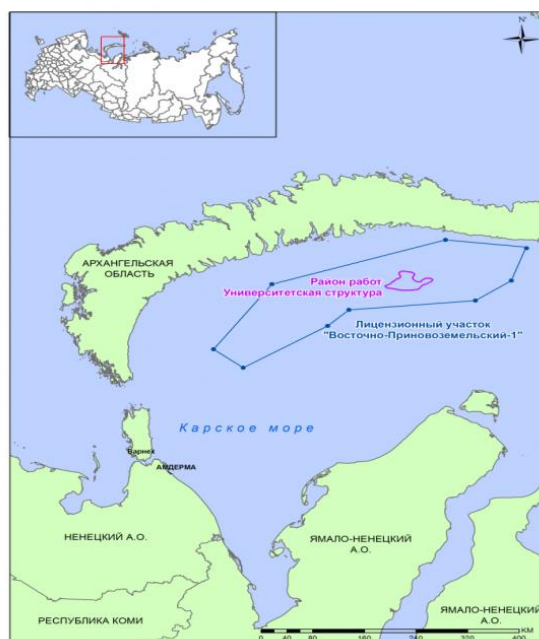


Рис.2 Восточно-Приновоземельский участок-1 в Карском море

Предварительная экспертная оценка: ресурсная база по газу составляет 338 млн. м³, по нефти – только одна ловушка содержит более 100 млн. т, всего на месторождении более 30 ловушек. Эти высокие показатели можно назвать «Победой»! Месторождение названо именем «Победа», также планируется назвать полученную очень легкую высокого качества нефть.

Эксперты убеждены, что освоение шельфа означает строительство новых портов, морских платформ, атомных и дизельных ледоколов, совершенствование систем навигации и связи на всем протяжении Северного морского пути. А это значит, что углеводородная арктическая лихорадка позволит реализовать мечту российских стратегов о транспортной артерии, соединяющей Европу и Азию по Северному Ледовитому океану [5].

Но также существуют проблемы освоения шельфа, которые требуют серьезного внимания. Проблема развития арктического шельфа заключается не только в суровых условиях, сейсмической обстановке и газогидратов, требующих дегазации, но и в недостатке новых технологий и техники добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья, что делает разработку и добычу на шельфе малоэффективной при нынешней экономической ситуации и снижении стоимости на углеводородное сырье.

Проблема устаревших технологий переходит в более глобальную проблему. Экология Арктики очень хрупка и техногенное влияние на водные, атмосферные и почвенные природные ресурсы может привести к необратимым последствиям и в целом повлиять на экологическую обстановку мира.

Решить эти проблемы можно разрабатывая новые технологии и технику, способные уменьшить затраты на разведку, добычу и транспортировку углеводородного сырья, либо перенимать опыт других стран.

Литература

1. Шельф. Википедия. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Шельф>.
2. Шельф. Горная энциклопедия. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/sh/shelf/>.

3. Неустроев Д.В. Организационно-методическое обеспечение управления региональным развитием на основе системы индикаторов // Дисс. канд. геол.-минер. н. – Тюмень, 2010. [Электронный ресурс]. Режим доступа:
4. <http://www.dissercat.com/content/organizatsionno-metodicheskoe-obespechenie-upravleniya-regionalnym-razvitiem-na-osnove-siste>.
5. Роснефть открыла новое месторождение в Карском море. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.vedomosti.ru/companies/news/33965931/rosneft-otkryla-novoe-mestorozhdenie-v-karskom-more>.
6. Правдинформ Об арктической «Победе»: как шельф даст России сотни тысяч квалифицированных рабочих мест. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://trueinform.ru/modules.php?name=News&file=print&sid=30990>.

КЕМБРИЙСКИЕ ПАЛЕОМОРЯ И СКАЧОК ИХ БИОПРОДУКТИВНОСТИ В НАЧАЛЕ КЕМБРИЯ

Ю.Р. Исмаилов

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кембрийский период начался около 540-520 млн. лет назад и закончился около 490 млн. лет назад. Кембрийская система была выделена в 1835 г. англичанином Адамом Седжвиком. До начала кембрия древние палеоморя населяли в основном бактерии, простейшие представители водорослей, мелкие беспозвоночные [1].

Первые находки твердых органических остатков, по которым можно определять возраст пород в огромном количестве, как бы из ничего вдруг появляются в начале именно кембрийского периода. Это множество сложноустроенных морских организмов, таких как членистоногие, родственники ракообразных, ракоскорпионов, моллюски, иглокожие и даже предки позвоночных – низшие хордовые [4].

Одной из наиболее вероятных гипотез одновременного появления большого количества всех типов растительного и животного царства, как и их отсутствия в отложениях предыдущих периодов геологической истории, является деятельность солнца. Ультрафиолетовое излучение, которое беспрепятственно проходило сквозь все слои тогдашней атмосферы, сжигало все на своем пути. Единственным препятствием для них являлась вода палеоморей, которая покрывала значительные участки территории планеты.

По одной из основных версий, первые представители растительности, известковые, сине-зеленые водоросли, микроорганизмы, цианобактерии в процессе долгого периода своей жизнедеятельности, в результате фотосинтеза, выделяли побочный продукт – кислород. Около 2,5 млрд. лет назад концентрация кислорода в атмосфере резко возросла.

До этого времени весь вырабатываемый микроорганизмами кислород полностью расходовался на окисление пород поверхности материков, а также железа, в избытке содержавшегося в верхних слоях океана в растворенном виде. До этого существовали только локальные «кислородные оазисы» [3]. Двухвалентное, растворенное в морской воде железо, перейдя в трехвалентную форму, опускалось на дно, формируя залежи железных руд (джеспилиты). После завершения этого процесса и произошел кислородный всплеск жизни. С этого момента появляются разнообразные организмы.

Вторым немаловажным фактором является вероятное смещение тогдашнего «озонового» слоя с первых сантиметров вглубь тогдашних палеоморей на несколько сантиметров выше поверхности моря, что могло привести к вспышке микроорганизмов и мелкого планктона, проживающего именно в тонкой «пленке жизни», соответствующей первым мм вблизи поверхности моря.

Русские ученые открыли новый период жизни, вендский, предшествующий кембрию, отодвинув тем самым границу появления животных на 100 млн. лет назад [2]. Особый интерес вызывает работа ученых, исследователей из Австралии и Великобритании

под руководством Майкла Ли. В качестве объектов изучения исследователи выбрали представителей членистоногих животных, таких как ракообразные, насекомые, паукообразные и многоножки. Их исследования показали, что скорость эволюции животных в начале кембрийского периода возросла 4-5,5 раз.

Наиболее стремительно развивались Arthropoda – членистоногие (в 10 раз быстрее обычного), Pancrustacea – предки ракообразных и насекомых (в 10 раз) и Mandibulata – жвалоносные (в 12 раз), при этом генетические и морфологические изменения организмов происходили абсолютно параллельно.

Таким образом, «кембрийский взрыв» является следствием появления в атмосфере Земли все возрастающих порций кислорода, что привело к растворению кислорода в морской воде, и, как следствие, к появлению огромного числа новых мелких и мельчайших обитателей кембрийских палеоморей, к перестройке самого комплекса формируемых осадков на дне палеоморей [5].

В конечном счете, удаление «озонового слоя» вверх от поверхности моря привело к росту биопродуктивности поверхностных вод морей, в которых резко возросло биоразнообразие многих организмов, что и привело к началу формированию тех морей, океанов и континентов планеты Земля, которые привычны нам, проживающим в кайнозойский период существования нашей планеты.

Литература

1. Биология. Современная иллюстрированная энциклопедия / Гл. ред. А.П. Горкин. – М.: Росмэн, 2006. – 560 с.
2. Иванцов А.Ю., Малаховская Я.Е. Гигантские следы вендских животных // Доклады АН, 2002. – Т. 385. – № 3. – С. 382 – 386.
3. Розанов А.Ю. Что произошло 600 млн. лет назад. – М.: Наука, 1986. – 94 с.
4. Флора и фауна Земли кембрийского периода. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://discoveryearth.ru/kembrii.html>
5. Кембрийский взрыв. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.youtube.com/watch?v=ZGkAwlEX_EM

ПРИЧИНЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТА БС₁₀¹ НОВО-ПУРПЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.В. Казанцев

Научный руководитель профессор И.П. Попов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

На современном этапе большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздних стадиях разработки, характеризуются высокой обводненностью, в результате чего формируются трудноизвлекаемые запасы. По нашему мнению, это связано с недостаточным учетом фильтрационно-емкостной модели залежей.

Разломно-блоковая тектоника, которая фиксируется сейсморазведкой 3D, приводит к развитию зон разуплотнения и трещиноватости по всему осадочному разрезу. Активизация трещинно-разломной тектоники и вертикальная миграция УВ с выходом на дневную поверхность образуют газовые, бактериальные, гидрохимические и др. аномалии, которые фиксируются аэро- и космической съемкой, и это подтверждает единство гидродинамической системы многопластовых месторождений [1].

Зависимость коэффициентов нефтенасыщенности коллекторов и продуктивности скважин от расстояния до тектонических разломов позволяет заключить, что формирование залежей определяет вторичная емкость коллекторов, то есть трещины и капиллярные каналы, соизмеримые с порами, имеющие тектоническое происхождение.

Наличие двух сред (трещинной и поровой) предопределяет их учет в процессе проектирования и разработки месторождений. Рассмотрим этот аспект на основе анализа динамики показателей разработки пласта БС₁₀¹ Ново-Пурпейского месторождения.

Месторождение находится в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, открыто поисковым бурением в 1983 году, а в 1985 году введено в разработку.

Геологический разрез месторождения представлен мощной толщей осадочных пород мезозойской и кайнозойской систем, залегающих на доюрском основании. Максимальная вскрытая толщина разреза в скважине 11Р Восточно-Янгтинской площади составила 3320 м. Порода доюрского фундамента скважинами не вскрыты.

В тектоническом отношении месторождение находится в пределах Варьеганско-Пурпейской зоны линейных структур и приурочено к Восточно-Янгтинскому малому валу, который осложняют локальные поднятия III порядка – Ново-Пурпейское и Восточно-Янгтинское.

Промышленная нефтегазоносность установлена в терригенных отложениях нижнего мела: пласты БС₀, БС₁, БС₄, БС₆, БС₇, БС₈ усть-балыкской свиты, БС₁₀¹, БС₁₀², БС₁₁¹, БС₁₁², БС₁₂, БС₁₂¹, Ач₁₆₋₁₈ и Ач₁₉₋₂₀ – сортымской свиты и Ю₁⁰ – васюганской свиты верхней юры. Основными объектами разработки являются пласты группы БС, которые эксплуатируются с 1985 г. По геологическому строению они выдержаны по мощности в пределах месторождения и представляют собой коллектор с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Залежи структурные, водоплавающие; нефтенасыщенные толщины до 15 м.

Комплексными исследованиями (по промысловым данным, динамике показателей разработки) установлено, что продуктивные отложения месторождений Западной Сибири характеризуются двойной проницаемостью, то есть флюиды содержатся в трещинах и капиллярных каналах, соизмеримых с пораами, между которыми происходят обменные процессы. Наличие УВ в трещинах и порах обуславливает развитие трещинных (Т), порово-трещинных (ПТ), трещинно-поровых (ТП) и поровых (П) коллекторов [2].

Поскольку вскрытие продуктивных пластов во всех отложениях осуществляется с репрессиями, то происходит кольматация трещин. В процессе освоения скважин наблюдается очистка трещинной емкости и поэтому в зависимости от качества бурения на начальном этапе разработки уровень добычи может соответствовать дренированию порово-трещинного (ПТ), трещинно-порового (ТП) или даже порового (П) коллектора. Механизм восстановления сниженной проницаемости по данным геологической службы ООО «Сургутнефтегаз» занимает от нескольких месяцев до двух лет [3].

При разработке пласта БС₁₀¹ в начале эксплуатации (начало координат – точки 1,1 на рис. 1) уровень добычи соответствовал дренированию трещинно-порового (ТП) коллектора, а с 1986 г., как порово-трещинного (ПТ).

После полной очистки трещинной емкости (точки 2,2') выработка запасов производится из однородно-трещинного (Т) коллектора (рис. 1 а, б). Поскольку закачка воды производится в высокопроницаемый коллектор, то через три года (1988 г.) после внедрения заводнения достигнут максимальный уровень годовой добычи. Этот период (1987–89 гг.) характеризуется высоким ростом обводненности: до 10–16% в год. Вследствие этого в течение 1990–2000 гг. осуществляется вывод обводнившихся скважин из эксплуатации. Увеличение объемов закачиваемой воды почти в 4 раза (в 1990–1992 гг.) лишь ускорило выработку однородно-трещинных коллекторов (участки 2–3, 2'-3').

Снижение уровня добычи после 1990 г. свидетельствует, что закачиваемая вода не оказывает воздействия на участки с худшими по фильтрационно-емкостным свойствам коллекторами (ПТ, ТП, П). Увеличение фонда добывающих скважин в 2000–2001 гг. также не оказало существенного влияния на увеличение добычи нефти, и с 1996 г. темп отбора стабилизировался на низком уровне, что указывает на выработку поровых (П) коллекторов.

Изложенное позволяет заключить, что на месторождении осуществляется раздельная выработка запасов: в начальный короткий период из трещинной емкости, а после её

обводнения отбор производится на участках с более худшими коллекторами. Так как коллекторы Т, ПТ, ПП по ФЭС относятся к группе трещинных [3], то, следовательно, основные извлекаемые запасы сосредоточены в трещинной емкости $\Sigma Q_n T$ (рис. 1, б). Как и по другим месторождениям Западной Сибири [2, 3], темп отбора $Q_n ПТ$, обеспечивающий одновременную выработку трещин и пор, примерно в два раза меньше $Q_n T$, то есть $Q_n T \approx 2Q_n ПТ$ и составляет около 2% от балансовых запасов. Как показывает практика при одновременной выработке трещин и пор снижается обводненность и объем непроизводительных закачек воды [3].

Выявленные закономерности подтверждает анализ эффективности заводнения (рис. 1, в, г, д). Согласно рис. 1, в, с начала разработки производится поршневое вытеснение нефти водой, что характеризуется прямолинейной зависимостью. С 1988 г. закачиваемая вода полностью контролирует коллектор Т, и в 1990 г. завершилась его выработка, а в последующем, несмотря на увеличение объемов закачек, добыча продолжает снижаться. Как и по рис. 1, а, на рис. 1, в отмечается закономерность $Q_n T \approx 2Q_n ПТ$.

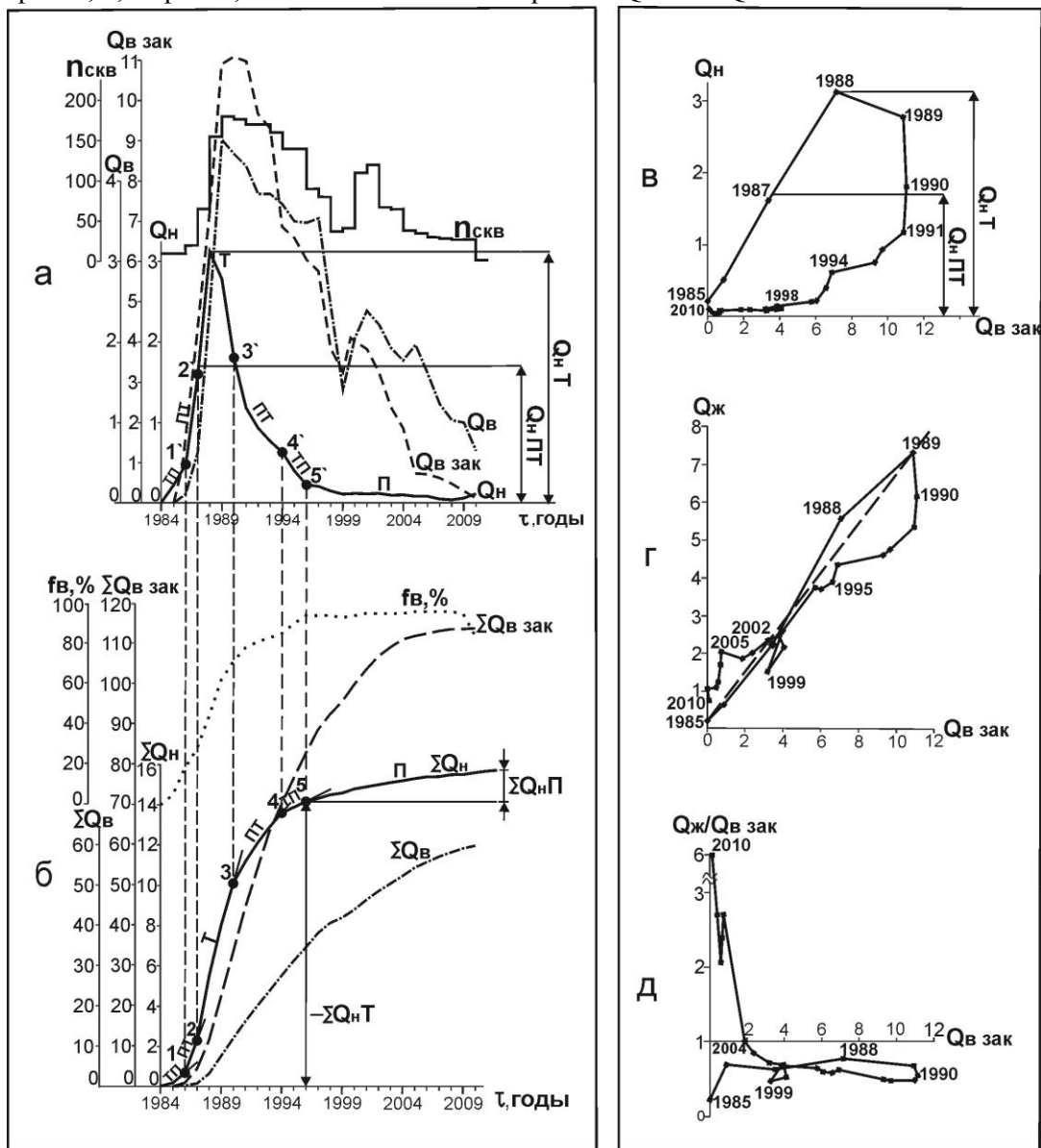


Рис. 1. Анализ показателей разработки залежи БС₁₀¹ Ново-Пурнейского месторождения: динамика а) – средних и б) – суммарных по годам показателей разработки; оценка эффективности заводнения по зависимостям: в) – $Q_n = f(Q_v^{zak})$; г) – $Q_{ж} = f(Q_v^{zak})$; д) – $Q_{ж}/Q_v^{zak} = f(Q_v^{zak})$

По прямолинейной зависимости $Q_{ж}=f(Q_{в}^{зак})$ можно констатировать, что закачиваемая вода все годы разработки поступает только в высокопроницаемый коллектор Т и не воздействует на участки с худшими по ФЕС коллекторами. Это обуславливает непроизводительные закачки воды и снижает эффективность разработки. Следовательно, необходимо менять систему заводнения. Исходя из этого, отдельная выработка приводит к формированию трудноизвлекаемых запасов.

Неэффективность системы заводнения подтверждает рис. 1, д, согласно которому $Q_{ж}/Q_{в}^{зак} < 1$ и можно предположить, что часть закачиваемой воды не выполняет полезную работу и уходит в законтурную зону или происходят перетоки в другие пласты. С 2004 г. уменьшение объема закачиваемой воды способствует подтоку нефти из поровой емкости, в которой пластовое давление снизилось меньше и возник перепад давления между двумя средами, то есть нефть поступает из пор в обводненные трещины.

Выводы:

Продуктивный пласт БС₁₀¹ содержит УВ в трещинах и порах, что обуславливает развитие трещинных, порово-трещинных, трещинно-поровых и поровых коллекторов. Основные извлекаемые запасы сосредоточены в трещинной емкости.

Неучет ФЕС коллекторов и внедрение системы заводнения приводит к первоначальной выработке и обводнению трещинной емкости, что способствует формированию трудноизвлекаемых запасов на участках с поровыми коллекторами. Подобная практика характеризуется ростом непроизводительных закачек воды и низкой эффективностью разработки.

Темп отборов соответствующий одновременной выработке трещин и пор (около 2% балансовых запасов) обеспечивает снижение обводненности, уменьшение непроизводительных затрат и объемов трудноизвлекаемых запасов.

Литература

1. Попов И.П., Запывалов Н.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2003. – С. 64.
2. Попов И.П. Об универсальности модели залежей углеводородов и повышении эффективности их разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., 1993. – №11–12. – С. 35 – 39.
3. Попов И.П. Обоснование проектных показателей при разработке нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., 1995. – №5. – С. 35 – 40.

ИССЛЕДОВАНИЯ МОРСКИХ ГЛУБИН НА КОРАБЛЕ «ГЛОМАР ЧЕЛЛЕНДЖЕР» Е.Ю. Каминский

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время мы являемся свидетелями создания нового крупного научного направления – геологии дна океанов и морей. В комплексе методов, с помощью которых исследуется океаническое дно, существенное значение приобретает бурение скважин. Благодаря им, мы получаем прямую информацию о составе пород, их возрасте и происхождении. Буровые работы под водой могут быть подразделены на две основные группы: бурение на шельфах и в глубоководных частях океанов. Как в отношении решаемых задач, так и в отношении исследования геологического разреза пород, бурение на шельфах мало чем отличается от буровых работ на суше.

Скважины на шельфах проводятся в основном в целях поисков и разведки месторождений нефти и газа. Поэтому методика отбора керн и комплекс геофизических скважинных измерений близки к таковым, разработанным для исследования разреза нефтегазоносных осадочных пород на материках. Перед глубоководным бурением в океанах

поставлены в основном научные задачи. Геологические разрезы океанического дна и шельфов различны. Иные и технические условия проходки скважин под многокилометровой толщей воды. Все это выделяет глубоководное бурение в особый тип исследования недр, сближая его во многих отношениях со сверхглубоким бурением на континентах. Ещё в 1966 г. в США было построено специальное буровое судно, названное «Гломар Челленджер» (рис.) в честь знаменитого предшественника, положившего начало научным изысканиям в океане, с которого в течение почти 15 лет проводилось бурение океанского дна.

Исследования были международными, в них принимали участие учёные разных стран. Это очень сложно. Бурению мешают и 4–5-километровая толща воды, океанские течения и ветры. Учёные создали особые приборы, работающие от спутниковой системы и автоматически включающие двигатели судна, если его начинает сносить в сторону.



Рис.1 Научно-исследовательский корабль «Гломар Челленджер»

На дно опускается тяжёлая воронка, под собственной тяжестью погружающаяся в рыхлые осадки на дне океана. По краям воронки располагаются специальные приборы, которые управляют спускающейся с корабля буровой колонной, заставляя её попадать прямо в центр воронки. После этого начинается бурение. Самые глубокие скважины проникли в океанское дно на 2 км. Из них извлекают образцы горных пород, которые дают ценные сведения о том, как устроено дно океана, каковы возраст и состав пород, слагающих океаническую кору.

В марте 1968 г. в США было спущено на воду буровое судно «Гломар Челленджер». Первая точка для глубоководного бурения была выбрана в Мексиканском заливе, во впадине Сигсби, где геофизики установили присутствие на дне крупных куполов, как предполагалось, образованных соляными диапирами [1]. Бурение, проводившееся у подножия подводного уступа Сигсби, оправдало надежды специалистов и дало блестящие результаты. Буровая колонна проникла на глубину 770 м, что позволило отобрать керн осадков и пород в той части морского дна, которая дотоле оставалась «белым пятном» (впрочем, как и почти весь океан) на геологической карте.

В том же году в процессе бурения второй скважины в Мексиканском заливе при толщине слоя воды более 3500 м на глубине 140 м от поверхности дна были обнаружены пропитанные нефтью и газом образцы осадочных пород крупного соляного купола, перекрытого донными осадками. Так было опровергнуто мнение о том, что нефть и газ содержатся только в осадочных толщах материковой коры.

В первых же рейсах судна «Гломар Челленджер» предпочитали разбуривать те участки океанского дна, где мощность осадочного чехла относительно невелика, – районы срединно-океанических хребтов и прилегающие к ним части абиссальных котловин. К концу

1971 г. было пробурено около 200 скважин в различных районах Мирового океана. Главным результатом этой гигантской работы было подтверждение основных мобилистских идей. Надо отметить, что очень скоро проект глубоководного бурения приобрел международный статус. В соответствии с межправительственным соглашением и другими документами, регулировавшими научный обмен между СССР и США, во многих рейсах «Гломар Челленджера» участвовали советские ученые – морские геологи, геохимики, океанологи, литологи и другие специалисты, в том числе такие известные исследователи, как А.П. Лисицын, П.П. Тимофеев, В.А. Крашенинников, И.О. Мурдмаа, Ю.А. Богданов и др.

Во всех океанах (кроме Северного Ледовитого, где бурение не ставилось) обнаружены большие пространства, которые сравнительно недавно (50-100 млн. лет назад) представляли сушу или мелкое море, а затем опустились на глубину 3-6 км.

От рейса к рейсу программа бурения становится все более сложной. Если в первые годы работы «Гломар Челленджер» вскрывал в основном верхний осадочный слой, то уже с 37-го рейса (май–июнь 1974 г.) главным объектом бурения становится фундамент этих осадков – второй слой океанической коры. Растет и глубина скважин. В слабоуплотненных осадках она достигает уже 2 км, а по более плотным вулканическим породам пройдено около 550 м (53-й рейс).

Но что еще важнее, с каждым рейсом совершенствуется обработка kernового материала и исследования ствола пробуренной в океане скважины. Научно-исследовательская служба на этом судне организована таким образом, что в течение рейса (его обычная длительность – 51 день) производится не только бурение одной или нескольких скважин, но и первичная обработка результатов бурения.

По окончании рейса публикуются краткие предварительные сообщения, а затем выходит из печати так называемый «зеленый» том, где изложены результаты пока еще неокончательной обработки данных. По каждому рейсу «Гломар Челленджера» публикуется и объемистый «синий» том, который является уже окончательным.

Программа исследований с помощью «Гломар Челленджера» строится следующим образом. Корабль совершает путь из одного района океана в другой, заходя через равные промежутки времени в порты для частичной смены экипажа и других целей. Время между заходами – это срок, за который судно успевает пройти расстояние от порта до места бурения, пробурить одну или несколько скважин и достигнуть очередного порта.

Обычно бурение скважины ведется следующим образом. Точка бурения выбрана заранее, часто этому предшествуют специальные полигонные геофизические исследования. Подойдя к точке бурения, «Гломар Челленджер» выбрасывает стальной конус диаметром 5 м с отверстием для буровой трубы. Ниже конуса в рыхлые осадки на глубину около 30 м идут обсадные трубы. Бросив конус, корабль движется далее. Перед бурением он отрабатывает еще один, теперь уже последний сейсмический профиль через будущую скважину.

Отойдя на несколько километров от будущей буровой, корабль возвращается к месту бурения и по акустическим сигналам, посылаемым с опущенного на дно конуса, находит его. Встав над лежащим на дне конусом, приступают к спуску в него бурильных труб. Когда колонна труб опущена почти до дна, сквозь нее пропускается миниатюрный радар, который на несколько сантиметров выступает из коронки и, вращаясь, «ищет» конус над устьем будущей скважины. Корабль осторожно маневрирует, и, когда бурильная колонна оказывается над конусом, подается команда на ее спуск точно в скважину.

Скважина бурится вращением всей бурильной колонны станком, расположенным на судне. Морская качка не мешает бурению; корабль может подниматься и опускаться на волнах относительно бурильной колонны. Последняя наращивается путем автоматического (без закручивания) сцепления труб, и потому спускоподъемные операции занимают немного времени (за несколько часов опускается колонна труб на глубину 4-5 км). Специальные устройства удерживают «Гломар Челленджер» точно над устьем скважины. Когда буровое долото углубится на 9 м, пластмассовый керноприемник вместе с керном поднимается на корабль тросом при помощи небольшой лебедки и новая пластмассовая труба опускается в

колонку тем же устройством. Начиная с 1968 г. до 1974 г. было пробурено 320 скважин. Получены полные разрезы морских осадков кайнозоя и мела, а в некоторых скважинах – также верхней юры, что позволило существенно уточнить строение осадочного слоя океанической земной коры и геологическую историю океанов.

Научная кооперация на борту «Гломар Челленджер» и в послерейсовые периоды обработки полученных материалов принесла важные научные плоды. Уровень лабораторного исследования и интерпретация материалов оставались неизменно высокими многие годы, а их результаты публиковались уже через год после завершения очередного рейса. Голубовато-зеленые тома, издававшиеся по этим рейсам, стали одним из наиболее читаемых изданий. По своим масштабам программа глубоководного бурения может сравниться разве только с программой освоения космоса.

Литература

1. «Гломар Челленджер» и глубоководное бурение. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.seapeace.ru/oceanology/science/712.html>

ОСОБЕННОСТИ ПРИБРЕЖНО-МОРСКОГО ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ПЛАСТА Ю₁⁴ ГЕРАСИМОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.Т. Караев

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Отложения пласта Ю₁⁴ формировались на фоне отступающего в северо-западном направлении морского бассейна и связаны с поднятием территории и постепенным выходом ее на поверхность. Нижняя граница циклита с подстилающими морскими отложениями нижневасюганской подсвиты постепенная, замещение отложений происходит часто без отчетливых контактов.

На территории исследования (рис.) формирование отложений связывается с фациями средне-крупнозернистых песчаных и алевритовых осадков регрессивных барьерных островов (БР), мелко- и среднезернистых песчаников с прослоями алевролитов промоин разрывных течений (ПТ) и алевритоглинистых осадков зоны активной волновой деятельности (МВ). Седиментация песчаного материала связана с возвышенными участками неглубокого морского дна.

Глинистый материал накапливался во впадинах и котловинах. Сформированные песчаные поля имеют замкнутое площадное распространение, неправильно-вытянутую в субмеридиональном направлении форму, повторяя контуры поднятий и их простираание. При этом, чем отчетливее морфологическая выдержанность структуры, тем сильнее тектонический контроль над распределением терригенного материала.

Наиболее крупнозернистые пески с хорошей отсортированностью материала и более мощные песчаные тела (до 16,4 м в скв. № 8) пространственно тяготеют к центральным и прилегающим к ним склоновым частям поднятий, расположенным на более гипсометрически высоких участках структур.

Отложения фации барьерных островов (БР) получили широкое распространение на изучаемой площади. Тела барового типа протягиваются полосой с северо-востока на юг территории и приурочены к центральным частям локальных поднятий. Внутреннее строение баров характеризуется неоднородностью: центральные части баров заметно отличаются от склоновых и подошвенных, как по структурно-текстурным особенностям, так и по строению барового тела.

Это позволило выделить в составе баровых отложений три литогенетических типа: 1) – песчаники крупно-среднезернистые и среднезернистые центральных частей баров и барьерных островов (тип БР-1); 2) – песчаники средне-мелкозернистые с прослоями

алевролитов склоновых участков баров и барьерных островов (тип БР-2); 3) – мелкозернистые песчаники и алевролиты подножий регрессивных баров и барьерных островов (тип БР-3).

Центральные части барьерных островов (БР-1) отличаются наиболее динамичным режимом осадкообразования и получили ограниченное распространение на территории. Они представлены литологически выдержанными песчаными разрезами (скв. № 4, 8, 113, 17, 5), имеющими повышенные мощности (10,2-16,4 м) и сложенными относительно однородными песчаниками с крупно-среднезернистым составом и хорошей и очень хорошей отсортированностью зерен. Коэффициент песчаности высокий и составляет 74-94 %. Слоистость пород волнистая, косая разнонаправленная, косая перекрестная, волнисто-линзовидная, линзовидная. Иногда отмечаются: перемыв и переотложение осадков, выраженные в смятии и оползании слоев; нарушение слоистости следами жизнедеятельности морских донных животных, встречаются их ходы и норки.

Выделенные по методике В.С. Муромцева [1], седиментологическая и электрометрическая модели отличаются следующими особенностями.

Седиментологическая модель фации БР-1 характеризуется постепенным нарастанием активности среды седиментации от IV-III до II-I гидродинамических уровней, далее ее стабилизацией, а затем, при выходе бара на поверхность, постепенным снижением динамики. Электрометрическая модель представляет собой сложную аномалию, состоящую из двух геометрических фигур: треугольника и расположенного над ним четырехугольника. Аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений кривой ПС. Значения α_{nc} составляют 0,7–1.

Склоновые участки баров и барьерных островов сложены более мелкозернистыми разностями песчаников. Песчаники средне-мелкозернистые с прослоями алевролитов фации БР-2 обрамляют область распространения отложений центральных частей вдольбереговых регрессивных баров. Они развиты на значительной части месторождения и отмечены в разрезах скважин №№ 15, 1 (В-Гер), 2 (В-Гер) на востоке и в скв. №№ 11 и 2 на юге площади. Разрез представлен в нижней части чередованием мелкозернистых песчаников и алевролитов, в средней части преобладают мелко- и среднезернистые песчаники, а в кровельной части отмечается переслаивание алевролитов и глинистых пород. Мощность отложений сокращается до 11 м, песчаность разрезов также уменьшается (K_n составляет от 18 до 54 %). Слоистость горизонтальная, однонаправленная косая, волнистая и линзовидная. В керне отмечаются конгломератовидные текстуры, смятие и оползание слоев, в глинистых прослоях – ходы и норки мелких и крупных илоядных животных. Растительные остатки редки, встречаются в виде тонкого детрита, иногда присутствуют крупные органические остатки плохой сохранности. Аутигенные минералы представлены сидеритом и пиритом.

Седиментологическая модель этой фации соответствует переменному режиму среды осадконакопления. Вначале формирование отложений происходило в относительно спокойных условиях (IV-V режим), затем в активной и средней активности среде (II-III режим), завершается осадконакопление при низком (IV) гидродинамических режимах.

Электрометрическая модель представляет собой зубчатую наклонную линию в подошвенной части пласта и аномалию в виде остроугольного треугольника, расположенную в зоне отрицательных отклонений кривой ПС.

Значения α_{nc} варьируют от 0,6 до 0,92. Увеличение размерности обломочного материала и уменьшение глинистости вверх по разрезу песчаного тела, обусловленное динамическими условиями накопления баровых отложений в регрессирующем морском бассейне, находит отражение на электрометрических кривых. По сравнению с разрезами литотипа БР-1, отложения склонов регрессивных баров характеризуются снижением как общей мощности, мощности песчаников, и одновременным уменьшением песчаности.

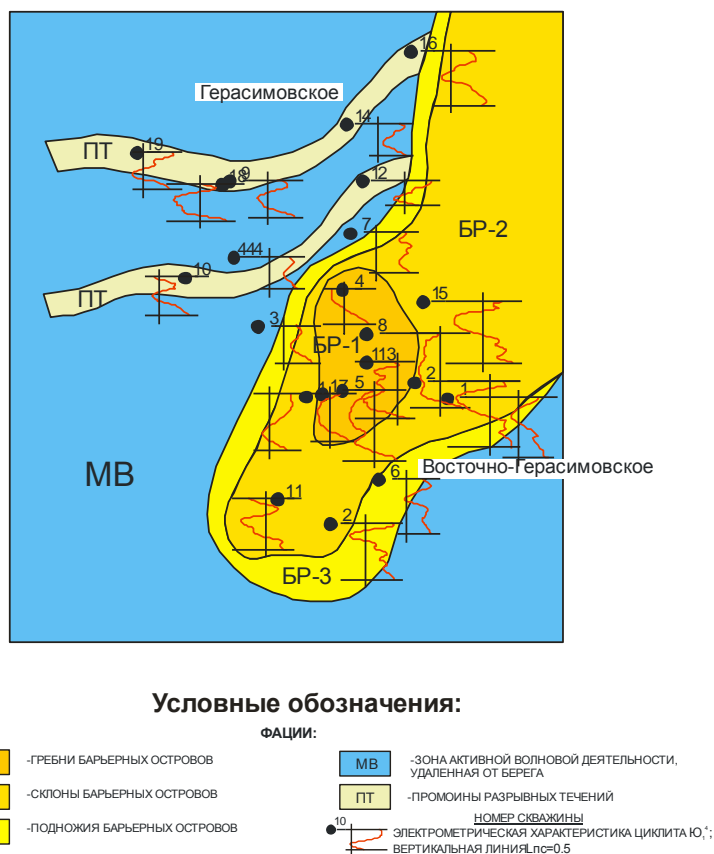


Рис.1 Литолого-фациальная карта пласта Ю₁⁴ Герасимовского месторождения

Погруженные части баров (БР-3) сложены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами с разной сортировкой материала. Сортировка материала здесь может быть хорошей, но обусловлена она сокращением содержания крупных фракций и преимущественным развитием осадков с мелкозернистым гранулометрическим спектром. Исходя из последовательности замещения пород, вслед за отложениями склоновых частей должны следовать отложения подножий барьерных островов. Отложения фации БР-3 вскрыты лишь скв. № 6 на юго-востоке территории, поэтому граница распространения мелкозернистых песчаников и алевролитов подножий регрессивных баров проведена условно. Разрез представлен: в нижней части – алевролитами, в средней части – мелко-среднезернистыми песчаниками и глинами в его верхней части. В породах наблюдается линзовидная слоистость и растительный детрит.

Динамика среды седиментации отличается сильной изменчивостью: гидродинамический режим меняется от низкого (IV) до среднего (III), а затем снижается до очень низкого (V) гидродинамического уровня в конце седиментации. Электрометрическая модель представляет собой в нижней части изрезанную кривую расположенную в зоне слабых отклонений кривой ПС ($\alpha_{пс} = 0,22$). В средней части – характеризуется резким отрицательным отклонением ($\alpha_{пс} = 0,58$), а в кровельной – вновь отмечается появление положительной аномалии со значениями $\alpha_{пс} = 0,17$.

По сравнению с отложениями фаций БР-1 и БР-2, в разрезах отложений БР-3 отмечается сокращение мощности циклита и песчаного тела, а также уменьшение песчаности.

Отложения фации промоин разрывных течений (ПТ) образуют линейно-вытянутые изгибающиеся, протягивающиеся на значительные расстояния песчаные тела. Формировались они в узких промоинах в условиях однонаправленного потока. Отложения фации ПТ расположены в форме двух узких полос в северо-западной части месторождения.

Разрезы, вскрытые скважинами №№ 19, 18, 9, 14, 16, 10 и 12 сложены осадками мощностью 7–8 м и представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками с прослоями алевролитов. Коэффициент песчаности составляет 15–30 %. Слоистость пород косая однонаправленная, линзовидная, иногда горизонтальная. В основании разреза наблюдаются следы размыва.

В отложениях встречены растительный детрит и растительные обугленные остатки. Аутигенные минералы представлены сидеритом.

Седиментологическая модель фации подводных течений характеризуется преобладанием высокого (II) и среднего (III) динамических уровней.

Электрометрическая модель представляет собой аномалию в виде вытянутого прямоугольника, осложненного одним или несколькими небольшими зубцами. Аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений ПС ($\alpha_{\text{пс}} = 0,6-0,9$).

Фация зоны активной волновой деятельности (МВ) широко развита на площади. Область распространения пород этой фации приурочена преимущественно к западной и юго-восточной части территории. Отложения представлены глинисто-алевритовым переслаиванием, нарушенными волнениями и следами жизнедеятельности донных организмов. Разрезы вскрыты скважинами №№ 444, 7 и 3. Они имеют невысокую мощность и характеризуются отсутствием песчаности. Текстура пород слоистая. Слоистость обычно мелкая, от волнистой с элементами размыва до пологоволнистой и горизонтальной. Она нарушена ходами, норками и другими следами жизнедеятельности морского бентоса, а также текстурами взмучивания осадка. Характерны также тонко рябчатые текстуры, обусловленные очень тонким прерывисто-волнистым чередованием глинистого и алевритового материала. Флористические остатки присутствуют в виде послойно распределенного тонкого и мелкого детрита, подчеркивающего слоистость. В породах отмечены тонко рассеянные карбонаты (кальцит, сидерит), в тех или иных количествах встречается пирит.

Седиментологическая модель отражает переменный характер среды осадконакопления. Режим гидродинамики в зоне МВ менялся от очень низкого (V) до низкого (IV) и среднего (III).

Электрометрическая модель представляет собой сложную дифференцированную аномалию в виде одного или двух треугольников со значением $\alpha_{\text{пс}}$, меняющимся от 0,4 до 0,1.

Таким образом, накопление отложений пласта Ю₁⁴ происходило в условиях регрессирующего морского бассейна, что сказалось на характере осадков, их структурно-текстурных особенностях. На характер распределения по площади осадков различного состава оказывал влияние рельеф дна бассейна седиментации.

Литература

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л: Недра, 1984. – 260 с.

РОЛЬ ВОДЫ В ФОРМИРОВАНИИ ОСИНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО ГОРИЗОНТА УСОЛЬСКОЙ СВИТЫ

А.А. Карих, Т.И. Исламов

Научный руководитель доцент Н.М. Недолишко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучались отложения осинского горизонта усольской свиты подсолевого венд-нижнекембрийского структурно-литологического комплекса, вскрытого бурением на Верхнечонском месторождении, административно расположенном в Катангском районе Иркутской области (рис. 1).



Рис. Географическое положение Верхнечонского месторождения

Территория месторождения находится в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к северо-западному склону Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. В настоящее время исследования осинского горизонта достаточно актуальны в связи с тем, что горизонт является основным нефтегазопроисходящим объектом территории месторождения.

Осинский горизонт представляет собой пласт карбонатных пород мощностью 39,5–60 м, который залегает в приподошвенной части усольской свиты.

В нижней части осинского горизонта переслаиваются водорослевые доломиты и гипс-ангидрит-соленосные породы. Водорослевые доломиты часто имеют послойные трещины уплотнения и микростилолиты, местами отмечаются брекчиевидные и трещиноватые участки с трещинами усыхания и текстурами растворения. Гипс-ангидрит-соленосные породы представлены линзами и прослоями (толщиной до 0,32 м). Породы переслаиваются с доломитами, часто образуя послойно-уплощенные участки. Гипс и соль заполняют трещины, распространены в виде линз, послойных скоплений и примесей.

В верхней части горизонт представлен переслаиванием хемогенных (мелко- и тонкокристаллических), биогенно-хемогенных, биогенных (водорослевых и строматолитовых) и обломочных доломитов, участками известковистыми и слабглинистыми. В этой части разреза породы массивные и тонкослоистые, слоистость толщиной в несколько миллиметров, либо до 1–4 см может быть сплошной или прерывистой, и чаще всего представлена волнистыми, линзовидно-волнистыми и реже более пологими и горизонтальными типами слоев.

В породах содержатся включения и линзы соли и сульфатов. В некоторых прослоях имеются трещины усыхания и следы растворения.

Формирование отложений усольской свиты осуществлялось в несколько стадий. При седиментогенезе доломит, соль и сульфаты накапливались в солоновато-водной и сильносоленой водной среде, при этом вода была высокоминерализованной магниевой, сульфатной и хлоридной. В этих условиях образовывались и коллоидно-зернистые илы смешанного состава, которые переслаиваются с однородными осадками солей и сульфатов.

Накопление осадков происходило в обширном эпиконтинентальном бассейне с глубиной, изменяющейся от первых до десятков метров. В венд-раннекембрийское время с северо-востока на территорию Сибири подступали морские воды, а в юго-западном направлении происходило постепенное их осолонение.

Стадия диагенеза характеризовалась синтезом минералов, которые присутствовали в насыщенных растворах.

Происходило перераспределение вещества и обособление минеральных зерен из минеральных фаз, образовывались корочки, прослои, линзы, крустификационные элементы и т.д. На этой стадии при повышенной солености бассейна и повышенном содержании углекислого газа в щелочной среде протекала доломитизация известково-доломитовых илов. Результатом этого процесса стало замещение молекул кальцита на молекулы доломита и образование доломитов с разной степенью известковистости.

Процессы минералообразования и перекристаллизации продолжились на стадии катагенеза, при этом температура и давление повышались, возрастало действие циркулирующих пластовых вод хлоридного состава. При доломитизации осуществлялось растворение кальцита и замещение его доломитом. Насыщенные минералами растворы по трещинам и порам просачивались в породы и вызывали в них неравномерное распределение новых образований доломита в виде мелко- и среднезернистых скоплений, пятен и друз. В меньших количествах из растворов осаждались ангидрит и галит. Вторичные минералы заполняли пустоты последовательно, в зависимости от степени их растворимости. Сначала пустоты заполнялись доломитом, затем ангидритом и на заключительных этапах – галитом.

Согласно уже существующим палеогеографическим реконструкциям, Сибирский континент, частью которого являлся современный Непский свод, в венд-раннекембрийское время находился в экваториальных широтах. На юге территории была неширокая континентальная полоса, другая часть континента была окружена водами трех океанов – Палеоазиатского, Пангаласса, Плейоник [1].

Большинство исследователей выделяют основные особенности формирования бассейна, в котором образовался осинский горизонт:

в конце докембрийской эпохи происходило обширное опускание Сибирской платформы, которое способствовало максимальной трансгрессии;

в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы находилась морская зона повышенной солености;

в этот период времени происходил новый этап рифообразования в истории планеты, цианобактерии постепенно заменялись водорослями, также появились новые организмы животного происхождения (археоциаты), которые тоже участвовали в рифостроении.

В различных участках морского бассейна формировались отложения разных генетических групп. Им свойственны различные типы пустотно-порового пространства. В хемогенной генетической группе пород выделяются четыре типа: *доломитизированные сульфаты изолированных водоемов (СДИ)*, *доломиты с включениями сульфатов и соли изолированных водоемов (ДСИ)*, *доломиты известковистые изолированных водоемов (ДИИ)* и *доломиты сульфатизированные зоны осушки (ДСО)*.

Первый тип включает породы плотные и не пористые. Во втором типе (ДСИ) отражаются различные типы пористости, здесь наблюдаются мелкие (0,01–0,05 мм) поры, образованные при растворении соли, также встречаются пустоты, образованные крупными округлыми и мелкими кавернами, а некоторые доломиты характеризуются отсутствием пористости. Основной пористостью матрицы в породах типа ДИИ является межкристаллическая пористость с размером пор от 0,01 до 0,05 мм, редко при слиянии пор до 0,5 мм.

Морфология пор определяется формой кристаллов – в основном ромбоэдрической и округло-овальной, вследствие чего форма их в большинстве случаев треугольная, прямоугольная, ромбовидная, неправильно-угловатая. Пустотное пространство пород типа ДСО связано с трещинами усыхания, вдоль которых отмечается наличие щелевидных пустот [2].

К биогенной генетической группе относятся: *доломиты комковатые прибрежной полосы моря (ДКП)*, *доломиты водорослевые прибрежной полосы моря (ДВП)* и *доломиты строматолитовые прибрежной полосы моря (ДСП)*.

В первом типе доломитов пустотное пространство преимущественно выполнено остаточными межформенными и межкристаллическими порами, также кавернами, развитыми по ним. Поры частично заполнены доломитом и залечены сульфатами, стенки их

зачастую инкрустированы ромбоэдрическими кристаллами. Водорослевые доломиты прибрежной полосы моря (ДВП) имеют остатки водорослей, которые послойно распределены в породах. Поровое пространство выполнено межформенными и внутрiformенными порами и кавернами (размером 0,01-0,03 мм), форма пор неправильная, округлая, сложная и изогнутая. Доломиты строматолитовые прибрежной полосы моря (ДСП) являются плотными и кавернозными породами, каверны развиты по внутрiformенным и межформенным порам и частично заполнены сульфатами.

К обломочной генетической группе относятся *доломиты обломочные сульфатизированные приливной зоны (ДОП)*, которые сложены окатанными и неокатанными обломками доломитового состава различного размера. Пористость в породах этого типа отсутствует, так как пространство между крупными обломками заполнено мелким обломочным материалом и тонкоперетертым доломит-глинистым веществом.

В осинском горизонте преимущественное распространение имеют породы типов ДСИ, ДСО и ДИИ, реже породы типа ДКП. На ранних стадиях формирования осадочного бассейна литогенетические типы развивались в среде, которая слабо изменялась, о чем свидетельствуют тонкие типы слоистости и глинистая примесь. На завершающей стадии происходило возрастание динамики среды осадконакопления.

Сочетание биогенного материала, который представлен водорослями и комковато-сгустковатыми доломитами, и хемогенного (сульфаты и каменная соль) свидетельствует о том, что условия формирования бассейна характеризовались высокой степенью испарения, иногда сопровождались осушением водоемов и выходом осадков на поверхность. Осаждение материала происходило в условиях аридного климата, в изолированных, слабо сообщающихся морских водоемах – лагунах.

Выводы: В формировании осинского нефтегазоносного горизонта вода играет существенную роль.

горизонт образовался в морском бассейне;

аридный климат, повышение испаряемости и специфика водной среды способствовали развитию организмов (строматолитов), которые впоследствии послужили образованию биогенных коллекторов;

вода способствовала перераспределению минералов, их химической активности, благодаря этому было сформировано пустотно-поровое пространство.

Литература

1. Мальков И.П., Условия формирования осинского горизонта центральной и восточной частей Непского свода./ Геофизические исследования, 2014. – Т.15 – №1 – С. 66 – 77.
2. Недоливно Н.М., Генетические признаки и условия образования отложений усольской свиты Непско-Ботуобинской антеклизы. – Казань: Изд.-во ООО «Экспозиция Нефть Газ» Республика Татарстан, 2012. – Нефть Газ – № 2 (20). – С. 30 – 33.

РИФЫ И ИХ СВЯЗЬ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

Е.А. Киригло

Научный руководитель доцент О.Е. Кочнева

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
г. Пермь, Россия*

Рифы играют важную роль в образовании подводного ландшафта. Они представляют большой интерес, который направлен в научных и промышленных целях, так как рифы являются показателями тектонических движений, палеогеографической обстановки и нередко вмещают нефть и газ.

Рифы – сооружения из органогенных известняков, расположенные близ уровня моря или на небольших глубинах в прибрежной зоне тропических морей, либо в мелководных теплых морях. Они представляют собой массивные отложения кальцита, накоплению которого способствуют интенсивно откладывающие известь коралловые полипы, фораминиферы, известковые водоросли [1].

Образование рифов связано с интенсивным локальным развитием известь выделяющих растительных и животных организмов, поэтому одной из важнейших причин их возникновения является наличие соответствующих экологических условий, определяющих развитие организмов рифового биоценоза. К ним относятся: наличие питательных веществ, свет, определенные температуры и соленость воды.

Развитие рифов также тесно связано с изменением уровня моря. При трансгрессии моря в связи с резким погружением рифы попадают в неблагоприятные экологические условия и их рост прекращается. В тоже время, в направлении к берегу или отмели, в более мелководных условиях может начаться развитие новых рифов. При регрессии моря, вследствие осушения, обмеления, рифы также выходят из зоны, благоприятной для развития рифостроителей, и их рост прекращается [1].

Рифовые постройки – важный элемент геологических структур и топографии дна океана. В зависимости от положения относительно берега рифовые системы подразделяются на три основных типа: окаймляющие, барьерные и атоллы (рис. 1, 2, 3).

Окаймляющие, или береговые, рифы обычно расположены вдоль недавно обнажившегося (осушенного) или стабильного побережья. Первые месторождения нефти в рифах открыты в районе Голден-Лейн в Мексике (1908 г.), Кэпитен в Пермском бассейне США (1926 г.), Верхне-Чусовских Городках в России (1929 г.).

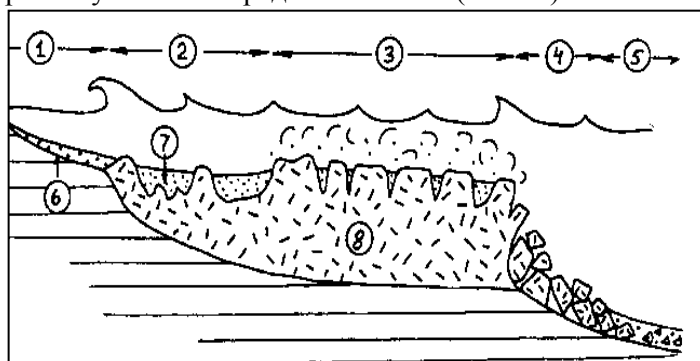


Рис.1 Поперечный разрез окаймляющего кораллового рифа:
1 – побережье, 2 – зарифовое понижение, 3 – поверхность рифа, 4 – рифовая ось, 5 – предрифовая зона, 6 – пляжные пески, 7 – коралловые пески, 8 – коралловый риф

Среди разнообразных полезных ископаемых связанных с рифами, месторождения нефти и газа, без сомнения имеют ведущее экономическое значение.

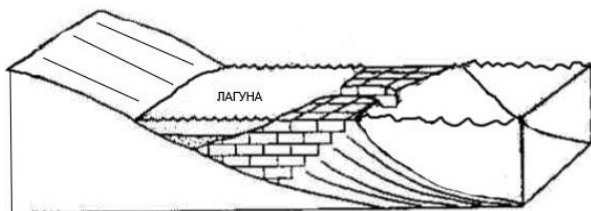


Рис.2 Пример и схема строения барьерного рифа

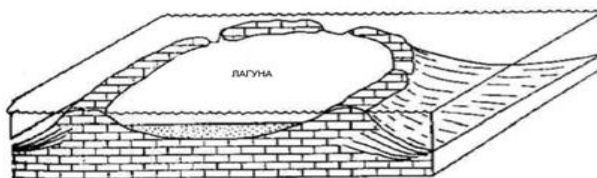


Рис.3 Пример и схема строения атолла

Одной из важных предпосылок высокой нефтенасыщенности рифовых комплексов является близость их к источникам образования углеводородов. Нефтегазообразование происходит непосредственно в рифах за счет собственного органического вещества,

образующегося при захоронении строящих риф и обитающих на нем организмов. Нефтегазосность рифов обусловлена наличием ловушки, надежной глинистой или соленосной покрышки, хороших коллекторов и высокобитуминозных отложений, являющихся источником углеводородов. Рифовые резервуары имеют высокую пористость и проницаемость.

Неоднородное распределение пористых зон может привести к смещению залежи. Нередко углеводороды заполняют не только само рифовое тело, но и непосредственно перекрывающие его отложения, коллекторские свойства которых определяются первичной межгранулярной пористостью и вторичной трещиноватостью.

В России нефтяные и газовые месторождения обнаружены и разрабатываются в Прикаспийской впадине, Предуральском прогибе, Камско-Кинельской системе впадин и Печорской впадине, возможны в Иркутском бассейне.

Массивные залежи, связанные со сводами локальных поднятий, широко известны на месторождениях платформенных впадин, в разрезе которых большое участие принимают мощные толщи карбонатных отложений (известняки, доломиты). Их мощность достигает многих десятков, а иногда и сотен метров. Формирование массивных залежей контролируется формой верхней поверхности, покрывающей залежь. Нефть или газ в массивном резервуаре подстилаются подошвенными водами. Массивные залежи чаще всего встречаются в известняково-доломитовых толщах турнейского, визейского, серпуховского и башкирского ярусов. Нередки залежи данного типа и в карбонатных нижнепермских отложениях.

Залежи нефти, связанные с массивными резервуарами турнейских отложений, известны на многих месторождениях Волго-Уральской нефтегазосной провинции. В качестве примера можно привести нефтяные залежи в карбонатной толще турнейских отложений на Ярино-Каменноложском и Султангуловском месторождениях [2].

Серпуховские и нижнебашкирские отложения на месторождениях Саратовско-Волгоградского Поволжья образуют единый природный резервуар массивного типа, с которым связаны залежи нефти и газа (месторождения Курдюмо-Елшанское, Уришкое, Бахметьевское и др.) [1].

Массивные залежи в нижнепермских отложениях известны на месторождениях Новосибирской и Оренбургской областей. Природные резервуары нижнепермских образований слагаются доломитизированными известняками и охватывают чаще всего сакмарский и артинский ярусы. Примерами массивных залежей может служить газонефтяная залежь Султангуловского месторождения Оренбургской области. В пределах Среднекаспийского бассейна массивные залежи нефти установлены в мощной толще карбонатных пород поздне мелового возраста на месторождениях Карабулак-Ачалуки, Заманкул и Селли [2].

Массивные залежи в вершинах выступов характерны для Предуральской нефтегазосной области Восточно-Русского нефтегазосного бассейна.

Погребенные рифовые массивы образуют здесь цепочку, с которой связана, в частности, Ишимбаевская зона нефтегазонакопления. Эти массивные резервуары слагаются карбонатными породами сакмаро-артинского возраста. Покрышкой для залежей служат гипсы и ангидриты кунгурского яруса. Вершины массивов находятся на незначительных глубинах от 250 до 600 м [3].

Залежи одиночных рифов установлены на Столяровском, Канчуринском и других месторождениях. Столяровский массив имеет форму треугольника и весьма ограниченные размеры.

Залежь нефти приурочена к самой вершине массива и имеет высоту 216 м. На Канчуринском месторождении газовая залежь контролируется вершиной массивного выступа, имеющего форму вытянутого хребта высотой около 670 м [2].

Важным обстоятельством, определяющим нефтегазосность рифогенных комплексов, является наличие над ними, как правило, хороших покрышек. Общая палеогеографическая ситуация рифообразования нередко ведет к тому, что сразу после

формирования этих комплексов или несколько позже, образованный ими рельеф, выравнивается соленосными толщами (кунгур Предуралья и др.) или глинистыми отложениями (малиновский надгоризонт Камско-Кинельской впадины востока Русской платформы, нижнефаменская уметская толща Волгоградского Поволжья и др.) большой мощности, которые и обеспечивают надёжное экранирование образующихся залежей нефти и газа.

Литература

1. Быков В.Н. Нефтегазовое карстование. – Пермь: Изд-во Пермского университета, 2002. – 351 с.
2. Ратнера В.Я., Алексина А.Г. Месторождения нефти и газа нефтеносных бассейнов территорий РСФСР, СССР и Каз. ССР. – Л.: Недра, 1967. – 214 с.
3. Что такое атоллы. [Электронный ресурс]. Режим доступа: namaldivi.ru/info/geography/atolls/atolls.php

ПОДВОДНЫЙ БУРОВОЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ ШЕЛЬФА АРКТИКИ

М.В. Константинов

Научный руководитель доцент В.И. Брылин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Территории арктического шельфа, на которых располагаются месторождения нефти и газа, характеризуются суровыми климатическими условиями, сложной ледовой обстановкой. Отсутствие опыта работы в таких условиях ставит сложную задачу создания совершенно новых технологий для освоения месторождений. В 80-90-х годах на Арктическом шельфе Баренцева и Карского морей были обнаружены большие запасы газа и нефти. Развитие этих месторождений в значительной мере сдерживается суровостью климатических условий Заполярья: значительные глубины залегания ресурсов, немалые глубины шельфовых морей. Но главное – постоянно движущиеся сплошные ледяные поля, мощность которых достигает 2 м при площади, измеряемой многими тысячами квадратных километров. Ни одна, созданная человеком конструкция, не способна противостоять такому натиску природных сил.

Стоимость углеводородного сырья, добываемого в северных морях, более чем в 4 раза превышает стоимость добычи в южных.

Мировой опыт добычи нефти и газа с морского дна достаточно велик, но малоприменим в условиях, готовящихся к освоению газовых месторождений Карского и Баренцева морей, так как основной опыт подобных работ накоплен в теплых морях, где климатические условия мягкие, моря не покрываются льдом, а проносящиеся время от времени ураганы, хотя и представляют серьезную опасность, но заранее прогнозируются, что позволяет принимать меры предосторожности. В связи с этим идея проектирования и строительства подводного бурового комплекса с использованием атомных подводных лодок представляется вполне логичной. Во всяком случае, если исходить из того, что увеличение стоимости углеводородов может продолжаться до бесконечности и в любом случае потребитель оплатит все расходы на добычу и транспортировку ресурсов.

Использование тех наработок, которые существуют у конструкторов атомных подводных лодок, может оказать неоценимую услугу нефтегазовому комплексу. Первым с подобным предложением выступило подразделение ОАО ЦКБ «Лазурит» (Нижний Новгород), занимавшееся шельфовыми разработками.

Учитывая географическое положение Баренцева и Карского морей, представляется очевидным, что промышленное бурение на имеющихся там месторождениях природного газа возможно только с погруженных, лежащих на морском дне подводных платформ. Для обслуживания, как самих платформ, так и всего комплекса судов обеспечения требуется

создание новых технических средств, способных длительное время автономно работать, находясь в подводном положении. Для обеспечения деятельности этих средств необходимо очень большое количество энергии.

Предложенный подводный буровой комплекс состоит из донной опорной плиты и подводного бурового судна (рис. 1, 2). Общие характеристики подводного бурового судна и донной опорной плиты приведены в таблице.

Донная опорная плита устанавливается на морском дне стационарно и на этапе бурения служит опорой для подводного бурового комплекса, а после завершения бурения на ней устанавливается оборудование для промышленной добычи природного газа и его передачи на сушу для дальнейшей транспортировки потребителям.

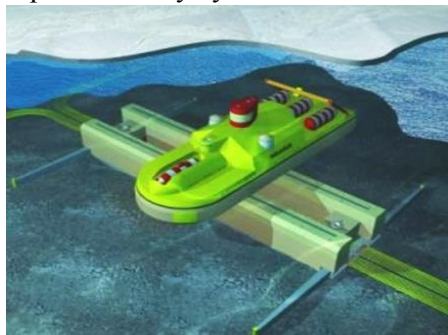


Рис.1 Атомная подводная буровая установка [1]

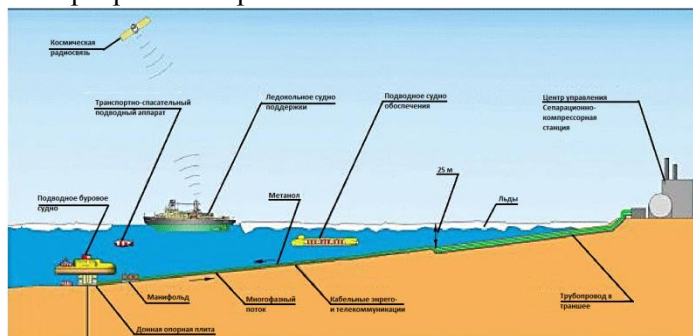


Рис.2 Схема добычи нефти и газа с использованием подводной атомной установки [2]

Подводное буровое судно имеет на борту оборудование для бурения куста из 8 скважин глубиной до 3500 м каждая при глубинах моря от 70 до 400 м. На борту имеется буровая установка и запас расходных материалов достаточных для бурения одной скважины. Для дальнейшего бурения расходные материалы на борт судна предполагается доставлять в контейнерах. На ранних этапах проекта энергоснабжение донной опорной плиты и подводного бурового судна предполагалось осуществлять с берега по электрическому кабелю.

В последних проектных материалах говорится о применении ядерной энергетической установки в качестве основной энергетической установки на всех плавучих объектах (подводных и надводных судах). Донную опорную плиту планируется строить и испытывать в заводских условиях, после чего буксировать в надводном положении к месторождению. Там ее предполагается устанавливать на дно, подсоединять к транспортным трубопроводам и подключать к внешнему энергоснабжению.

Подводное буровое судно должно передвигаться по поверхности плиты как по рельсам от одного устья скважины к другому и производить бурение. Отработанный буровой шлам от всех восьми проектных скважин предполагается хранить в емкостях, расположенных в основании донной опорной плиты. Одна плита используется до полной выработки запасов восьми скважин, которые бурятся с ее поверхности, после чего она остается лежать на дне моря.

Для реализации проекта создания и применения ПБК как коммерческого и инвестиционного требовалось провести оценку рисков, которым могут подвергаться объекты подводной и надводной инфраструктуры и эксплуатирующий ее персонал. Без подобной оценки невозможно получить инвестиции от коммерческих или финансовых структур, ориентированных на получение прибыли.

Первая подобная оценка была выполнена в 2006 г. Ее результаты трудно назвать положительными или отрицательными – скорее результатом этой работы стало получение первого опыта оценки рисков подводной системы, имеющей в своем составе, как подвижные/плавучие объекты, так и стационарные установленные на морском дне снабжаемые энергией за счет применения ЯЭУ.

Таблица 1

Общие характеристики подводного бурового судна и донной опорной плиты

Параметры	Подводное буровое судно	Донная опорная плита
Длина, м.	99	123
Ширина, м.	31	30
Высота, м.	33	15
Осадка, м.	9	7
Водоизмещение, т.	22850	8900
Численность экипажа, всего/ буровая бригада, чел.	60/29	не определена
Автономность по средствам жизнеобеспечения, суток	60	
Автономность по буровым запасам, скважин	1	
Потребляемая мощность, кВт	6000	50

Литература

1. Лавковский С.А. Подводно-подледные технологии с атомными источниками энергии – безальтернативное решение проблемы добычи газа в Арктике / Доклад на международной конференции "Международное сотрудничество по ликвидации ядерного наследия атомного флота СССР", 17 апреля 2008 г. – 6 с.
2. Лавковский С.А. Подводный буровой комплекс с ядерной энергетической установкой для освоения нефтегазовых месторождений шельфа арктических морей России. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.bellona.ru/filearchive/fil_Bellona_Working_Paper_rus.pdf

РОЛЬ ВОДЫ В ФОРМИРОВАНИИ МОРСКИХ ГАЗОГИДРАТОВ

Ли Цуньи, Н.И. Исламова

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье рассмотрена роль воды в формировании морских газогидратов; охарактеризовано распределение газогидратов на Земном шаре; приведены физические свойства газогидратов и условия их образования; описаны четыре генетических типа морских газогидратов: биогенные, пиролизные, смешанного и неорганического происхождения; проанализировано влияние распада газогидратов на экологическую среду.

Газогидраты представляют собой конгломерат воды и газа, чаще всего метана. Они похожи на лед, только они обладают свойством гореть на ладони и при этом не обжигать. При повышении температуры газогидраты легко распадаются на воду и газ.

В настоящее время изучение образования и использования газогидратов является одним из ключевых вопросов нефтегазовой геологии. Это связано как с положительными, так и с отрицательными моментами. К положительным моментам относятся: огромные мировые запасы газогидратов, составляющие $1,8-2,1 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$ [5]; их возобновляемость; а также то, что газогидраты представляют собой экологически чистый источник энергии. К отрицательным относится тот факт, что разложение газогидратов может вызывать геологические бедствия: оползни, цунами, землетрясения и т.д.

1. Распределение газогидратов

Официально газогидраты открыли советские ученые в конце 1970-х годов в Западной Сибири, где были обнаружены 30 залежей промышленного значения. В мире газогидраты широко распространены: скопления газогидратов обнаружены на шельфе, материковом склоне океанов, во внутриматериковых морях, на суше [3]. Шельфовые

газогидраты встречаются в Атлантическом океане (Мексиканский залив, побережье штатов Техас и Луизиана США; дельта Нигера, Нигерия), Северном Ледовитом океане (грязевой подводный вулкан Хакон Мосби, Норвегия), Тихом океане (шельф Сахалина, Россия) и др. Месторождения, приуроченные к материковому склону, отмечены в Тихом океане (впадина близ побережья Коста-Рики, Центральноамериканский глубоководный желоб, Калифорнийский разлом, Перуанская впадина; Курильская гряда, желоб Нанкай в Японском море и др.); газогидраты встречены в крупных озерах (оз. Байкал) и на дне внутриматериковых морей: в Черном, Каспийском, Средиземном (подводные горы Анаксимандра, побережье района Кула).

Широкое распространение залежи газогидратов получили в Арктике (район дельты Маккензи), а также на суше в районах вечной мерзлоты: Мессояхское месторождение в Сибири, Прадхо Бей, Цинхай-Тибетское нагорье. Запасы морских газогидратов в 100 раз больше, чем материковых (рис. 1 [3]).

2. Вода как основной фактор формирования морских газогидратов

Газогидраты (или газовые гидраты) – ажурные кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из молекул воды (хозяина) и молекул CH_4 , CO_2 , H_2S и т.д. (гости) [2]. Один метр кубический газогидрата может содержать до 164–180 м³ чистого газа. Вода является важной составляющей и одновременно одним из основных условий образования газогидратов. Благодаря водородным связям, из молекул воды образуются различные ажурные каркасы (водный клатратный каркас). Молекулы газов (гости) входят в решетку воды (хозяина) и закрепляются в ней посредством слабых межмолекулярных (ван-дер-ваальсовых) связей. В зависимости от пространственной структуры газогидраты делятся на три типа [2], характеризующиеся разной химической формулой молекул: 1) Газ·5,75H₂O; 2) Газ·5,83H₂O; 3) Газ·5,80H₂O, где газ представлен CH_4 , N_2 , CO_2 , H_2S и т.д. Все эти формулы молекул газогидратов содержат воду в качестве основного компонента.

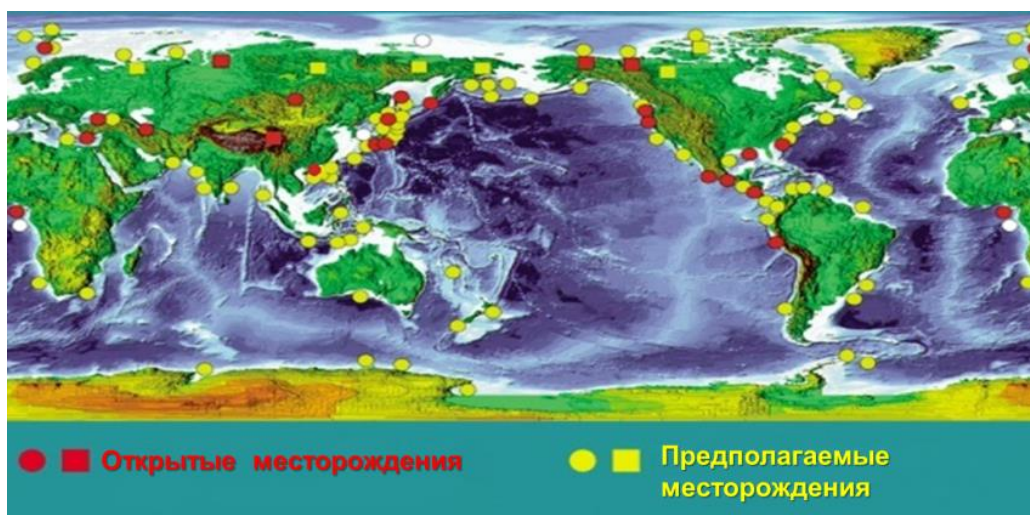


Рис.1 Открытые и предполагаемые месторождения газогидратов

Кристаллы газогидратов представляют термодинамически устойчивые соединения, в которых вода и гидратообразующие вещества, заключенные в водный клатратный каркас, сохраняют свою химическую индивидуальность.

При изменении термобарических условий каркасы газогидратов разлагаются с образованием газа и воды. Таким образом, образование газогидратов и разложение газогидратов являются динамическим процессом равновесия. Если скорость образования газогидратов больше, чем скорость разложения, запасы газогидратов будут увеличиваться. В случаях противоположных, наоборот, запасы будут уменьшаться. Если скорость образования равна скорости разложения, то запасы не изменяются.

3. Типы газогидратов и роль воды в их образовании

Условия формирования морских газогидратов: низкая температура (0–10 °С) и высокое давление (1–10 МПа); высокое содержание газа и воды. В зависимости от источника газа подводные газогидраты по генезису делятся на: биогенные, пиролизные, смешанного и неорганического происхождения.

Биогенные газогидраты (пример: газогидраты подводного плато Блейка [4]) являются наиболее распространенными. Они формируются в неглубоко залегающих морских отложениях за счет метана, образованного при разложении органического вещества анаэробными (сульфат- и азот-редуцирующими) и автотрофными бактериями. Роль воды при формировании биогенных газогидратов определяется тем, что реакции протекают непосредственно в водной среде, и поступлением водорода из органического вещества и из окружающей воды. Метан (CH_4) образуется, как за счет восстановления углекислого газа и соединения его с водородом окружающей воды ($\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$), так и за счет ферментации уксусной кислоты ($\text{CH}_3\text{COOH} + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$), при этом $\frac{1}{4}$ водорода поступает из окружающей воды и $\frac{3}{4}$ из органических веществ [6]. Количество запасов газогидратов биогенного происхождения зависит от количества органических веществ и степени микробной деятельности. Для метана микробного генезиса величина R – соотношение $\text{C}_1/(\text{C}_2+\text{C}_3)$, более 1000, и по изотопному составу углерода $\delta^{13}\text{C}$ биогенные газогидраты являются легкими ($\delta^{13}\text{C}$ от -90 ‰ до -55 ‰ [1]).

Пиролизные газогидраты (пример: газогидраты в Каспийском море) формируются за счет метана, выделенного при термическом преобразовании органического вещества при катагенезе глубоко погруженного осадка и миграции метана из поровых вод. Вода играет роль растворителя и транспортирующего средства, сначала, накопившиеся пирогенные газы метана глубоких горизонтов осадочных бассейнов растворяются в воде, а затем переносятся водными миграционными потоками в поверхностные слои. Для метана пиролизного генезиса величина R <100, изотопный состав $\delta^{13}\text{C}$ газогидратов этого типа более тяжелый (от -55 ‰ до -29 ‰ [1]).

Газогидраты смешанного генезиса (пример: газогидраты Мексиканского залива) образуются за счет биогенного и пиролизного метана.

Газогидраты неорганического генезиса (месторождения не известны) могут образовываться за счет метана, порожденного глубинными источниками Земли.

Необходимым условием газогидратов является также скорость движения воды, поставляющей метан: при ее увеличении, скорость образования газогидратов увеличивается; при снижении – скорость образования газогидратов уменьшается.

4. Влияния распада газогидратов на экологическую среду. Распад газогидратов в природной среде может привести к катастрофическим последствиям. Это связано в первую очередь с образованием подводных оползней, обвалов, цунами и т.д. Кроме того, активно протекающие процессы разложения газогидратов вызывают уменьшение содержания кислорода в океанической воде, что может привести ухудшению условий жизнедеятельности морских организмов, вплоть до кислородного голодания, и, в конечном итоге, приведет к значительному сокращению морской жизни и катастрофическим бедствиям в морских экосистемах.

Большое количество газогидратов, поступающих в систему циркуляции атмосферы, серьезно повлияет на глобальные изменения климата. Так как парниковый эффект метана в 20 раз выше, чем у углекислого газа. Чтобы избежать бедствий в экологической среде, при добыче газогидратов должны использоваться современные технологии, сохраняющие экологию окружающей среды, и специальная техника.

Вывод

Таким образом, роль воды при образовании газогидратов, трудно переоценить. Вода является средой, в которой образуются газогидраты и формируются их залежи; принимает непосредственное участие в строении газогидратов, входя в состав их химических формул; отвечает за скорость образования, сохранность и разрушение залежей газогидратов.

Литература

1. Bernard B., Brooks J.M., Sackett W.M. A geochemical model for characterization of hydrocarbon gas sources in marine sediments. / Proceeding 9th Annual Offshore Technology Conference. – Houston: Off shore Technology Conference, 1977. – P. 435 – 438.
2. Chen Duofu, Xu Wenxin, Zhao Zhenhua. Gas hydrate structure and hydration numbers and its densities. / Acta Mineralogica Sinica, 2001. – №21 (2). – P. 159 – 163.
3. He Jiaxiong, Yan Wen, et al. Genetic types of gas hydrate in the world and their main controlling factors. / Marine Geology and Quaternary Geology, 2013. – №33. – P. 121 – 126.
4. Kvenvolden K.A. A review of geochemistry of methane in nature gas hydrate. / Organic Geochemistry, 1995. – №23 (11/12). – P. 997 – 1008.
5. Kvenvolden K.A. Gas hydrate as a potential energy resource – A review of their methane content. / Howell, DG. (ed): The Future of Energy Gases, USGS Professional Paper 1570. – London: Academic Press, 1993. – P. 555 – 561.
6. Wu Houbo, Su Xiaobo, Yan Wen. The microbial genesis of submarine gas hydrate and its microbiological indication. / Marine Sciences, 2008. – №32 (3). – P. 96 – 99.

ТЕХНОЛОГИИ МОРСКОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ**М.А. Мангуа, М.А. Буренков, Д.В. Волегов**

Научный руководитель профессор В.Н. Устинова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Всё интенсивней ведутся исследования побережий и шельфа Карского, Баренцева, Балтийского и Белого морей. Исследования в зоне побережья на шельфе ведутся с использованием сейсмических методов исследований. Сейсморазведка позволяет решать целый спектр проблем. Картирование дна моря, выделение и прослеживание отражающих границ, построение глубинных структурных карт. Комплекс исследований включает технологию проведения сейсмических исследований на специализированных судах (рис.), оборудованных специализированными устройствами: воздушными пушками, стримерами, геофонами, аппаратурой для регистрации сейсмических колебаний и её первичной обработки. Проверка качества наблюдений и первичная обработка осуществляются в стандартных сейсмических системах.

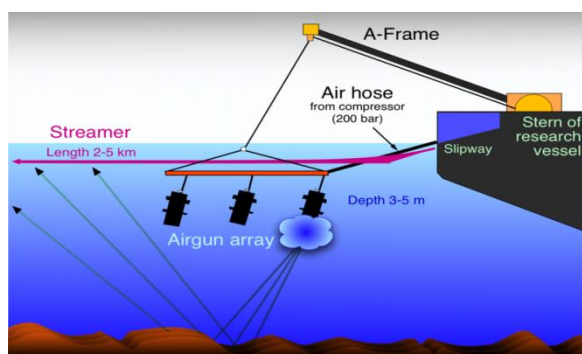


Рис.1 Технология производства морских сейсмических исследований

Сейсморазведка – один из основных источников информации для нефтяной геологии. Сейсмические структурные карты, сейсмические параметры: скорости, амплитуды отражённой волны дают представление о структурно-литологических характеристиках нефтегазонасного разреза. Важность материалов сейсморазведки для решения поисковых и

разведочных задач на нефтяных и газовых месторождениях бесспорна. Временные сейсмические разрезы, сейсмические структурные карты, сейсмические параметры и атрибуты позволяют создать геологическую модель среды, вмещающей залежи углеводородов, изучить основные неоднородности разреза, тесным образом связанные с его нефтегазоносностью. Сейсморазведка находит применение при сейсмо-литофациальных построениях, тектонических реконструкциях на месторождениях нефти и газа в акваториях и на побережье. Сейсмические параметры и атрибуты позволяют оценивать коэффициенты пористости, проницаемости, эффективного нефтегазонасыщения коллекторов.

В современных обрабатываемых системах Landmark, Paradigm Geophysical, Omega-2 в обработке сейсмоданных реализованы достаточно эффективные алгоритмы фильтрации, деконволюции сейсмоданных. Специалисты в различных системах обработки добиваются устойчивой картины изображения на сейсмических разрезах полезных сейсмических сигналов – сейсмических волн от маркирующих отражающих горизонтов. Материал по различным нефтегазоперспективным территориям разнороден. Основные помехи – звуковые, кратные волны, волновое поле зачастую осложнено преломлёнными и обменными волнами. Эффективны алгоритмы вычитания волн помех *FK*–фильтрами. Однако многократное их применение ухудшает качество результата.

Важную информацию о строении сейсмокомплексов донных и глубокозалегающих горизонтов, о напряжённо-деформированном состоянии структур можно получить по 3D моделям, структурным картам, которые строятся в стандартных системах обработки Landmark, Paradigm Geophysical. Изучение и анализ морфологии сейсмических структур позволяют получать сведения об их форме и о наличии систем нарушений, трещиноватости (доступно в программных продуктах SeisWorks Landmark, GeoSec Paradigm Geophysical). Важно в сейсмических моделях – местоположение и простирание систем трещин, уточнение типа сейсмофаций разреза и выявление напряжённых и проницаемых зон. Морфология сеймоповерхности, её структурно-тектонические характеристики есть основа для изучения особенностей исторического развития, генезиса, фациальной составленности морфорельефа.

Структурные карты по сейсмическим горизонтам – источник знаний о параметрах древнего и близдонного рельефа и о его вертикальной изменчивости. Понимание характера взаимодействия и пространственного распределения на структурных поднятиях вертикальных и горизонтальных напряжений, способствующих деформации поднятия, возникновению зон наиболее интенсивного роста (на разных этапах осадконакопления), зон сжатия и растяжения, обуславливающих возникновение мозаичного сочетания сегментов повышенных и пониженных напряжений, возможно при условии высокоточных реконструкций сейсмических структурных карт. Анализ сейсмических карт разного возраста отложений, с учётом изменчивости морфологии поверхностей и структурообразующих факторов, позволяет выделять для слоёв мощностью до 4–6 м зоны различной степени и типа деформированности. В стресс-моделях по анализируемой поверхности, по форме структуры локализуются зоны сжатия и локальные зоны разуплотнения («декомпрессии», по Ю.А. Морозову).

Сейсморазведка находит применение при сейсмолитофациальных построениях, тектонических реконструкциях на месторождениях нефти и газа. Сейсмические параметры и атрибуты позволяют оценивать коэффициенты пористости, проницаемости, эффективного нефтегазонасыщения коллекторов. Применение величин интервальных скоростей, в том числе эффективных скоростей, получаемых при расчётах вертикальных и горизонтальных спектров скоростей или при сканировании временных разрезов с тестированием скорости и оценкой когерентности изображения границ, позволяет решать задачи прогноза нефтегазонасыщенных ячеек коллекторов. Наблюдается некоторое искажение структурных карт в случае применения для построения палеоповерхностей скоростных параметров, определённых в различных способах тестирования величин скоростей, по результатам оценки интервальных скоростей, с использованием вертикальных и горизонтальных спектров скорости $V_{\text{ОГТ}}(t)$ и $V_{\text{ОГТ}}(x)$ (в том числе, с пересчётом эффективных скоростей – в средние и истинные). На величины скоростей в этом случае оказывают влияние

неоднородности донной поверхности, придонные отложения, ВЧР и неоднородности разреза.

Погоризонтный анализ параметров эффективной скорости $V_{\text{огт}}(x)$ на ряде месторождений Карского моря показал, что величины скорости чувствительны к литологической латеральной и вертикальной изменчивости разреза, в них контрастно проявляются аномалии, связанные с залежами углеводородов (УВ). Петрофизические исследования и изучение величин интервальных скоростей по скважинным данным дают основание утверждать, что в контуре нефтегазоносности появляются отрицательные аномалии величин скоростей, причём в нефтегазоносной скважине понижение значений скорости наблюдается в обширном интервале над залежью УВ.

Энергии отражений, получаемые при расчёте вертикальных и горизонтальных спектров скорости, представляют собой достаточно информативные параметры, в которых зоны повышенных мощностей песчаных отложений, участки переотложения минералов, вынесенных из нефтегазонасыщенных зон в результате растворения минералов скелета продуктивного песчаника, отмечаются интенсивными положительными аномалиями.

Проявление зон повышенных мощностей песчаников продуктивных отложений (выявляются по значениям энергии сейсмического сигнала выше 0,3 усл. ед.) обнаруживается в рельефе палеоперехностей, например, в отражающих горизонтах юры и мела Карского моря на месторождениях севера Западной Сибири. Песчаники коллекторов прослеживаются (в палеорельефе и в аномалиях величинах скорости по отражающим горизонтам) в виде полосовидных вдольбереговых зон повышенных энергий отражений и соответственно повышенных мощностей песчаных отложений.

Отрицательная аномалия скорости и энергии отражения в контуре нефтегазоносности соответствуют контуру нефтегазонасыщения. Связь аномалий скорости с нефтегазоносностью проявляется не только в наличии аномалий в контуре продуктивной части коллектора, но и в наличии тесной корреляционной связи параметров нефтенасыщения коллектора с величинами аномалий интервальной скорости в точках продуктивных скважин (обнаружено на ряде перспективных объектов Обской губы).

Детальный анализ аномалий скорости в нефтенасыщенных зонах показывает также, что аномалии характерны и для тектонических нарушений, тектонических трещин. Зоны повышенной трещиноватости, особенно в контуре нефтегазоносности, характеризуются экстремумами в полях сейсмических параметров и атрибутов, которые информативны с точки зрения выявления зон повышенной трещиноватости, напряжённо-деформированного состояния коллекторов, и с точки зрения оценки аномальных величин дебитов.

В настоящее время некоторые исследователи при интерпретации сейсмических материалов всё чаще останавливаются на выделении и систематизации тектонических дислокаций. Изучаются и систематизируются представления о природе регулярной сети тектонических напряжений, предпринимаются попытки оценить роль и влияние на формирование коллекторов листрических разломов, горизонтальных напряжений в бортовых частях рифтовых структур, трогов, подводных каньонов. На взгляд авторов, сейсморазведка эффективна при решении задач по выявлению зон повышенной трещиноватости, напряжённых зон внутри коллекторов, выяснению причин высокой проницаемости коллекторов, выявления в песчанике явно прослеживаемых систем нарушений, дислокаций, картировании участков повышенных мощностей песчаников и оконтуривании.

ОСВОЕНИЕ ОКЕАНОВ ПРИ ПОМОЩИ НЕФТЯНЫХ ПЛАТФОРМ**А.Г. Миннибаев, В.В. Парфенова, Е.Ю. Фатун**

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добыча нефти ведется человечеством с древних времен. Когда-то ее собирали с поверхностей водоемов, или извлекали при обработке песчаников и известняков. Современная добыча нефти производится путем бурения скважин. Особенно перспективной становится шельфовая добыча нефти. Нефтяные платформы, возводимые в шельфовых зонах, – это сложные инженерные комплексы, предназначенные для бурения скважин и добычи углеводородного сырья, залегающего под дном моря или океана.

Существует множество типов нефтяных платформ. Основные типы: стационарные, полупогруженные нефтяные буровые платформы, мобильные морские платформы с выдвигаемыми опорами и т.д. Независимо от типа особенности шельфовой добычи нефти выдвигают специфические требования к материалам, из которых изготавливаются все конструкции. Они должны гарантировать успешную эксплуатацию, сводить к минимуму вероятность аварий. Выбираемые для морских нефтегазовых сооружений материалы обязаны обеспечивать безаварийную эксплуатацию сооружения в течение всего заданного срока, не наносить ущерба окружающей среде, удовлетворять требованиям безопасности людей и быть рациональны с экономической точки зрения.

Одним из конструктивных элементов, нашедшим широкое применение при возведении платформ, стали сварные прессованные решетки. Эти решетки позволяют обеспечить необходимое для надводных сооружений соотношение легкости и прочности. Кроме того, они не подвержены коррозии, что очень важно, поскольку коррозия – одна из самых частых причин возникновения аварийных ситуаций. Для плавающих сооружений часто требуется огромное количество таких легких и противоскользких решетчатых систем, которые выдерживают воздействие коррозионных сред. Помимо указанных плюсов сварных прессованных решеток, немаловажным преимуществом является то, что решетчатая структура позволяет успешно противостоять волнению и штормам, сильному ветру. Настил такого типа не накапливает осадки, что могло бы привести к авариям по причине утяжеления конструкции.

Стационарная нефтяная платформа – тип нефтеплатформы, используемый для добычи нефти и газа в открытом море. Относится к нефтегазовому оборудованию. Экономически выгодно устанавливать платформы на глубине от 14 до 500 м. Более глубокие места делают установку платформ затруднительной, более мелкие затрудняют подход к платформам танкеров или строительство подводных нефте- и газопроводов (рис. 1).

Устройство: на стальные или бетонные опоры, прикрепленные ко дну, установлена буровая вышка, производственное оборудование, жилые и вспомогательные отсеки. Такие платформы устанавливаются на длительные сроки производства.

На платформе также может быть установлен железобетонный опускной колодец со встроенным нефтехранилищем, расположенным ниже уровня моря. Полупогружная нефтяная буровая платформа, которую применяют при глубинах бурения до 10 000 м и глубине моря до 3000 м. Размещаются над местом бурения на понтонах. Полупогружная нефтяная буровая платформа не может перемещаться, так как удерживается якорями массой около 15 т. Однако поддержание постоянной нагрузки на плавучей конструкции является трудной и дорогой операцией. Поэтому на некоторых платформах, например Deerpwater Hogizon, используется компьютерная система динамического позиционирования, которая с помощью мощных подводных движителей постоянно удерживает платформу на определенном месте, с точностью до нескольких метров.



Рис.1 Стационарная нефтяная платформа

Мобильные морские платформы с выдвигаемыми опорами – самоподъемные платформы с выдвигаемыми опорами-ногами, опирающимися о грунт во время бурения; по окончании буровых работ опоры поднимаются и платформа буксируется к новому месту работ. Морские буровые платформы такого типа пригодны для эксплуатации при глубине 30-120 м. Так же такие платформы называют самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ).

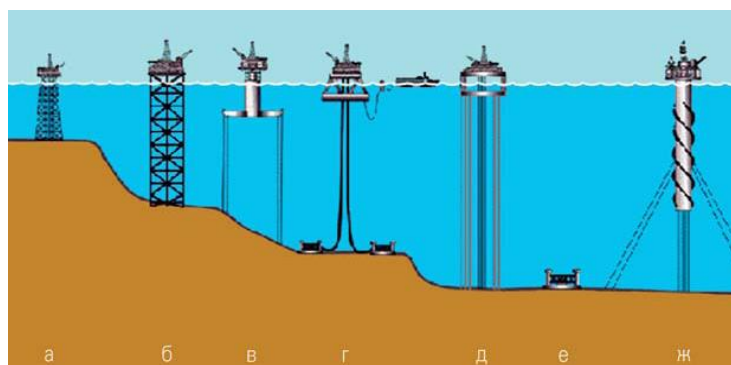


Рис.2 Основные типы стационарных буровых конструкций с указанием глубин, на которых они способны вести добычу: а – неподвижная платформа (Fixed Platform), глубины до 450 м; б – платформа с основанием типа «гибкая башня» (Compliant Tower), глубины 450-900 м; в – платформа с основанием типа «морская звезда» (Sea Star), глубины 150-1050 м; г – плавучая добывающая установка с якорной системой (Floating Production Systems), глубины 450-1800 м; д – конструкция платформы типа TLP (от англ. Tension Leg Platform), глубины 450-2100 м; е – подводные системы (Subsea System), глубины до 2100 м; ж – платформа с цилиндрическим основанием или SPAR Platform, глубины 600-3000 м

Пильтун-Астохское месторождение нефти и газа расположено на северо-восточном шельфе Сахалина, в 15-20 км к востоку от южной оконечности Пильтунского залива между Одопгинским месторождением на севере и Аркутун-Дагинским месторождением – на юге. «Моликпак» – это название передвижной арктической буровой установки, состоящей из полого кольцевого основания, на которое опирается палуба, несущая весь буровой комплекс и верхние строения (включая технологический модуль). На платформе “Моликпак” различаются две палубы (главная и объемная) и технологический модуль. Объемная палуба состоит из кессона и собственно объемной палубы, а на главной палубе располагаются жилой модуль, модуль сыпучих материалов, модуль подготовки и хранения буровых растворов, модули инженерного и энергооборудования, модули подвышечного основания

буровой установки, склад труб, вертолетная площадка, складское помещение, сварочная мастерская, буровой комплекс, буксировочное оборудование и палубные краны. Технологический модуль состоит из технологического оборудования, предназначенного для обработки продукции скважин.

Платформа "Моликпак" была построена в 1984 г. в Японии. Ее общий вес 54,4 тыс. т. Эксплуатировалась в море Бофорта. С 1990 по 1997 гг. находилась на консервации, в 1998 г. была модернизирована в добывающую и еще через год с ее помощью получили первую в России шельфовую нефть. С 2008 г. добыча нефти и попутного газа на шельфе Охотского моря стали вестись не только в летний период, а в круглогодичном режиме. С 1999 г. по август 2013 г. на буровой добыто 25,5 млн. т нефти и 4723 млн. м³ газа [1].

Литература

1. Руководство по эксплуатации платформы ПА-А «Моликпак». – М., «Сахалинэнерджи», 1998. – 100 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ

А.А. Митин

Научный руководитель старший преподаватель Т.Е. Мартынова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в пределах экваториальных зон континентальных шельфов выявлено уже более 1000 месторождений нефти, газа и газоконденсата. Здесь сосредоточено около 35 % мировых запасов нефти и почти 29 % запасов газа [3], оцениваемых примерно в 800 млрд. т. На территории континентальных шельфов открыто 95 гигантских месторождений нефти и 35 гигантских месторождений газа.

В морфометрическом отношении под шельфом понимают часть поверхности континентальной или островной окраины, включающей материковый склон и его подножие, расположенное на наиболее высоком гипсометрическом уровне и простирающееся от береговой линии до перегиба профиля дна, в сторону достаточно резко выраженного увеличения глубин.

Когда речь идет относительно геологоразведочного процесса на шельфе следует указать стадийность, число стадий достигает шести [1]. На *региональном этапе* выделяют стадии прогнозирования и региональных работ; на *поисковом этапе* – стадии подготовки ловушек к поисковому бурению и поисков залежей нефти и газа; на *разведочном этапе* – стадии разведочной и опытно-промышленной эксплуатации.

На *стадии прогнозирования* производят научное обобщение геологических, геофизических и геохимических данных, накопленных к началу работы. На основе результатов разрабатывают предполагаемую модель геологического строения и нефтегазоносности недр. Для уточнения проводят единичные региональные исследования, включающие бурение параметрических скважин.

На основе обобщения и детального анализа этих работ производят усовершенствование ранее принятой модели строения недр. На этой стадии достаточно данных для прогнозной оценки ресурсов категории Д₂.

На *стадии региональных работ* проводят геолого-геофизические исследования, опорное и параметрическое бурение для освещения вопросов литолого-фациального изменения, палеогеографических и палеоморфологических особенностей изученных зон и комплексов.

На *стадии подготовки ловушек к поисковому бурению* проводят геофизические исследования перспективных областей для определения локальных структур или ловушек, благоприятных для аккумуляции нефти и газа.

На стадии поисков нефти и газа в акваториях большое значение имеет исследование морского дна: геоморфологические, литологические, картировочные. На сравнительно небольших глубинах применяют комплекс, включающий аэрофотосъемку, фотосъемку с космических аппаратов, изучение рельефа дна морских осадков, гидрогазовую съемку, картирование обнажений дна с помощью водолазного снаряжения или бурение мелких скважин с плавсредств.

Стадия опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) – завершающая, после которой происходит передача месторождения в промышленную разработку. На этой стадии подсчитывают запасы категории C_1 .

Морская среда включает в себя следующие элементы, влияющие на организацию и проведение поисково-разведочных работ: глубину моря, ветры, волнения, течения, льды, прозрачность воды, устойчивость дна, развитие современных осадков. Эти факторы создают специфику морских нефтегазопроисловых работ и освоения месторождения нефти и газа. К ним можно отнести [2]:

- транспортные, топографические и юридические проблемы;
- стадийность, этапность и комплексность поисково разведочных работ;
- организацию бурения поисково-разведочных скважин;
- учет ограниченности сроков разведки и разработки.

Поиск, разведка и разработка морских месторождений с помощью скважин могут быть осуществлены одним из следующих способов:

- осушением дна моря сплошной засыпкой прибрежной акватории или постройкой заградительной дамбы с последующей откачкой воды;
- бурением наклонных и горизонтальных скважин с берега в сторону моря;
- строительством индивидуальных бетонных или металлических оснований для бурения скважин;
- бурением скважин с полупогружных или плавучих буровых установок с последующим монтажом устьевой арматуры на дне моря;
- подводным разбуриванием из специальных камер, монтируемых на дне моря;
- подземным разбуриванием залежей из специальных камер, соединенных с туннелями.

Для участков мелководья и прибрежных акватории с глубиной не более 30-40 м разведка, разбуривание и освоение морских нефтяных и газовых месторождений наиболее эффективны с индивидуальных платформ или эстакад. Об этом свидетельствует опыт освоения Апшеронского и Бакинского архипелагов на Каспии. Предельной для индивидуальных оснований считается глубина 300-350 м (Мексиканский залив).

Значительную экономию средств создает бурение кустов наклонно направленных скважин. Например, на Каспии сооружены площадки, с которых пробурено от 16 до 30 скважин. Рекордной является английская платформа «Тиса», рассчитанная на бурение 60 скважин при глубине 160 м.

На Каспийском море широко применяются полупогружные плавучие буровые установки типа «Шельф». Установка «Шельф-1» имеет длину 100 м при такой же высоте. Ее водоизмещение составляет 12 тыс. т, мощность бурового оборудования 3700 кВт. С помощью такой установки бурят скважины до 6 км при глубине моря до 200 м и волнении до 6 баллов.

Для работы на больших глубинах используются специальные суда, которые системой якорей или двигателей могут быть зафиксированы в неподвижном положении при глубинах моря в сотни и тысячи метров. Весьма перспективно бурение с плавучих установок с размещением устьевой арматуры на дне моря, что повышает надежность, защищает ото льда, влияния ветровой нагрузки и др. Но с другой стороны трудно вести ремонтные работы. При эксплуатации таких скважин используются подводные роботы и дистанционное управление.

Завершением поисково-разведочных работ является подсчет запасов, экономическая оценка, опытно-промышленная эксплуатация основных нефтегазосносных объектов.

После окончания разведочного бурения определяется количество и расположение эксплуатационных скважин. Правильный выбор той или иной схемы обустройства месторождения представляет сложную задачу и определяет экономичность принятого решения. Возможны три основные схемы:[4]

Надводная схема – это наиболее освоенная и широко применяемая схема, при которой оборудование и установки размещаются на надводных площадках, связь между которыми осуществляется при помощи дамб, эстакад, плавсредствами или вертолетами. В зависимости от удаленности от берега морские месторождения делятся на автономные и прибрежные. Месторождения первого типа должны иметь в своем составе всё необходимое для автономной работы в течение определенного периода; прибрежные органично связаны с берегом поэтому некоторые сооружения (водоснабжение, газо- и нефтехранилища и др.) располагаются на берегу. На надводных площадках размещается бурового и технологического оборудования. Вторая схема получила широкое распространение на месторождениях Каспия. На разведочном морском участке создается сеть транспортных связей в виде эстакад или дамб. При небольших размерах месторождения на прибрежных мелководных акваториях и при наличии вблизи места строительства песчаных или каменных карьеров, возможно создать условия разработки, ничем не отличающиеся от условий суши. Подобное решение было осуществлено на участке в бухте Ильича вблизи г. Баку в 1922 г.

Разработку подводного месторождения можно осуществить по схеме, предусматривающей отделение его отдельных участков от моря дамбами, с последующим осушением. С увеличением глубин данная схема экономически не выгодна.

Широкое распространение получили методы освоения морских месторождений с использованием систем эстакад с приэстакадными площадками. С увеличением глубины разработка производится с помощью сооружения отдельных надводных оснований. Применению таких схем способствует то, что, используя направленно кустовое бурение, удается свести к минимуму количество надводных технологических площадок. Например, месторождение Фортиз в Северном море эксплуатируется всего с 4 платформ, установленных на глубине 122 м. С каждой платформы пробурено по 27 скважин, причем добычу начали, не дожидаясь окончания бурения всех скважин. Ежесуточная добыча на каждой платформе составляет 20,5 тыс. м³.

Подводная схема – это схема, при которой всё устьевое оборудование располагается на дне моря, на надводных же площадках размещается часть оборудования, обеспечивающего процесс добычи. Для этих целей, особенно последние годы применяют полупогружные установки различной конструкции. Схему целесообразно применять, когда глубина вод в месте расположения месторождения делает экономически не выгодным применение стационарных оснований; размеры месторождения таковы, что не окупят затраты строительства стационарных сооружений; месторождение расположено в районах с тяжелой ледовой обстановкой.

Анализ зарубежного опыта позволяет сделать вывод, что при глубинах более 120 м, даже не учитывая другие факторы, подводная схема более экономична, чем надводная.

Комбинированная схема эффективна при большой площади месторождения. При такой схеме центральные участки разрабатываются со стационарных платформ, а периферийные – с использованием подводного способа. В последние годы все больше применяются комбинированные схемы. Это вызвано тем, что с увеличением глубины моря общие капитальные затраты на установки по добыче, расположенные на стационарных основаниях, резко возрастают, примерно пропорционально кубу глубины. В России такие схемы пока осуществления не получили.

Развитие добычи полезных ископаемых на континентальном шельфе вызвало необходимость применения значительного количества новых типов гидротехнических сооружений. Еще в 1824 г. в районе Баку нефть добывали из колодцев, сооруженных на расстоянии нескольких десятков метров от берега. В 1870 г. нефтяные вышки были установлены в Японии на искусственно намытом острове. На сегодняшний день история

морской добычи насчитывает более 150 лет, несмотря на это вопросы, связанные с проектированием гидротехнических сооружений, решены лишь частично и перед специалистами, работающими в этой области, стоят сложные и интересные задачи. В настоящее время деятельность, связанная с освоением богатств мирового океана, является одной из самых динамичных.

Литература

1. Буряковский Л.А. Джафаров И.С., Керимов В.Ю. Поиски и разведка морских месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1991. – 232 с.
2. Джафаров И.С., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я. Шельф, его изучение и значение для поисков и разведки скоплений нефти и газа. – С.-Пб: Недра, 2005. – 384 с.
3. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. – Уфа: Изд-во Тау, 2002. – 256 с.
4. Носков Б.Д., Правдивец Ю.Б. Гидросооружения водных путей, портов и континентального шельфа. Сооружения континентального шельфа: Учебник. – М.: Изд-во АСВ, 2004. – 280 с.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МОСКОГО ПОЗДНЕЮРСКОГО ПАЛЕОБАСЕЙНА НА ПЛОЩАДИ КАЛИНОВОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

К.Е. Незговорова

Научный руководитель доцент А.В. Ежова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Верхнеюрские отложения Нюрольской впадины выделяются в объеме васюганской, георгиевской и баженовской свит. Породы васюганской свиты, имеющие келловей – оксфордский возраст, представлены чередованием песчано-алевритовых и глинисто-алевритовых пластов. По литологической характеристике они подразделяются на нижнюю и верхнюю подсвиты.

В составе верхневасюганской подсвиты выделяются подугольная, междуугольная и надугольная толщи, разделенные углистыми пластами различной мощности.

Подугольная толща (6-27 м) включает в себя алеврито-песчаные осадки пласта Ю₁⁴. Разрез представлен чередованием песчаных и алевритовых прослоев. Для междуугольной толщи (11-50 м) характерны глинисто-алеврито-песчаные отложения, содержащие прослой угля, включения обугленных растительных остатков, конкреции сидерита и пирита.

Надугольная толща (4-38 м) на большей части Нюрольской впадины представлена алеврито-песчаными отложениями с прослоями известковых песчаников. Нижней границей надугольной толщи является кровля регионально выдержанного угольного пласта У₁.

Очень велико значение животных организмов как показателей среды осадконакопления. Состав организмов позволяет судить об условиях, в которых накапливались данные отложения.

Для фациального анализа имеют значение количества и расположение органических остатков относительно друг друга и по отношению к структурно-текстурным элементам вмещающих их отложений.

Анализируя керн Калиновой площади по некоторым скважинам были обнаружены органические остатки по нескольким видам фаций.

На Калиновой площади установлена морская обстановка осадконакопления.

Фации лагун. Образованию лагуны предшествует между берегом и растущим баром береговой промоины.

Условия осадконакопления в пределах лагун характеризуются ограниченной площадью, малыми глубинами, застойностью водной среды. Осадки лагун в преобладающей

части являются пелиговыми, но их характер зависит от приносимого материала и климатических условий. В зонах умеренного климата в лагунах доминирует накопление терригенных осадков. В сухом климате рядом с терригенными осадками нередко залегают эвапориты, а во влажном тропическом климате наблюдается преобладание карбонатных отложений.

Отличительной особенностью разрезов межугольной толщи является наличие в них органических остатков и следов их жизнедеятельности. В керне и шлифах Калиновой площади скважины 15 в интервале 2625,0-2620,0 м из алевроито-глинистых темно-серых пород с мелкой оползневой текстурой впервые установлены следы жизнедеятельности мелких донных животных.

Фашии зоны волнений. Накопление осадков в зоне волнений мелководного шельфа на изученной территории Западной Сибири связано с келловей-оксфордским временем, когда в результате неоднократной трансгрессии моря и миграции береговой линии на смену континентальному режиму осадкообразования приходит мелководноморской. Трансгрессивный цикл фашии обусловил наличие окатанных обломков песчаников и алевроитов и постепенный переход песчаной толщи в песчано-алевролитовую и алевроито-глинистую. С регрессией моря и приближением местности к береговой линии вплоть до полного его ухода, окончательного подъема и заболачивания поднявшегося морского дна, связано обилие растительного детрита и различных животных: мелкие донные морские животные, донные организмы, следы биотурбаций, норки донных илюядных животных в песчаных мелкозернистых, алевролитовых крупнозернистых породах со слоистостью сложного типа, нарушенной волнением.

Осадки формируются в условиях хорошей аэрации придонных вод, сопровождаются неоднократным перемывом и переотложением при постоянных волнениях водной среды. Обитающие на поверхности морского дна и зарывающиеся в ил животные сильно перерабатывали илистый осадок, нарушая первичную слоистость, создавая биотурбационные текстуры. Литогенетические типы данной фашии связаны с условиями осадконакопления в большем или меньшем удалении от береговой линии.

Фашии малоподвижного мелководья. Отложения фашии малоподвижного мелководья установлены в составе надугольной толщи на Калиновой площади, т.е. на восточных склонах Нюрольской впадины. Отличительным признаком пород этой фашии является обилие и разнообразие морского бентоса. Впервые были обнаружены и детально описаны сечения трубчатых раковин моллюсков, следы жизнедеятельности мелких морских червей, раковины и внутренние ядра пелеципод, известковые трубки морских червей (диаметр около 1 мм) и сечения трубчатых моллюсков, остатки раковин фораминифер (рис. 1), остатки иглокожих, иглы морских ежей в продольном сечении (рис. 2), остатки морских лилий (пентакриусов) в виде пятилучевых звезд и пятиугольников с круглым осевым сечением (рис. 3). Обращает на себя внимание тот факт, что остатки иглокожих имеют малые и даже микроскопические размеры. Очевидно, «загрязненная» обломочными, а в ряде случаев и углистыми частицами, вода, а также песчаный грунт создавали неблагоприятные условия для обитания этих типично морских животных.

Формирование этих отложений происходило, вероятно, в условиях мелководья вне зон течений и активных волнений морской среды.

По некоторым литологическим особенностям выделено два типа отложений фашии малоподвижного мелководья: ММ-1 – песчано-алевролитовые породы с глинистым и глинисто-карбонатным цементом и ММ-2 – песчано-алевролитовые породы с глинистым и глинисто-углистым цементом.

Фашии кимериджского моря. В условиях неглубокого моря в конце средней-начале поздней юры, при трансгрессии моря сформировался особый тип пород песчано-алевролитового состава, содержащих то или иное количество глауконита и характеризующихся наличием комковатых текстур и слабой сортировкой обломочного материала. Появление глауконита в составе песчаников свидетельствует о совершенно конкретных условиях, когда море трансгрессирует на сушу с развивающейся на ней корой

выветривания. При этом песчаные осадки сформированы в мелководной части шельфа и приурочены к повышенным участкам положительных структур. В пониженных участках структур и депрессионных зонах синхронные отложения представлены алевролитами, глинисто-алевритовыми породами, содержащие пирит и карбонаты.

По литологическому составу пород, их текстурно-структурным признакам, степени сохранности и характеру захоронения остатков фауны в изученном районе выделяется один литологический тип – МГК-1, сформированный на подводных поднятиях мелководной части шельфа. Вещественным ее выражением являются песчаники, алевролиты разнозернистые, плохо отсортированные, карбонатизированные, пиритизированные, фосфатизированные с глауконитом и морской фауной. Наиболее характерный генетический признак, позволяющий отнести данные отложения к морской группе фаций, – наличие в них морской фауны: пелеципод, фораминифер, белемнитов и др. На Калиновой площади были впервые найдены мелкие перламутровые раковины пелеципод с концентрической ребристостью, включения черных онихитов, комплекс фораминифер различной сохранности (рис. 4), серпулы (рис. 5) в глинах алевролитовых и тонкодисперсных пиритизированных с глауконитом.

Существование постоянного и длительного относительно глубоководного морского режима в кимериджское время генетически связано с углублением и дальнейшим расширением позднеюрской морской трансгрессии на территорию Западно-Сибирской плиты. Отложения накапливались на глубинах не более 200 м в нормально-морской обстановке, характеризуются глинистым составом и выделяются в составе георгиевской свиты.

Фации волжского моря. В волжское время позднеюрско-неокомская трансгрессия достигает своего максимального развития. Морской режим устанавливается на значительной территории Западной Сибири, а площадь морского бассейна достигает 2.0 млн. кв. км.

В наиболее погруженных участках эпиконтинентального морского бассейна, где отмечается застойный характер придонных вод, плохая аэрация, а местами сероводородное или углекислое заражение, накапливались тонкие вязкие илы, обогащенные рассеянным органическим веществом, пиритом, кремнеземом, карбонатным и фосфатным материалом. В илах накапливались остатки пелагических и семипелагических организмов.

В последующие стадии существования осадка глубоководные тонкоотмученные илы были преобразованы в черные или буровато-черные плитчатые битуминозные аргиллиты баженовской свиты. Именно в этих отложениях были найдены фосфатизированные и частично пиритизированные остатки ихтиодетрита.

С уменьшением глубины в осадках падает содержание $C_{орг}$, кремнезема и карбонатов. Глубоководные тонкоотмученные илы постепенно сменяются обычными пластичными глинами, переслаивающимися с алевролитами и песчаниками.



Рис.1 Фораминифера
Калиновая площадь, скважина №10,
глубина 2575,3 м

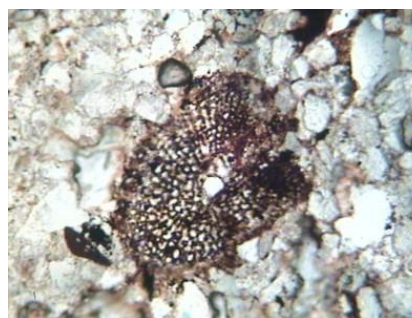


Рис.2 Остатки морских ежей
Калиновая площадь, скважина №14,
глубина 2567,3 м



Рис.3 Остатки морских лилий в виде пятилучевых звезд
Калиновая площадь, скважина №10, глубина 2558,6 м (а), глубина 2560,0 м (б)

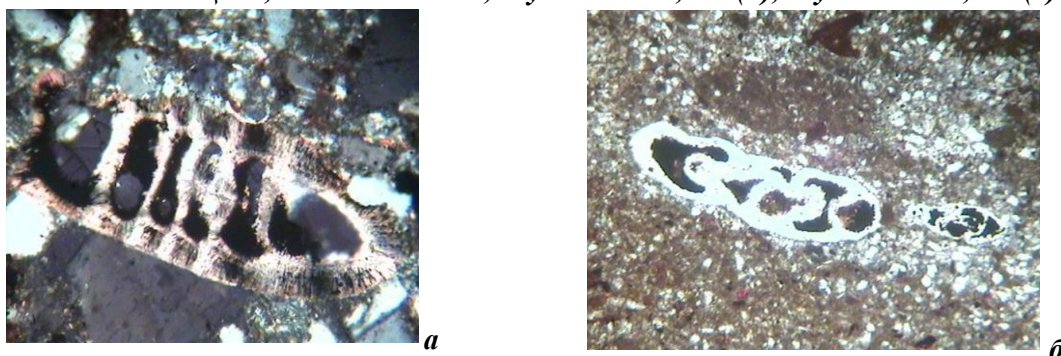


Рис.4 Фораминиферы
Калиновая площадь, скважина №10, глубина 2560,0 м (а), скважина №18, глубина 2620,95 м (б)

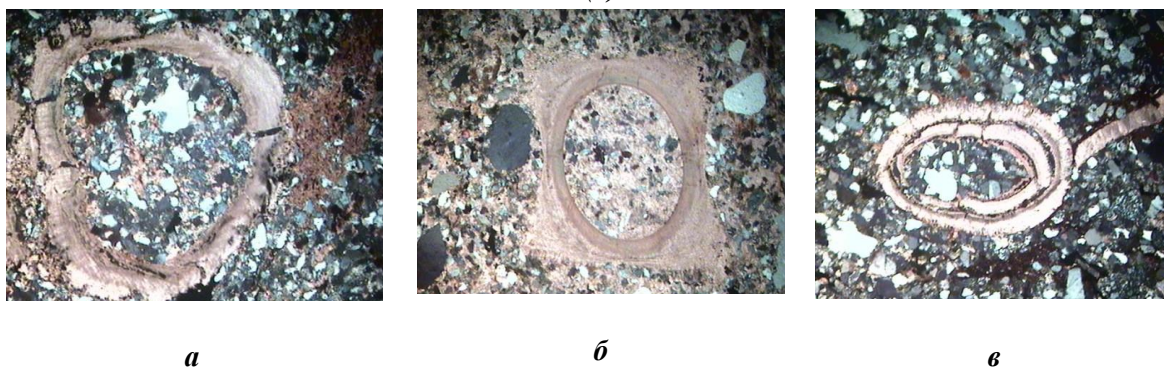


Рис. 5. Серпулы
Калиновая площадь, скважина №10, глубина 2560,0 м (а), глубина 2559,4 м (б, в)

Таким образом, впервые для позднеюрского палеобассейна Западной Сибири в терригенных отложениях установлен и описан комплекс фауны моллюсков, червей и иглокожих. Эти данные позволяют по-новому осветить вопросы палеогеографии. В частности, установлено, что в позднеоксфордское время в пределах Нюрольской впадины существовал мелководный бассейн с активной гидродинамической средой, в котором накапливались песчано-алевритовые осадки межугольной толщи. Многочисленные остатки иглокожих, морских червей, моллюсков, фораминифер указывают на благоприятный газовый режим и нормальную морскую соленость.

Наличие таких бентоносных форм, как пентакринусы, обладавшие бесстебельчатым массивным скелетом, большое количество зарывающихся в ил животных, примесь тонкодисперсного углистого вещества, растительные остатки – все это свидетельствует о небольшой глубине прибрежной полосы моря, действии волн и течений. Наряду со значительным количеством поступавшего в водоем терригенного материала, накапливались

и карбонатные осадки. Карбонат кальция, растворенный в воде, послужил основной для скелетных образований фауны и материалом для создания защитных трубок у некоторых видов морских червей.

Благодаря этим органическим остаткам, можно сказать, что происходило морское осадконакопление. Море было теплым, спокойным, с нормальной соленостью, содержащий кислород, необходимый для жизни таких животных как морские лилии, морские ежи, черви, иглокожие и мелкие донные животные.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮРСКИХ И МЕЛОВЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Е.О. Никифорова

Научный руководитель доцент М.В. Шалдыбин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западно-Сибирская провинция является крупнейшим нефтегазоносным регионом России, в процессе выполнения работы изучались её юрские и меловые отложения, что обусловлено стратиграфической приуроченностью к ним основных промышленных залежей нефти и газа.

В работе были рассмотрены отложения пород-коллекторов, вскрытых на Ефремовском, Малобалыкском, Приразломном (все нижний мел) и Крапивинском (юра) месторождениях.

Таким образом, цель проводимых исследований заключалась в изучении продуктивных на УВ скважин, вскрывших нефтегазопродуктивные пласты, их анализ и сопоставление основных особенностей отложений указанных возрастов.

Для выполнения поставленной цели было проведено послойное макроописание керн, описание петрографических шлифов, а также были проанализированы результаты гранулометрического и рентгенофазового анализов рассматриваемых отложений.

Проведённое макроописание керн позволило построить литологические колонки, характеризующие разрез рассматриваемых месторождений, а также определить обстановку осадконакопления, характерную для их отложений.

По результатам описания пород в шлифах для каждой из скважин были построены классификационные диаграммы Шутова, а также диаграммы, отражающие результаты гранулометрического и рентгенофазового анализов.

Сравнение отложений юрского и мелового возрастов, что и являлось целью работы, проводилось посредством построения обобщающих диаграмм.

На сводной диаграмме, построенной по результатам исследования в шлифах отложений всех четырёх месторождений, видно, что изученные породы обладают сходным составом (рис. 1). По составу рассмотренные песчаники были отнесены преимущественно к кварцево-полевошпатовым грауваккам, полевошпатово-кварцевым грауваккам и граувакковым аркозам. Можно отметить, что в отложениях Ефремовского месторождения по отношению к остальным несколько понижено содержание кварца, в Крапивинском – содержание кварца немного выше, но в целом эти отличия незначительны и, вероятно, не могут свидетельствовать о существенном влиянии минерального состава на коллекторские свойства пород.

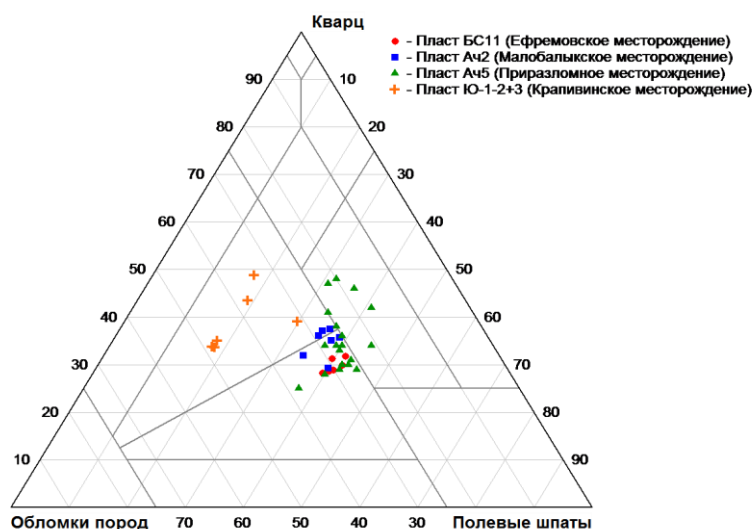


Рис.1 Сводная классификационная диаграмма В.Д. Шутова с результатами количественно-минералогического анализа:
а – граувакковые аркозы; *б* – полевошпатово-кварцевые граувакки; *в* – кварцево-полевошпатовые граувакки

По результатам гранулометрического анализа все изученные породы являются мелкозернистыми, реже тонко-, тонко-мелко-, средне-мелко-, мелко-среднезернистыми песчаниками и единичными алевропесчаниками (рис. 2). Примесь алевритового материала составляет от 5,73% до 28,95%, пелитового – от 1,51% до 6,79%. Отдельно выделяется Ефремовское месторождение, в котором содержание песчаной фракции по отношению к другим повышено и колеблется от 90,44% до 94,54%, содержание пелитовой фракции низкое (от 0% до 1,74%). Вероятно, это связано с уникальными фациальными условиями образования данных песчаных пластов, при которых в породы попадал преимущественно песчаный материал. Сортировка главным образом плохая, реже хорошая и средняя. Коллекторы Приразломного и Крапивинского месторождений, несмотря на их различие по возрасту также представляют собой песчаники и обладают сходными гранулометрическими характеристиками.

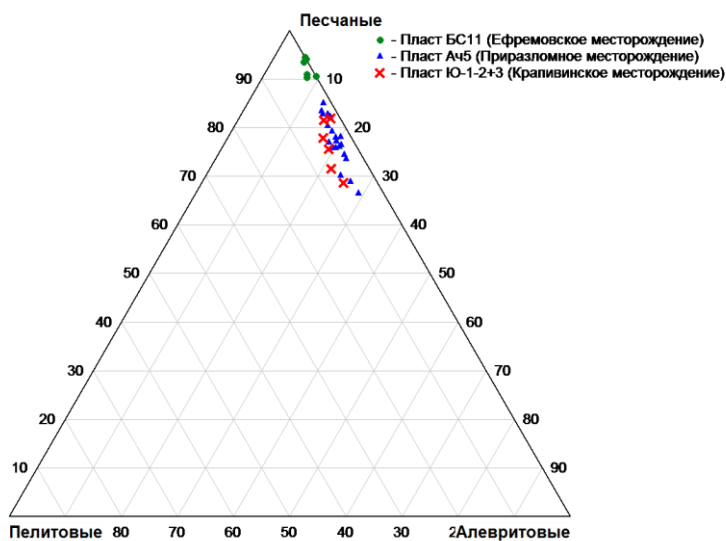


Рис.2 Сводная диаграмма с результатами гранулометрического анализа

Наибольшая разница между изученными отложениями была выявлена по результатам рентгенофазового анализа глинистого цемента, что наглядно представлено на построенной сводной диаграмме (рис. 3). В отложениях Приразломного месторождения в составе глинистого цемента резко преобладает хлорит (от 48% до 59%), в то время как в отложениях Крапивинского и Ефремовского месторождений преобладающим минералом глинистой части является каолинит (от 46% до 68% и от 36% до 60% соответственно).

Таким образом, сопоставив полученные результаты можно выделить следующие отличия юрских отложений от меловых:

- Повышенное содержание обломков (до 48,5%);
- Преобладание в составе глинистой составляющей каолинита (до 68%);
- Большой средневзвешенный диаметр зёрен (до 0,28 мм);
- Несколько большее значение пористости, полученное в результате изучения пород в шлифах;

Следует отметить, что из всех рассмотренных объектов наилучшими коллекторскими свойствами, вероятно, обладают отложения Ефремовского и Крапивинского месторождений, относящиеся к меловому и юрскому возрасту соответственно.

Меловые отложения Ефремовского месторождения незначительно уступают юрским по ряду вышеуказанных признаков, характеризуясь помимо всего прочего самым низким из всех рассмотренных месторождений содержанием пелитовой фракции (от 0% до 1,74%), отрицательно влияющей на коллекторские свойства пород.

Исходя из всего вышесказанного, можно сделать вывод, что выявленные в результате проведённых исследований отличия между меловыми и юрскими отложениями незначительны и несущественно влияют на коллекторские свойства пород.

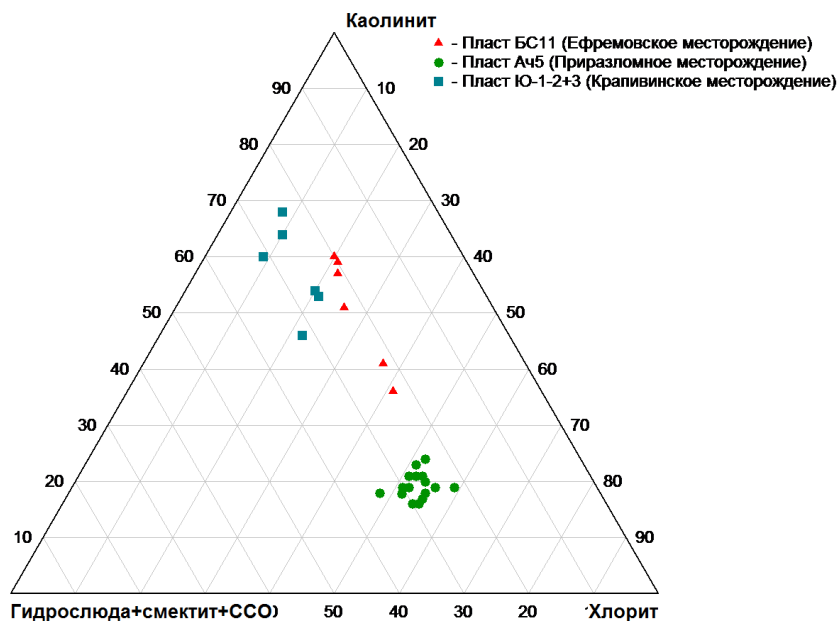


Рис.3 Сводная диаграмма с результатами рентгенофазового анализа

Литература

1. Гайдукова Т.А. Нефтегазоносные провинции и области России. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2006. – 113 с.
2. Ежова А.В. Литология. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 336 с.
3. Конторович А.Э. Геология нефти и газа. Геология нефти и газа Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2008. – Т. 1. – 539 с.

4. Недоливно Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 172 с.
5. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). – Л.: Недра, 1987. – 269 с.

ИСТОРИЯ БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ МОРЕЙ РОССИИ И ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

Д.И. Новосельцев, В.Ю. Афиян

Научный руководитель ассистент А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обострение мирового энергетического кризиса, а также постепенное истощение месторождений нефти и газа на суше обуславливают необходимость все более масштабного освоения запасов углеводородов морского дна, в недрах которого сосредоточено почти в 3 раза больше нефти и газа, чем на суше [1]. Около 22% площади Мирового океана (примерно 80,6 млн. км²) занимает водная окраина материков, состоящая из трех зон: шельфа, материкового склона и подножья. Из общей площади дна морей и океанов перспективны на нефть и газ около 75 млн. км² (примерно 21%), в том числе на шельфе – 19,3 млн. км², на материковом склоне – 20,4 млн. км² и в пределах материкового подножья – 35 млн. км². Наиболее доступной является шельфовая зона, однако в настоящее время осваивается лишь 1 млн. км² [2]. Под шельфом понимается выровненная часть подводной окраины материков с незначительным уклоном, примыкающая к суше и характеризующаяся общим с ней геологическим строением.

По прогнозам специалистов [2] свыше 60% площади шельфа перспективны на нефть и газ. Прогнозируемые извлекаемые начальные суммарные ресурсы (НСР), выявленные в месторождениях газа и конденсата, преобладают над соответствующими ресурсами и запасами нефти.

География современной морской добычи нефти и газа впечатляюще широка – от коралловых рифов Австралии до арктических морей. Уже в начале 80-х годов в Мировом океане насчитывалось более 800 нефтегазовых месторождений, многие из которых отличаются уникальностью запасов природного газа и газоконденсата. За последние 30 лет были открыты и основательно разведаны месторождения углеводородов на шельфе Атлантического океана (Мексиканский залив, Карибское море, Гвинейский залив), восточной части Тихого океана (залив Кука, прибрежные воды Калифорнии), у берегов Аляски, Канады, Австралии, Новой Зеландии, в Персидском и Суэцком заливах, Северном и Средиземных морях, на шельфе Юго-Восточной Азии и в ряде других морских регионов [3].

Наиболее богатыми нефтью и газом участками континентального шельфа Мирового океана являются Персидский (более половины общемировых запасов нефти), Мексиканский и Гвинейский заливы, моря Юго-Восточной Азии, Бофорта и Северное, морская лагуна Маракайбо (Венесуэла). На них приходится большая часть запасов нефти и газа континентального шельфа. Открыты крупнейшие в мире морские месторождения нефти: Саффания с запасами, оцениваемыми в 5 млрд. т, и с годовым дебитом 75,5 млн. т (Саудовская Аравия); лагуна Маракайбо с запасами, превышающими 7 млрд. т, и газа; Норз Доум – с запасами 71 трлн. м³ (Катар).

В настоящее время все масштабнее разворачивается морская нефтегазодобыча в Карибском море, Мексиканском заливе, у берегов Саудовской Аравии и Кувейта, в Северном и Норвежском морях, на шельфе Аляски и в пределах других морских акваторий [3].

Освоение морских месторождений началось в 1824 г., когда на шельфе Апшеронского полуострова в районе Баку в 25-30 м от берега стали сооружать изолированные отводы – нефтяные колодцы, и вычерпывать нефть из неглубоко залегающих горизонтов. Нефтегазовые месторождения в прибрежной зоне Каспийского

моря начали осваиваться еще более 100 лет назад. С 1891 года в США стали продаваться участки моря, на дне которых были обнаружены запасы углеводородного сырья.

В эти же годы на Калифорнийском побережье началось бурение наклонных скважин, достигающих залежей нефти на расстоянии 200 м от берега. В 1936 г. на шельфе Каспийского моря, а с 1947 г. на шельфе Мексиканского залива стали устанавливать буровые платформы на свайном основании [5].

Вначале 1970-х гг. нефтегазодобычу в морях и океанах вело 21 государство, геофизические и буровые работы осуществляли 46 стран и 5 готовились к ним. Вначале 1980-х гг. более 100 стран участвовало в освоении континентального шельфа, 37 из них вели разработку морских месторождений нефти и газа.

Поисками морских месторождений и их разработкой вначале 1990-х гг. занимались уже 136 компаний и фирм из 118 государств. В эти годы добыча нефти и газа на континентальном шельфе Мирового океана достигла 900 млн. т условного топлива (в пересчете на нефть, где 1 т нефти равна 1200 м³ газа) в год и составила около 35% мировой добычи.

За относительно короткое время (20-30 лет) добыча нефти и газа на морском шельфе возросла до 20-25% от мировых объемов добычи углеводородов в начале 90-х годов. К 2000 г. объемы морского бурения приблизились к 3000 скважин в год при наибольших темпах прироста в США, Южной Америке и Африке и при рекордных глубинах проходки скважин до 7000-8000 м в Мексиканском заливе [5].

В бывшем СССР освоение морских нефтяных ресурсов было начато еще в 20-е гг. Однако все усилия тогда были направлены на разведку и эксплуатацию запасов нефти в основном на Каспии и в меньшей мере – в бассейнах Черного и Азовского морей. В конце 40-х годов в Каспийском море было открыто знаменитое месторождение «Нефтяные камни», интенсивная разработка которого продолжалась несколько десятилетий. К 1972 г. здесь были возведены 1880 стальных буровых платформ и эстакады протяженностью более 300 км. Шельфы других морей России оставались долгое время мало обследованными. Лишь в 80-е годы удалось значительно расширить объемы геологоразведочных работ (в основном в районах Западной Арктики и Дальнего Востока) и получить первые оценки морского нефтегазоносного потенциала России [5].

Россия в настоящее время находится на пороге промышленного освоения запасов нефти и газа на континентальном шельфе. Она располагает 22 % площади шельфа Мирового океана, 80-90% из которого считаются перспективными для добычи углеводородов. Около 85 % запасов топливно-энергетических ресурсов приходится на шельф арктических морей, 12 %, а по некоторым данным 14 % приходится на шельф дальневосточных морей, а остальное на шельфы Каспийского, Азовского и Балтийского морей [4].

Потенциальные ресурсы углеводородов в пределах российского континентального шельфа грандиозны и достигают 90-100 млрд. т условного топлива, включая около 40% от мировых разведанных запасов газа.

Наиболее перспективной по запасам углеводородов является акватория Западной Арктики, включающая регионы Баренцева, Карского и Печорского морей. В последние годы здесь выявлены крупные структуры и открыто 10 месторождений нефти и газа и 2 газоконденсатных, среди которых 4 гигантских по запасам: Штокмановское – газоконденсатное, Ленинградское, Русановское – газовое и Приразломное – нефтяное [2]. Наиболее значительные запасы углеводородов (более 54 млрд. т) сосредоточены в недрах шельфа Баренцева, Печорского и Карского морей, где выявлены 100 перспективных площадей и открыты 10 нефтяных и газовых месторождений [2].

Особенно быстро развиваются события на шельфе Сахалина, высокая нефтегазоносность которого давно установлена и интенсивно обследуется в течение последних 30 лет. На сегодня открыто пять нефтегазоконденсатных, одно газоконденсатное и два газовых месторождения. Наиболее перспективные участки площадью 70 тыс. км² примыкают к северной и северо-восточной окраинам острова. Проект «Сахалин 1» охватывает три морских месторождения на северо-восточном шельфе Сахалина,

потенциально извлекаемые запасы которых оцениваются приблизительно в 400 млн. т нефти и 400 млрд. м³ газа.

Одновременно на северо-восточном шельфе Сахалина реализуется другой крупный проект – «Сахалин 2» на двух месторождениях, запасы которых составляют около 140 млн. т нефти и 400 млрд. м³ газа. В рамках этого проекта в 1998 г. на расстоянии 20 км от берега на глубине 30 м была установлена первая на российском шельфе крупная стационарная ледостойкая платформа «Моликпак» [3].

Можно не сомневаться, что экспансия нефтедобычи в море будет продолжена и расширена в двадцать первом веке. К числу стран, для которых этот процесс может быть особенно быстрым и стратегически важным в социально-экономическом плане, следует отнести, прежде всего, Россию – самую богатую страну мира по морским запасам нефтегазовых углеводородов.

Таким образом, высокий нефтегазоносный потенциал российского шельфа и обеспеченность России углеводородным сырьем на шельфе в обозримом будущем не вызывают сомнений.

Литература

1. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 373 с.
2. Никитин Б.А., Оганов А.С., Богатырева Е.В. Подготовка магистров-специалистов для освоения месторождений нефти и газа на континентальном шельфе // Газовая промышленность, 2011. – № 10. – С. 95 – 97.
3. Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа. – М.: Изд-во ВНИРО, 2001. – 241 с.
4. Тарасюк В. О стратегии освоения континентального шельфа Российской Федерации // Бурение и нефть, 2006. – №9. – С. 3 – 4.
5. Сергаева М.Ю. История эксплуатации нефтегазовых объектов в России и за рубежом: консп. лекций. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2008. – 88 с.
6. Шилов Г.Я., Захаров А.И. Состояние изученности ресурсной базы углеводородов шельфа РФ. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – №5. – С. 13 – 20.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПРИБРЕЖНО-МОРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОДУГОЛЬНОЙ ТОЛЩИ (ВЕРХНЯЯ ЮРА) НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Е.В. Панова

Научный руководитель доцент Т.Г. Тен

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области в 450 км к северо-западу от Томска. В геологическом строении месторождения принимают участие отложения палеозойского фундамента и мезозой-кайнозойского осадочного чехла. В его составе установлены отложения юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возраста. Промышленная нефтегазоносность Мыльджинского месторождения связана с отложениями юры и нижнего мела. Объектом исследования в настоящей работе явилась подугольная толща юрского нефтегазоносного комплекса, отложения которой сформированы в различных фациальных обстановках прибрежно-морского режима седиментации и представлены терригенными породами изменчивого литологического состава [1].

Подугольная толща в пределах изучаемой территории состоит из двух частей. Нижняя, имеющая сильно изменчивую толщину и состав, представлена двумя типами разреза: алевритно-песчаным и глинисто-алевритовым, эту часть разреза предложено выделять в ранге локального циклита Ю₁⁴. Верхняя часть подугольной толщи представлена мощной преимущественно песчаной пачкой, перекрываемой в большинстве разрезов углистым прослоем толщиной около 1 м, эти отложения индексируются как локальный циклит Ю₁³н (нижний).

Ранее авторами многочисленных исследований установлено, что формирование пород подугольной толщи происходило в условиях преобладающего отступления береговой линии в сторону моря при достаточно расчленённом рельефе территории. Проведенные палеогеографические исследования, основной целью которых было установление особенностей распространения пород-коллекторов и флюидоупоров подугольной толщи на площади месторождения, позволили определить характер их выклинивания и выполнить анализ фациальной изменчивости отложений. Особенности распространения пород разного литологического состава циклита Ю₁⁴, представлены на рис. 1.

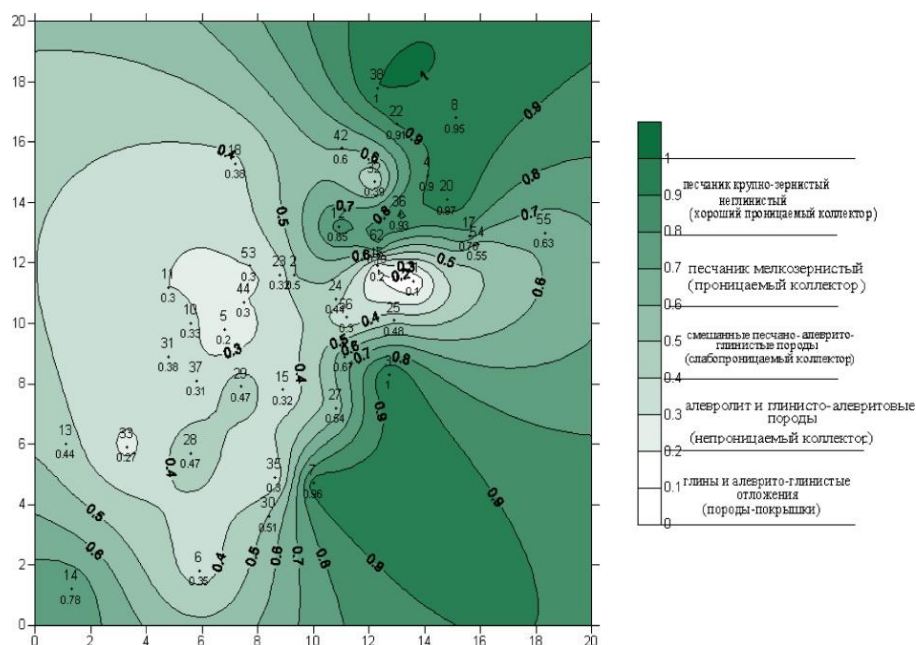


Рис.1 Карта литологического состава циклита Ю₁⁴

Комплексный анализ промыслово-геофизических данных и кернового материала позволил выделить в толще циклита Ю₁⁴ два типа разреза. Для первого типа разреза характерен песчаный состав отложений.

Данный тип получил развитие на северо-восточном (скв. 38, 22, 42, 8, 4, 36, 12, 62), юго-восточном (скв. 1, 3, 27, 7, 30) и юго-западном (скв. 14) участках площади. На большей части территории развит второй тип разреза, представленный глинисто-алевритовым переслаиванием.

Коэффициент песчаности циклита Ю₁⁴ в зонах распространения этого типа разреза изменяется от 5,9 до 78,9 %. Наибольшие его значения приурочены к северо-восточной части (78,9 и 69 % в скв. 22 и 8 соответственно).

Известно, что форма кривой ПС определяется характером изменчивости гранулометрического состава осадочных образований. Анализ кривых ПС позволил выделить ряд зон с различным гидродинамическим режимом и соответствующими ему типами фаций. Зоны распространения преимущественно песчаных отложений приурочены к участкам с высокой гидродинамической активностью (рис. 2). Они установлены на крайнем юго-западе (скв. 14), юго-востоке (скв. 7, 3) и на северо-востоке (скв. 38, 22, 8, 4, 36, 62). Максимальное отклонение кривой ПС характерно для верхней части аномалии, отражая

увеличение динамической активности водной среды в конечный этап формирования осадков этой зоны.

Зоны распространения песчано-алевритовых пород, которые формировались при среднем (III) гидродинамическом уровне среды седиментации, приурочены к склоновым частям поднятий и носят локальный характер (скв. 42, 1, 27, 13). Динамика среды этих зон осадконакопления менее активная, чем в областях со II режимом, что отразилось на меньшей амплитуде отклонения кривой ПС при внешнем сходстве ее формы.

Четвертый режим седиментации характеризуется низкой гидродинамической активностью. Участки с подобными условиями осадконакопления имеют наибольшее распространение. Кривая ПС, при явно регрессивном характере, имеет еще меньшую амплитуду отклонения.

В этой зоне накапливались глинисто-алевритовые осадки. Локальный характер распространения имеют зоны с меняющимся гидродинамическим режимом от низкого к очень низкому (IV–V). В этих зонах накапливались преимущественно глинистые отложения (скв. 33, 53, 44, 23, 15, 35). На мелководно-морской характер осадконакопления указывают ходы и норки морских червей (скв. № 44) и включения глауконита в песчаниках (скв. 22, 8, 62).

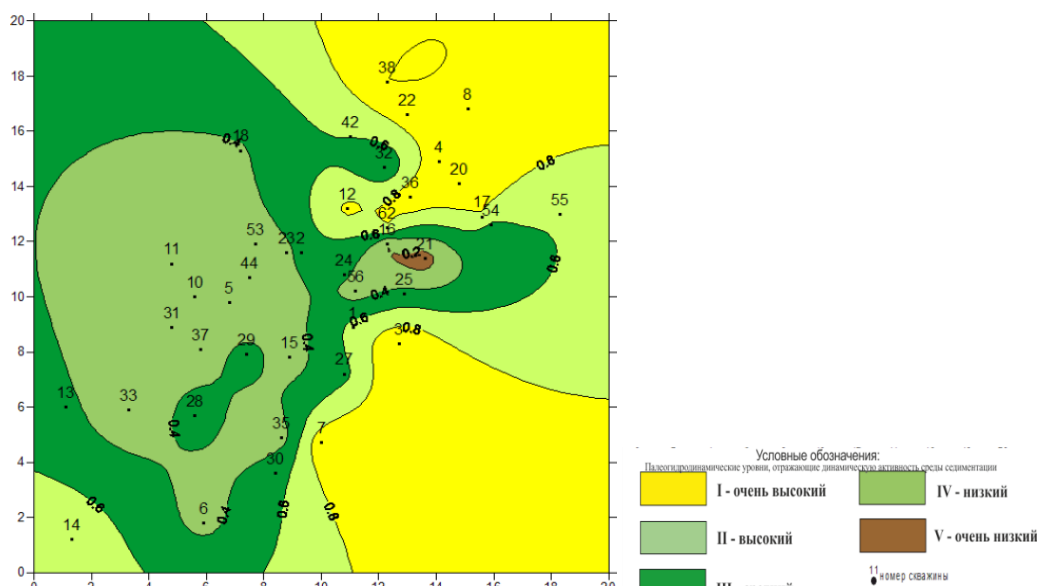


Рис.2 Литолого-фациальная карта циклита Ю₁⁴

Отложения локального циклита Ю₁³н представлены песчаными, алевритовыми и глинистыми породами (рис. 3). На большей части территории (скв. 38, 42, 17, 16, 21, 3, 11, 44, 37, 15, 7, 13, 14, 28, 31, 2) отложения циклита представлены мелкозернистыми песчаниками (значения $a_{пс}$ от 0,8 до 0,6). Они повсеместно обрамляют области развития крупно-среднезернистых песчаников, занимая практически всю оставшуюся территорию. Участки развития смешанных песчано-алевритовых пород (значения $a_{пс}$ от 0,6 до 0,4) распространены локально. Они отмечены в пределах полосы развития мелкозернистых песчаников на западе (район вблизи скв. 33), в центре (скв. 5, 35, 29, 12) и в восточной (скв. 55, 20) части территории.

Алевриты (значения $a_{пс}$ от 0,4 до 0,2) получили распространение только в центральной части месторождения (скв. 23), где область их развития имеет замкнутую форму.

Комплексный анализ структурно-текстурных особенностей, электрометрических характеристик разрезов изучаемых отложений позволил выделить четыре зоны с различными гидродинамическими режимами бассейна седиментации и соответствующими типами фаций локального циклита Ю₁³н (рис. 4). Первый режим среды седиментации (I)

характеризуется очень высокой гидродинамической активностью, что указывает на участки бассейна с активной волновой деятельностью.

Песчаники этой зоны имеют средне-мелкозернистую структуру, хорошую сортировку материала, однородную текстуру. Формирование этих отложений осуществлялось в условиях сводово-склоновых фаций, тяготеющих к подводным поднятиям рельефа дна морского бассейна. Для этих участков характерно сохранение очень высоких и высоких энергетических уровней водной среды на протяжении всего периода формирования цикла Ю₁³н.

Значительным распространением на площади пользуются зоны с высокой (II) гидродинамической активностью. Разрезы характеризуются повышенным содержанием песчаного материала в верхней части цикла Ю₁³н. В этих зонах развиты фации с регрессивным характером изменения зернистости. Зоны со средней (III) гидродинамической активностью среды седиментации установлены в западной и восточной частях Мыльджинской площади (скв. 17, 54, 55, 33, 37, 29). На кривых ПС так же, как и в разрезах фаций, видна явная регрессивная направленность изменения зернистости.

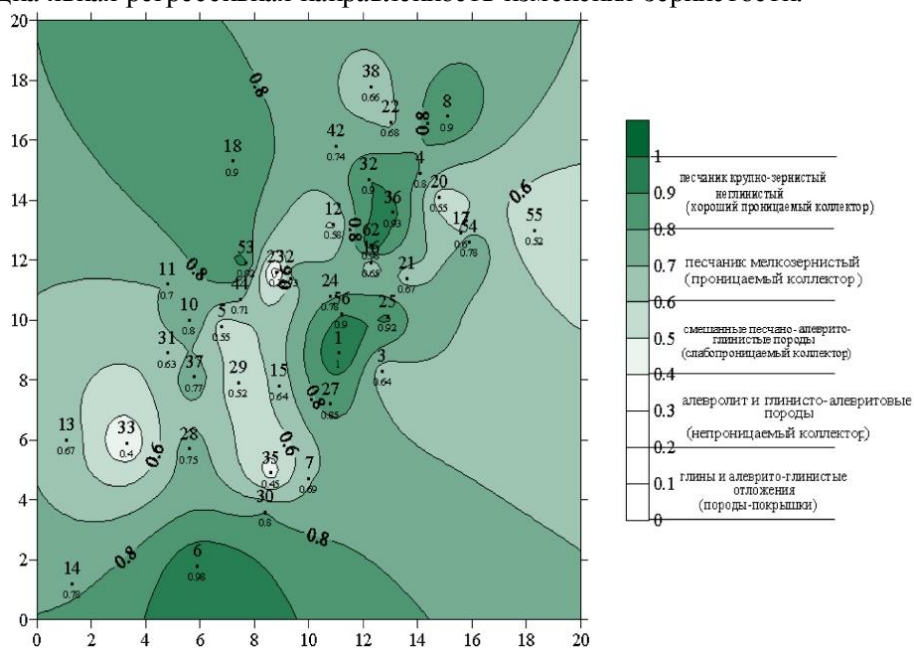


Рис.3 Карта литологического состава цикла Ю₁³н

Формирование отложений приурочено к наиболее пониженным участкам рельефа, вероятнее всего это лагуны, заполняющиеся глинисто-алевритовым материалом в условиях невысокой гидродинамической активности.

Ограниченное распространение (скв. 23) имеет зона с низким (IV) уровнем гидродинамического режима среды седиментации. Разрезы сложены глинисто-алевритовым материалом, причем и в этом случае на кривых ПС видна регрессивная направленность изменения зернистости.

Выделение зон со сходными гидродинамическими режимами, их пространственное размещение и взаимоотношение между собой позволили сделать выводы об условиях формирования цикла Ю₁³н. Установлено, что отложения цикла Ю₁³н накапливались в эпоху наиболее активной тектонической деятельности в обстановке продолжающейся в оксфордском веке регрессии в условиях расчлененного рельефа дна мелководно-морского бассейна. В это же время усилились процессы механической денудации в областях сноса обломочного материала. Благодаря этому, увеличивалось количество доставляемого обломочного материала в бассейн седиментации.

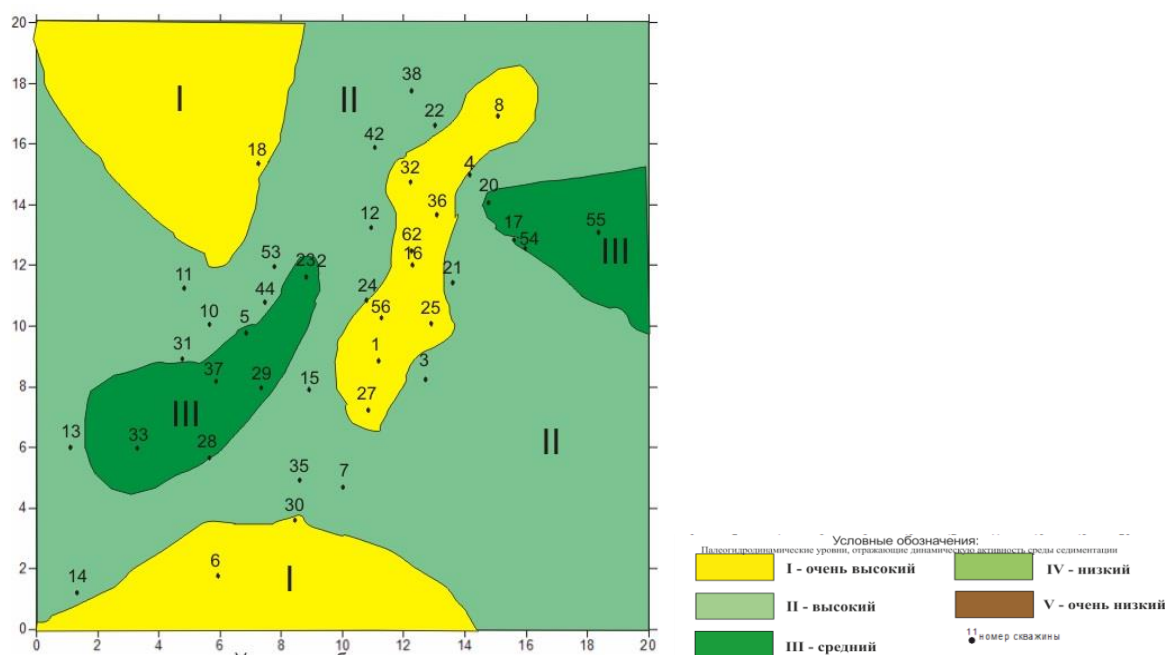


Рис.4 Литолого-фациальная карта цикла Ю₁³н

Неравномерный рост отдельных поднятий приводил к усилению гидродинамической активности на участках подводных сводов и валов. Такие условия седиментации способствовали накоплению песчаного и алеврито-песчаного материала, его хорошей отсортированности и значительной мощности.

Таким образом, комплексное использование геолого-геофизических материалов, структурно-текстурного анализа, биофациального анализа позволяет с достаточно высокой точностью устанавливать условия формирования продуктивных отложений, их изменчивость во времени и пространстве, что в свою очередь может повысить эффективность геологоразведочных работ.

Литература

1. Белозёров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском нефти и газа в ловушках неантиклинального типа // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск, 1980. – С. 92 – 100.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИННОГО АКУСТИЧЕСКОГО СКАНЕРА САС-90 В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ВЕНД-РИФЕЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТИ И ГАЗА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

А.В. Пономарев, Е.В. Морозова

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Красноярский край является уникальной территорией не только в России, но и в мире по стратиграфическому диапазону нефтегазоносности, который охватывает отложения от архея до сеномана включительно, что отвечает возрасту от 2600 до 90 млн. лет [1]. Свыше 65% геологических ресурсов углеводородов Красноярского края сосредоточены в отложениях докембрия и нижнего палеозоя. Распространение пластов-коллекторов в столь широком стратиграфическом диапазоне накладывает отпечаток на их фильтрационно-емкостные характеристики, развитие по площади, мощности, используемые методы ГИС [2].

Геолого-технологические условия геофизических измерений в скважинах весьма сложные и необычные. Комплекс ГИС не дает прямых признаков коллекторов в карбонатном разрезе. В этом разрезе не работают методы: ПС, микрозонды, БМК, диэлектрический. В интервалах карбонатных коллекторов не образуется глинистой корки. Применение минерализованной промывочной жидкости и сильно дифференцированный геоэлектрический разрез ограничивают применение зондов БКЗ и ИК для определения электрических параметров пластов. Необычным является и предельно низкая общая пористость карбонатных пород-коллекторов (от 1 до 5%), сопоставимая с точностью измерения методов пористости. Именно в таких сложных коллекторах трещиноватость часто является определяющей не только в их проницаемости, но и в формировании их емкости.

В настоящее время все больше внимания уделяется плотным, низкопористым породам, роль повышенной трещиноватости в которых является часто первостепенной. Выявление зон трещиноватости успешно решается применением скважинного акустического сканера (САС-90), который получил широкое применение при детальном исследовании вертикальных и наклонно-направленных необсаженных скважин диаметром от 110 до 300 мм. С помощью вращающегося акустического датчика за один оборот выполняется 500 измерений амплитудных и временных параметров акустического отраженного от стенки скважины сигнала. Это позволяет получить «видеоизображение» внутренней стенки скважины высокого разрешения (до 1 мм). В результате с достаточной достоверностью можно определить текстуру горных пород, не отбирая керновый материал. Внутри прибора располагается встроенный модуль непрерывного инклинометра для измерения азимута, зенитного угла и угла ориентации корпуса прибора. Значения этих углов позволяют привязать «видеоизображение» внутренней стенки скважины к северному меридиану [3]. Для привязки к разрезу скважины используется канал ГК.

Основные задачи, решаемые данным методом: литологическое расчленение разреза; выявление кавернозных и трещинно-каверновых зон, тонкослоистых пропластков и желобов; построение профиля сечения скважины; выявление элементов залегания пластов с азимутальной привязкой в пространстве; оценка флюидальных контактов.

Использование прибора САС-90 в венд-рифейских терригенно-карбонатных отложениях в скважинах Присаяно-Енисейской НГО, позволило решить проблему выявления зон трещиноватости в известковых и доломитовых толщах. Исследования проводились с целью выявления пластов-коллекторов на трех скважинах Ирбинского газоконденсатного месторождения. По полученным акустическому и временному имиджам на качественном уровне выделяются трещиноватые интервалы (рис. 1).

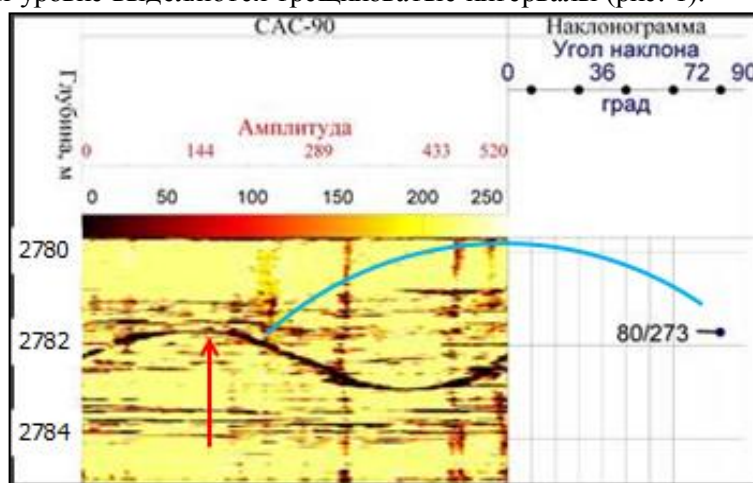


Рис.1 Фрагмент акустического имиджа с зафиксированной вертикальной трещиной

Количественную оценку – ориентацию трещин и их азимутальную привязку проводили в программном комплексе PRIME. Так, в интервале глубин 2500-2950 м в

среднем по каждой скважине было выявлено 65 глинистых пропластка, 30 наклонных (с углом падения 35-45°) и 18 вертикальных (с углом падения более 75°) трещин преимущественной направленностью 250-275°.

Наклонные трещины частично залечены глинистым и ангидритистым материалом, вертикальные, в основном, открыты. Запись САС-90 проводилась в комплексе с геофизическими методами исследований и отбором керна. Корреляция визуализированного акустического имиджа с увязанным керновым материалом показала совпадение зон трещиноватости и кавернозности. Литологическое расчленение разреза, выполненное на основе каротажа, согласуется с выявленными пропластками глин в общем массиве карбонатных пород.

Внедрение САС-90 в обязательный комплекс детальных ГИС в интервале карбонатных сложнопостроенных коллекторов, существенно повысит достоверность выявления каверново-трещинных зон.

Наряду с геолого-геофизической информацией визуализация акустического имиджа внутренней стенки скважины позволит качественно провести литофациальный анализ отложений, вскрытых скважиной.

Литература

1. Старосельцев В.С. Карта перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы / Под ред. В.С. Старосельцева. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2002. – 1 с.
2. Гутина О.В. Проблемы изучения сложнопостроенных коллекторов Восточной Сибири. – Красноярск: КНИИГГиМС, 1998. – 120 с.
3. Методика интерпретации САС-90. – Уфа: ОАО НПФ «Геофизика», 2012. – 35 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ШЕЛЬФА КАРСКОГО МОРЯ И ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЕГО ИЗУЧЕНИЯ

О.Н. Присяжнюк

Научный руководитель доцент Т.Г. Перевертайло

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с истощением резервов основных нефтегазодобывающих районов России все больше внимание отводится изучению Арктического шельфа, с которым связывают дальнейший прирост ресурсов углеводородов, что позволит стране сохранить лидирующие позиции в мире по запасам газа и добычи нефти. Шельф Арктики разделяется по названиям окраинных морей на Баренцевоморский, Карский, Лаптевский и Восточносибирско-Чукотский. На сегодняшний день, наиболее изучен шельф Баренцева и Печорского морей, а так же Карского и Охотского морей. Наименьшая изученность геолого-геофизическими работами наблюдается в Восточной Арктике. Средняя плотность сейсмопрофилирования на шельфе Западной Арктики составляет 0,41 км/км², Карского моря – 0,13 км/км².

На территории Арктического шельфа пробурено 86 скважин [3]. Уже сейчас на этапе начального изучения Арктики ученые оценивают запасы этого региона в более чем 100 млрд. т усл. топлива. На данный момент на наиболее изученной акватории Западной Арктики открыто 27 месторождений углеводородов, 5 из которых по запасам считаются уникальными [3].

Осадочные бассейны шельфа Арктики с выявленной и возможной нефтегазоносностью расположены на коре континентального типа и связаны с глубокими прогибами, где мощность осадков достигает более 15 км. Тектоническими элементами, определившими эпицентры погружения осадочно-породных бассейнов и соответствующее распределение крупных зон нефтегазоаккумуляции, явились региональные зоны рифтогенеза. В их пределах создавались условия, наиболее благоприятные для формирования уникальных

скопления углеводородов. В пределах Западной Арктики ряд исследователей [3] выделяет пять палеорифтовых систем или тафрогенов: Баренцевоморская, Западно-Сибирская, Тимано-Печорская, Мезенская и Евразийская.

На основании выявленных залежей углеводородов, геохимических, литолого-палеографических исследований выделяют несколько наиболее перспективных нефтегазоносных комплексов (ПНГК): палеозойские, триасовые, юрские и меловые отложения.

Шельф Карского моря, Обской и Тазовской губ является северным продолжением Западно-Сибирской плиты. В юго-западной части Карского моря, а также на полуостровах Ямал и Гыданский, расположена Южно-Карская впадина, выполненная терригенными отложениями юры и мела с общей мощностью от 8 до 14 км.

В строении осадочного разреза принимают участие два структурно-формационных комплекса. Верхний (плитный), сложен терригенными юрско-меловыми отложениями; нижний (рифтовый) – триасовыми вулканогенно-терригенными образованиями. В северо-восточной части Карского моря расположена Северо-Карская впадина, в пределах которой кристаллический фундамент залегает на глубине 12–20 км. Она сложена отложениями палеозоя и мезозоя и обладает огромным нефтепроизводящим потенциалом. Ее геологическое строение и нефтегазоносность остаются пока не изученными из-за трудных природно-климатических условий [1].

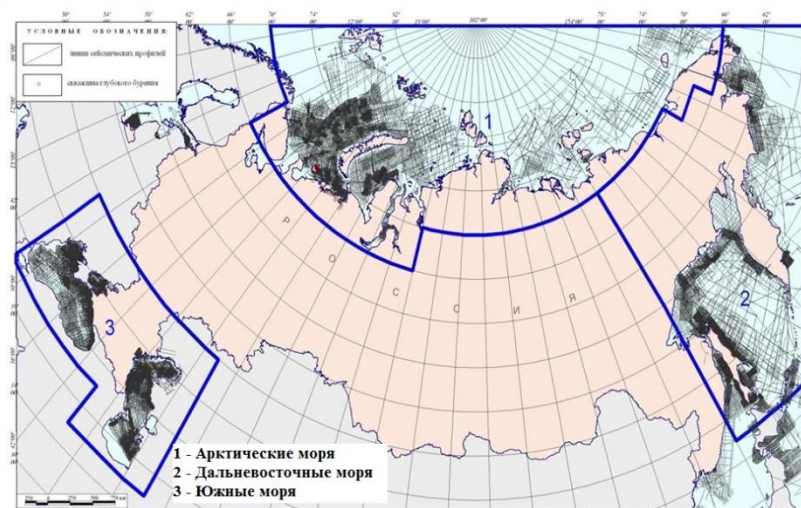


Рис.1 Степень сейсмоизученности шельфов морей России

На шельфе Карского моря традиционно выделяются: на севере – самостоятельная Северо-Карская ВНГО (возможно нефтегазоносная область) и на юге – Южно-Карская ГНО – морская часть Западно-Сибирской НГП. В пределах морской части Западно-Сибирской НГП, расположенной в Южно-Карской синеклизе, выделяются: в западной части – Байдарацко-Приновоземельская ВНГО, в центральной части – Южно-Карская ГНО, а в южной три ГНО, приуроченные к двум крупным седловинам и разделяющей их синеклизе, в пределах которых имеются крупные перспективные участки шельфа: Пайхойско-Таймырская, Ямало-Гыданская и Южно-Ямало-Мессояхинская. В наиболее перспективной для морских работ Южно-Карской ГНО, где уже выявлены уникальные по запасам в сеноман-альбских и аптских отложениях Русановское и Ленинградское ГКМ, а также Малыгинское месторождение в сухопутной части на Северо-Ямальском валу.

В результате изучения геологического строения Южно-Карского бассейна выделен ряд крупных перспективных структур – таких как Университетская, Викуловская, Татариновская, Рождественского, Кропоткинское, Рогозинская, Розевская, Восточно-Анабарская, Матусевича, Вилькицкого. Первоочередной для геологического изучения является структура «Университетская», которая находится на антиклинальном поднятии в

северной части Припайхойско-Приновоземельской моноклизы. На участке Восточно-Приновоземельский-1 будет проведена сейсморазведка 3D на площади 3 тыс. км². На участке Восточно-Приновоземельский-2 будет выполнена сейсморазведка 2D в объеме 5,3 тыс. пог. км. Компанией «Роснефть» пробурена первая поисково-оценочная скважина Университетская-1 на Восточно-Приновоземельском участке-1. Площадь участка Восточно-Приновоземельский-1 – 47,4 тыс. км². Прогнозные извлекаемые ресурсы по оценке компании: нефть – 3,33 млрд. т, газ – 3,317 трлн. м³. Глубина залегания кровли акустического фундамента от 2000 м до 3400 м. Целевые интервалы геологического разреза находятся в интервале глубин 800–2450 м. Глубина моря в точке бурения составляет 81 м, проектная глубина вертикальной скважины – 2350 м от стола ротора. В ходе проведенных исследований, а именно 2D и 3D сейсморазведки и бурении первой скважины, выявлено месторождение легкой нефти, которая, по заявлению главы НК «Роснефть», не хуже сорта Siberian Light.

Однако, не смотря на всю перспективность шельфовых проектов, их реализация затруднена в связи с рядом причин.

Во-первых, это суровые климатические условия для проведения геологоразведочных работ в данном районе. На территории Карского моря буровые работы могут проводиться только в летне-осенний период в условиях открытой воды (пока нет ледового покрова). Ледовое покрытие морей, торосы и айсберги технически усложняет морскую сейсморазведку – основной инструмент нефтяников. В полярных условиях невозможно безопасно буксировать сейсмоприемную косу, ширина которой может составлять несколько сот метров, а длина – несколько километров. Дно шельфовых морей отличается сложным геологическим строением с большим перепадом глубин, сходным с горными хребтами на суше и очень усложняющим прокладку нефте- и газопроводов. Многолетнемерзлые льдистые грунты широко распространены в мелководных районах шельфа Карского моря. На площадках бурения (скважина Университетская-1) признаков наличия субаквальных многолетнемерзлых пород (СММП) не обнаружено. Полностью исключить их отсутствие нельзя – вероятность обнаружения СММП оценивается от низкой до незначительной на глубинах от 0 до 7 м от морского дна.

Во-вторых, при бурении скважин могут быть задеты газогидратные пласты. Возможность образования газогидратов в рыхлых осадках и их способность к быстрому расщеплению учитывается при проектировании, строительстве и установке стационарных морских платформ и прокладке трубопроводов.

Нарушения естественного теплового режима в верхнем осадочном чехле с последующим разрушением газогидратов могут произойти прямо при бурении или при эксплуатации морских скважин. Если во время бурения газогидратный пласт будет нарушен и распадется, осадки могут опуститься на несколько десятков метров, что вызовет деформацию поверхности дна и выход добывающих скважин из строя, повреждение обсадных колонн и трубопроводов, уменьшение клиренса платформы до уровня досягаемости волн. На месте скважины Университетская-1 газонасыщенные осадки в придонной части разреза распространены на большей части площадки. В проектной точке заложения скважины, отмечаются сейсмические аномалии, такие как потенциально возможное присутствие газа, залегающего на глубине около 585 м ниже уровня морского дна.

Прямых признаков присутствия в донных осадках гидратов природных газов (газогидратов) по данным сейсмопрофилирования на планируемых площадках постановки ППБУ обнаружено не было. В-третьих, в связи с недостаточным опытом работ в условиях Арктики, практически нет технологий, позволяющих разрабатывать месторождения этого района без экологического вреда. В марте 2012 г. на нефтяной платформе Total в Северном море произошла утечка газа. Попавший в воду газовый конденсат образовал дорожку длиной 11 км. Авария создала серьезную угрозу для безопасности людей и окружающей среды: облако взрывоопасного газа окутало всю аварийную платформу, а попавший в море газовый конденсат образовал крупное масляное пятно на поверхности воды. Устранение

последствий аварии обошлось Total в 10 млрд. долларов [2]. В-четвертых, данный регион не имеет развитой инфраструктуры и требует больших капиталовложений. Необходимо организовывать административно-хозяйственную деятельность в данном районе, обеспечивая комфортные условия для рабочих.

При современных темпах добычи разведанных запасов нефти человечеству хватит примерно на 40 лет, газа – на 70, поэтому планомерное изучение Арктики и выявление новых месторождений углеводородов на его шельфе позволит России удержать экономическую стабильность и обеспеченность энергоресурсами. Россия, вопреки всем негативным факторам, осложняющим ГРП в данном районе, а также практически отсутствие опыта и технологий ведения работ в таких условиях, целенаправленно идет к выполнению поставленных задач, являясь первопроходцем и покорителем Арктики.

Литература

1. Мазарович А.О. Строение дна Мирового океана и окраинных морей России. – М.: ГЕОС, 2006. – 192 с.
2. Кондаков В. Для 90% нефтегазоносных площадей Арктики отсутствуют технологии добычи // Коммерсантъ. – М.; Наука, 2001. – №1. – С. 63 – 64.
3. Шейн В.А. Перспективы нефтегазоносности Западной Арктики и рекомендации по проведению геологоразведочных работ на газ и нефть // Геология нефти и газа, 2014. – № 4. – С. 15 – 31.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ СРЕДИННО-АТЛАНТИЧЕСКОГО ХРЕБТА И ЗАГАДКА БЕРМУДСКИХ ХОЛМОВ

А.В. Ростовцев, Е.С. Пуштак

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Доля суши планеты Земля 30%, остальная часть поверхности занята мировым океаном и водными объектами. Наиболее четкое и полное определение этого термина в трудах В.Е. Хаина и Н.К. Богданова. По В.Е. Хаину, это глубинная тектоническая структура (часть литосферы первого порядка), характеризующаяся отсутствием гранитного слоя, уменьшенной мощностью базальтового слоя и неглубоким залеганием поверхности Мохоровича. По Н.К. Богданову, это часть Земли, лежащая за пределами материкового склона, систем глубоководных желобов и островных дуг (современных геосинклиналей), лишенная “гранитного” слоя и характеризующаяся резко повышенной (до 1 км) мощностью осадочного слоя [1]. Срединные хребты располагаются в центральных частях всех океанов (рис. 1).

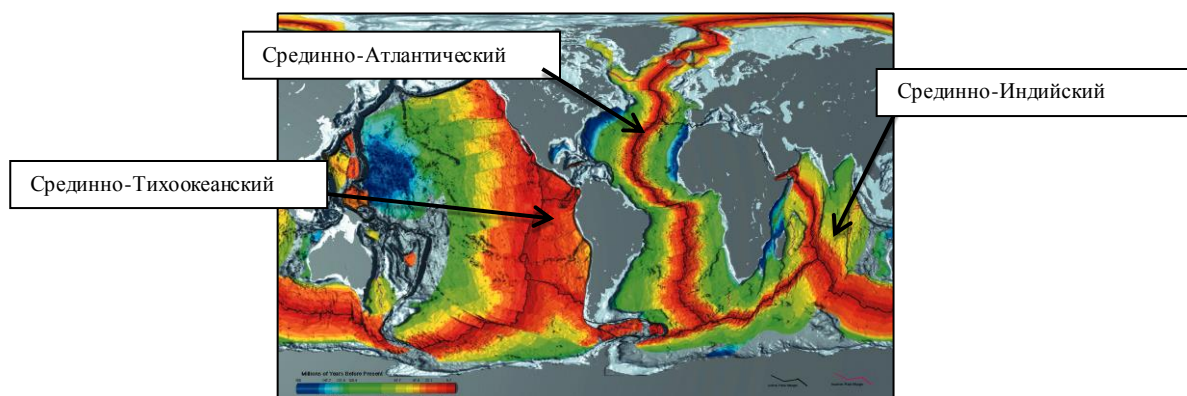


Рис.1 Расположение срединно-океанического хребта

Срединно-океанический хребет делится на Срединно-Атлантический, Срединно-Индийский и срединный хребет Тихого океана. Общая протяжённость составляет 60 тыс. км.

Объектом исследования является Срединно-Атлантический хребет, а именно северная часть. Он простирается в центральной части Атлантического океана от острова Исландия на севере до острова Буве на юге, где все три хребта соединяются в один узел. Муррей в 1912 г. указал, что толщина воды над хребтом менее 2 км. Центральная часть хребта занимает широкий раздробленный на блоки срединный вал.

На протяжении десятилетий для изучения срединноокеанических хребтов учеными применялись следующие методы: гравиразведка, магниторазведка, сейморазведка, электроразведка (все эти методы применяются как на континенте, так и в акваториях океанов), наиболее эффективным является сейморазведочный метод (рис. 2), так как он позволяет с большей точностью определить рельеф дна и глубину его залегания [3].

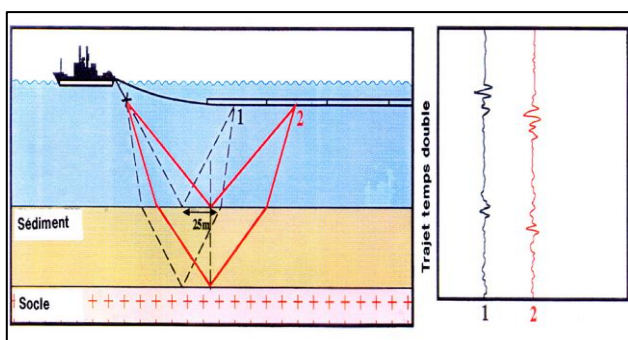


Рис.2 Сейсмограмма МОВ

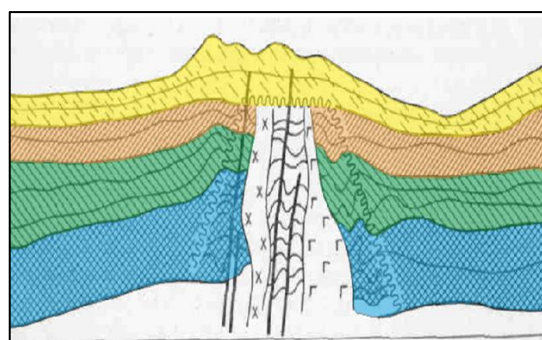


Рис.3 Модель строения Срединно-Атлантического хребта (Пейве, 1975)

В России и бывшем Советском Союзе наибольший вклад в изучение океанов внесли: В.Е. Хаин, А.Л. Яншин, Ю.М. Пушаровский, П.Н. Кропоткин, Л.И. Красный. Они утверждали, что структуры океанов практически не отличаются от структур континента, но в акваториях океанов наблюдается уменьшение мощности осадочных пород, гранитного слоя и глубины границы Мохоровича.

Срединно-Атлантический хребет состоит из интрузивных габбро, метаморфических серпентинитов, даек диабазов и разбит на многочисленные блоки. Магматические расплавы прорывают толщу осадочных пород (юра, мел, палеоген, неоген) и на отдельных участках наблюдаются их выходы на поверхности дна океанов (рис. 3) [2].

Выделяют три основные зоны Атлантического океана: срединноокеанический хребет, дно океанической впадины, подводная окраина материка. Срединноокеанический хребет – это непрерывная цепь срединных хребтов Атлантического, Индийского и южной части Тихого океана. Дно океанической котловины – это крупнейшая абиссальная впадина, достигающая нескольких тысяч километров в поперечнике, осложненная холмами вулканического происхождения. Подводная окраина материка – часть материка, расположенная ниже уровня океана и покрытая его водами. По геологическому строению и рельефу представляет собой продолжение прилегающей части суши. Характеризуется тектонической стабильностью и слабым проявлением вулканизма. Подразделяется на материковую отмель (шельф), материковый склон и материковое подножие, граничащее с ложем океана.

В строении Срединно-Атлантического хребта выделяют следующие тектонические элементы: рифтовая долина, рифтовые горы, плато [3]. Бермудские холмы расположены в северо-западной части Срединно-Атлантического хребта. Холмы состоят из эффузивных и интрузивных горных пород, осложняющие строение плато, и выходят над водой в виде островов (рис. 4) [4].

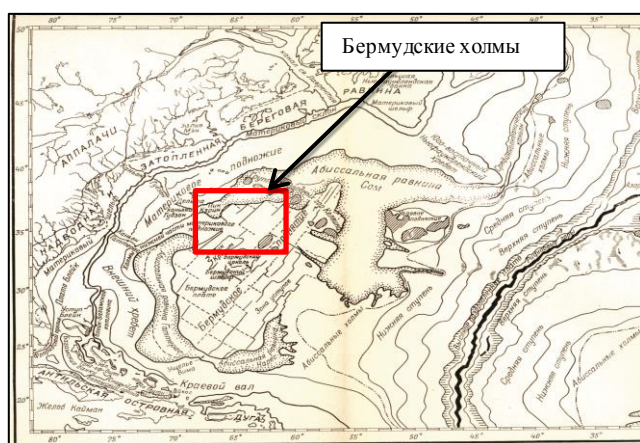


Рис.4 Тектоническая схема зоны расположения Бермудских холмов (Хизен Б.С., 1966)

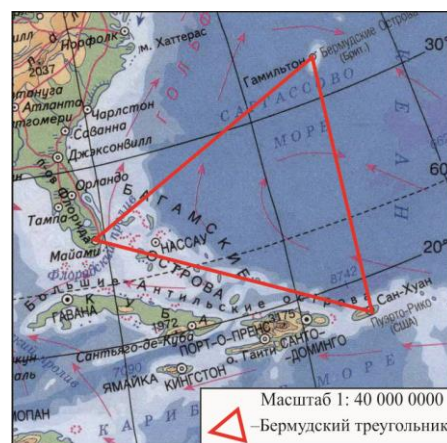


Рис.5 Бермудский треугольник

Бермудские острова – это заморская территория Великобритании, расположенная на группе коралловых островов. В состав Бермуд входит 150 островов и рифов. Площадь 53 км². Население более 64 тыс. человек.

Из-за серии необъяснённых катастроф самолётов и судов в пространстве между Бермудскими, Английскими и Багамскими островами появился термин Бермудский треугольник (рис. 5). Особенности геолого-геофизического строения бермудского плато в целом, является причиной часто возникающих природных катаклизмов.

Причиной бесследного исчезновения морских судов и самолетов в Бермудском треугольнике являются эти самые кристаллогидраты метана, выдвигал еще в 1988 году британский геолог Бен Кленнел. Под влиянием идущего из земных недр тепла и других факторов метан выделяется из кристаллогидратов и образует огромные пузыри под донными осадками. Такие пузыри просто переворачивают корабли, а затем затягиваются в образовавшуюся водяную воронку. Ну, а вырвавшийся на поверхность газ может взрываться при соприкосновении с воздухом, от чего гибнут и самолеты. Австралийцы Джосеф Монаган и Дэвид Мей провели опыты на моделях кораблей в бассейне, а также серию экспериментов с компьютерным моделированием, и показали, что вероятность действия такого механизма даже выше, чем предполагал Бен Кленнел. Бермудское плато характеризуется повышенными зонами магнитной аномалии.

Литература

1. Косыгина Ю.А., Кулындышева В.А., Соловьева В.А. Структура континентов и океанов. – М.: Недра, 1979. – 511 с.
2. Пейве А.В. Тектоника Срединно-Атлантического хребта. – Геотектоника, 1975. – С. 3 – 18.
3. Хейзен Б., Тарп М., Юинг М. Дно Атлантического океана. – М.: Изд-во иностранной литературы, 1962. – 147 с.
4. Хизен Б.К. Ложе океанов // Дрейф континентов. Горизонтальные движения земной коры. – М.: Мир, 1966. – С. 114 – 158.

ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ НА ЛАНДШАФТ И НЕДРА ТЕРРИТОРИИ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**А.В. Ростовцев**

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью работы является оценка экологической обстановки одного из месторождений разрабатываемого в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

На месторождении основная нефтяная залежь приурочена к верхнеюрским отложениям (пласт Ю₁¹⁺²) глубина ее залегания от 2307 до 2365 м, представлена терригенными отложениями, сложена песчаниками преимущественно от мелко- до среднезернистых.

Пласт на данном участке вскрыт всеми скважинами. Общий фонд скважин на месторождении составляет 479 скважин, из которых 218 добывающих и 261 нагнетательных скважин.

Планомерный ввод в разработку месторождений Западной Сибири начат с конца 60-х годов, в этот период было пробурено около 150000 скважин. Основным ущерб нанесен недрам в интервале 1,0-2,5 км, так как в результате эксплуатации нарушалась целостность и герметичность скважин. Вследствие чего возникают заколонные перетоки флюида, насыщенного углеводородами нефтяного ряда и различными химическими компонентами, которые специально вводятся в эксплуатационную колонну скважины с целью борьбы с коррозией.

Все это приводит к загрязнению грунтовых вод. Также при эксплуатации месторождения сильно изменяется ландшафт местности, этому способствует постройка дорог и разработка скважинных кустов, вследствие чего может нарушиться водный баланс местности, и приводит к вымиранию растительности [1]. С течением времени процесс разрушения увеличивается и проявляется всё в более широких масштабах, тем самым процесс самовосстановления становится невозможным.

Основные причины нарушения состояния экологии окружающей среды:

- 1 – техническое состояние нефтяных и водных трубопроводов;
- 2 – факельные установки для сжигания попутного нефтяного газа;
- 3 – обратная закачка использованных вод в пласты.

Что касается экологии рассматриваемого месторождения, как и все другие нефтегазовые месторождения, приносит огромный вред окружающей среде. Мною было выделено три основных нарушения:

Неоднократные порывы водных и нефтяных труб, с которыми связаны огромные участки вымершей растительности на промысле. Минерализованная вода (30-35 г/л) из объектов нефтепромысла попадает в котлованы и на поверхность ландшафта, а затем просачивается в почвенный слой на глубину до 2-х метров, тем самым она уничтожает растительность, которая не приспособлена находиться в почве насыщенной соленой водой. Также и при порывах нефтяных трубопроводов, как известно, нефть губит плодородный слой почвы и приносит непоправимый вред растительности и окружающей среде. На поверхности водных участков образуются огромные разливы нефтепродуктов, которые впоследствии уничтожают всю флору и фауну водоема. Для восстановления загрязненного участка у природы уйдет около сотни лет, поэтому необходима обязательная рекультивация верхнего плодородного слоя почвы, а также рассеивание специальных бактерий, которые уничтожают углеводороды и различные химические реагенты.

Попутный нефтяной газ сжигают на факельных установках. Хотя согласно постановлению правительства РФ от 2009 г. допускается сжигать не более 5 % от объема полученного попутного газа [2]. На данном же месторождении на факелы отправляется огромное количество природного газа, тем самым выбрасывает в атмосферу огромное количество различных углеводородов нефтяного ряда (смолы и асфальтены).

Данное мероприятие ведет к глобальному загрязнению верхних слоев атмосферы, вследствие чего происходит парниковый эффект и резкое изменение климата.

Обратная закачка использованной воды, через водозаборные скважины (7 скважин) в песчаные пласты верхнемелового возраста. Из-за разрушения цемента в заколонном пространстве происходят перетоки минерализованной воды в верхние пласты, преимущественно грунтовых вод, питьевого назначения. Данная вода становится сильно насыщенной различными нефтепродуктами и химическими примесями. В настоящее время она проявляется в близлежащих колодцах населенных пунктов на заболоченных территориях, озерах, а также речных системах данной площади.

В результате анализа основных нарушений на промысле можно сделать вывод, что этих экологических проблем можно избежать. Для этого необходимо нефтедобывающим предприятиям соблюдать правила пользования недрами, бережно относиться к окружающей среде, выполнять мероприятия по рекультивации, контролировать герметичность скважин, в том числе ранее ликвидированных. Необходимо ужесточить мероприятия по борьбе с экологическими проблемами, созданными благодаря интенсивной эксплуатации месторождения.

Литература

1. Цибульникова М.Р. Создание системы контроля за геологическим изучением, охраной и рациональным использованием недр // Бюллетень Центра экологической политики России «На пути к устойчивому развитию России», 2005. – № 31. – С. 45 – 47.
2. Российская Федерация. Законы. О недрах от 21.02.1992 N 2395-1 (ред. от 28.12.2013).

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ШЕЛЬФА МОРЕЙ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

В.Ш. Саттарова

Научный руководитель доцент В.В. Гусев

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Рост мировой потребности в углеводородном сырье и истощение его запасов на суше активизировали в последние десятилетия поисково-разведочные работы в акваториях морей и океанов, приведшие к существенному росту морской нефтегазодобычи. В последние годы доли морской нефти и газа от мирового объема добычи превышают 30% [1].

Нами была проанализирована нефтегазоносность шельфа Северных морей России. Наиболее изученным в настоящее время является шельф Баренцева и Карского морей (рис.). В Российской части Баренцева моря геологоразведочные работы начались в 70-х годах прошлого столетия, когда в 1969 г. была сделана первая оценка прогнозных ресурсов нефти и газа и сделаны выводы о высокой перспективности Арктического шельфа России.

Почти все пространство Арктики расположено на блоке дорифейской континентальной коры (Е.Е. Милановский) [2]. Последующие события (рифтогенез, формирование зон каледонид, мезозойский тектогенез, раскрытие океанических котловин и др.) определили формирование современной структуры этого региона. В пределах арктического шельфа выделились два крупных блока земной коры: евразийский и амеразийский. Евразийский, Норвежско-Баренцево-Карский, блок охватывает одноименные моря, западную часть моря Лаптевых, архипелаги и острова (Шпицберген, Земля Франца-Иосифа, Северная Земля, Новая Земля и др.).

Амеразийский блок включает восточную часть моря Лаптевых, Восточно-Сибирское море с Новосибирскими островами и Чукотское море с островами Врангеля и Геральда. Блоки разделены рифтовой зоной подводного хребта Гаккеля, ответвлениями этой зоны на юге, а также смежными с хребтом глубоководными котловинами.

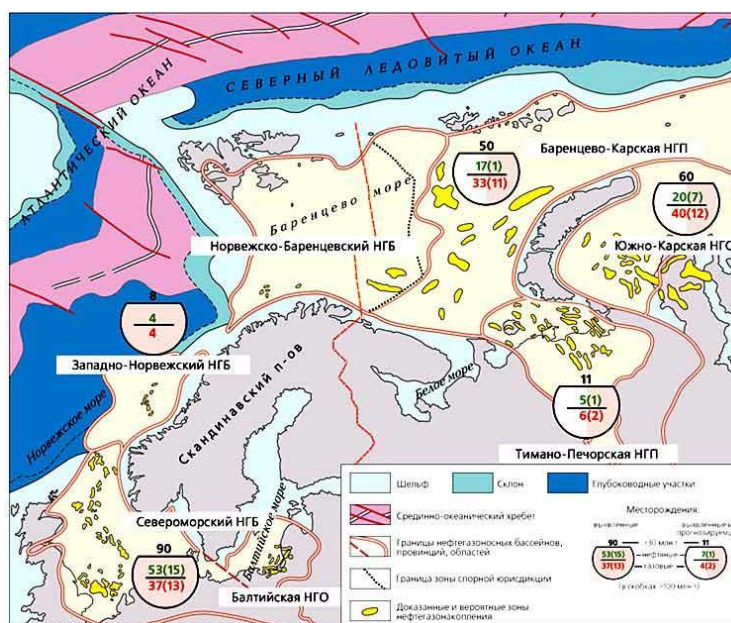


Рис.1 Нефтегазоносные бассейны, области и провинции северо-западных окраин Евразии [6]

На режим и особенности нефтегазоносности выделенных в пределах этих блоков осадочных бассейнов существенное влияние оказал рифтогенез. Баренцевоморская газонефтеносная провинция в геотектоническом отношении приурочена к эпикаледонской окраинно-континентальной шельфовой плите.

В строении осадочного чехла, залегающего на архейско-протерозойском фундаменте, принимают участие осадочные породы: нижне-верхнепалеозойского терригенно-карбонатного, верхнепермско-триасового преимущественно терригенного и юрско-мелового терригенного комплексов суммарной мощностью по данным сейсморазведки до 18 км.

Нефтегазоносные бассейны западного, евразийского, блока содержат значительные ресурсы нефти и газа, что доказано открытием уникального Штокмановского газового месторождения в Баренцевом море, газонефтяных месторождений Приразломное, Северо-Долгинское и других в Печорском море, газовых – Русановское и Ленинградское – в Карском море. По оценкам, проведенным ВНИИОкеангеологией, ВНИГРИ и другими организациями, российская часть западно-арктического шельфа, включая Баренцево, Печорское и Карское моря, составляет более 75 % разведанных запасов всего российского шельфа – 8,2 млрд. т усл. топлива. Большие мощности осадочных пород, наличие крупных структурных поднятий, примыкающих к этим очагам генерации, наличие в разрезе региональных коллекторов и покрышек, говорят о большом потенциале всей Баренцевоморской провинции. Особый интерес представляет Штокмановско-Лунинский газонефтеносный район, в который входят Штокмановско-Ледовая, Лудловская и Лунинская седловины. По величине запасов два месторождения района (Штокмановское и Ледовое) относятся к уникальным и одно (Лудловское) – к крупным.

Карское море является продолжением Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, обеспечивающей 60% текущей добычи нефти в стране. Глубина моря составляет 40-350 м, сложная ледовая обстановка (ледовый режим 270-300 дней в году), температура зимой – до -46°С, толщина льда – 1,2-1,6 м. Приновоземельские участки Карского моря исследованы с помощью методов 2Д сейсмики.

Оценочные извлекаемые ресурсы нефти по трем участкам измеряются 6,2 млрд. т, ресурсы углеводородов – до 20,9 млрд. т нефтяного эквивалента. Оценочные извлекаемые ресурсы Восточно-Приновоземельских участков Карского моря приведены в таблице.

Таблица 1

Оценочные извлекаемые ресурсы Восточно-Приноземельских участков Карского моря

Участки	Ресурсы нефти, млрд. т.	Ресурсы газа, млрд. м ³
Восточно-Приноземельский участок 1	3,33	3,317
Восточно-Приноземельский участок - 2	1,82	2,733
Восточно-Приноземельский участок - 3	1,118	8,54

В результате изучения геологического строения Южно-Карского бассейна выделен ряд крупных перспективных структур, таких как Университетская, Викуловская, Татариновская, Рождественского, Кропоткинское, Рогозинская, Розевская, Восточно-Анабарская, Матусевича, Вилькицкого [3, 4, 5].

Тенденция изменения цены на нефть. Перспективы есть, но реальные перспективы будут зависеть от внешнеполитической ситуации, от технического оснащения европейской техникой или от разработки собственного оборудования. В данный момент в Карском море существуют 3 проблемы, такие как: техническая (оборудование, климатические условия), экономическая (стоимость нефти в мире), экологическая (аварии, растопление ледников, нарушение в результате процесса бурения донной фауны).

На фоне эскалации политической напряженности на Украине в июле-августе 2014 г. Европейский союз и США объявили о введении новых санкций в отношении России. С точки зрения Службы кредитных рейтингов Standard&Poore's санкции ЕС и США, введенные в отношении ряда крупнейших российских энергетических компаний и финансовых институтов, в долгосрочной перспективе негативно скажутся на кредитном качестве российских нефтяных компаний, поскольку могут затруднить доступ к новым технологиям. Однако в ближайшее время санкции не окажут прямого влияния на кредитное качество этих компаний и на объемы нефтедобычи.

Экономическая целесообразность разработки этих месторождений пока неясна, бурение и добыча нефти в суровых арктических условиях могут быть сопряжены с большими затратами, даже принимая во внимание значительные налоговые льготы, которые будут предоставляться этим проектам. Разработка принадлежащего «Газпрому» Штокмановского оффшорного месторождения газа в Арктике была остановлена в прошлом году по сугубо экономическим причинам.

Экономические санкции стран ЕС и США должны оказать благоприятное воздействие на создание собственных технологий, разработку месторождений нефти и газа в акваториях Северных морей. В ближайшее время актуальным станет разработка УВ сырья, к которой относят морские углеводороды и сланцевые углеводороды, но, по-видимому, эти проекты будут рентабельны при цене на нефть 90+/-100\$ за баррель.

Литература

1. Грамберг И.С. Нефтегазоносность Арктического супербассейна / И.С. Грамберг, О.И. Супруненко, К.Г. Вискунов и др. // Разведка и охрана недр, 2000. – № 12. – С. 23 – 27.
2. Драчев С.С. Структура и сейсмостратиграфия шельфа Восточно-Сибирского моря вдоль сейсмического профиля Индигирский залив – остров Жаннетты / С.С. Драчев, А.В. Елистратов, Л.А. Савостин // ДАН, 2001. – Т. 377.– №4. – С. 521 – 525.
3. Клещев К.А. Основные направления поисков нефти и газа в России // Геология нефти и газа, 2007. – № 2. – С. 18 – 23.

4. Остров Врангеля. Геологическое строение, минерагения, геоэкология / Под ред. М.К. Косыко, В.И. Ушакова // Тр. НИИГА-ВНИИОкеангеология. – Т. 200. – СПб.: Изд-во ВНИИОкеангеология, 2003. – 137 с.
5. Лазуркин Д.В. Нефтегеологическое районирование Восточно-Арктического шельфа России / Д.В. Лазуркин, О.И. Супруненко // Отечественная геология, 1996. – № 5. – С. 55.151
6. Ресурсы Арктического бассейна. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://vivovoco.rsl.ru/VV/JOURNAL/NATURE/09_04/OIL_FOR_X.HTM

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ШЕЛЬФА СЕВЕРНОГО МОРЯ НА ПРИМЕРЕ НОРВЕГИИ

В.В. Соловьев

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Укрепление экономической стабильности в последние годы стало движущей силой для повышения активности в Северном море и возобновления реализации временно отложенных проектов. В отличие от общеевропейской тенденции снижения, а в частности и соседа по Северному морю – Великобритании, Норвегия за последние годы пробурила самое большое число скважин. Этот беспрецедентный уровень активности бурения на фоне значительных колебаний цен на сырую нефть в последние 10 лет стимулировался 78 %-ной налоговой скидкой, предоставленной правительством Норвегии компаниям, осуществляющим любые операции бурения. Этот шаг укрепил доверие инвесторов, несмотря на сложный климат в период экономического кризиса [1].

Норвежское правительство контролирует ключевые сферы экономики, в частности, нефтяной сектор. Хотя страна обладает и другими природными ресурсами (лесные ресурсы, гидроэнергетика, рыба, минеральные вещества), нефтяной сектор обеспечивает 30 % поступлений средств в бюджет Норвегии. Норвегия – один из основных поставщиков нефти и газа в Западную Европу [2].

Особенности разработки шельфа Северного моря рассмотрена на примере норвежского нефтяного гиганта – компании StatOil – крупнейшей компании в Норвегии, а также крупнейшей нефтяной компании на севере Европы. Компания является одним из крупнейших поставщиков сырой нефти на мировом рынке, а также самым крупным поставщиком природного газа на европейский рынок. Штаб-квартира находится в городе Ставангер. Основана в 1972 г. по решению норвежского парламента, как частная государственная компания. Название – от англ. *State's oil* (государственная нефть). В 2002 г. компания была преобразована в публичную и частично приватизирована. Statoil обеспечивает около 60 % шельфовой добычи углеводородов Норвегии. Сейчас контрольный пакет акций (70,9 %) компании принадлежит норвежскому правительству [4]. Особенностью разработки шельфовых месторождений компании StatOil является подводное оборудование производства. Нефтегазодобывающие комплексы устанавливаются и соединяются в единую сеть на морском дне (рис. 1).

Рассмотрим историю развития этой технологии. Существует 6 поколений оборудования подводного производства:

1-е поколение. Подводное производство. Было протестировано на норвежском континентальном шельфе (NCS) в начале 1970-х годов. Statoil решила сосредоточиться на производстве под водой во время своего первого проекта в Гулфаксе в 1986 г. Главный вопрос заключался в том, можно ли было перенести системы с палубы платформы на морское дно [4].

2-е поколение. После того, как стало очевидным, что производственные системы могут надежно работать на морском дне, инженеры начали искать более простые и экономически эффективные решения. Около платформы Стэтфорд был обнаружен небольшой нефтегазоносный пласт. Его разработка была бы не рентабельной при

обустройстве новой платформы. А его удаленность от действующей платформы Стэтфорд не позволяла начать эксплуатацию [4].

3-поколение. Это поколение было примером использования плавающих производственных систем в более глубоких водах на Норвежском континентальном шельфе. В проектах Эми, Асгард и Тролл в те годы начали внедряться эти технологии. Разработка технологий проходила два этапа: в первом нефть с водой с помощью насосов поднималась с морского дна в нефтяные танкеры; на втором вода отделялась от нефти еще на дне, и уже только нефть поднимали на поверхность. Это во многом снижало расходы на транспортировку [4].

4-е поколение. Ранее «невозможные» проекты развития, теперь стали возможными. Эпоха легкой нефти закончилась, и были обнаружены пласты с огромными проблемами для развития. В Ормен Ланге и Сноухите расстояние было большой проблемой. Statoil решили использовать длинные подводные трубопроводы для транспортировки газа по дну. Подводная разделительная система Тордис удаляет воду, повышает давление для дальнейшей транспортировки углеводородов [4].

5-е поколение. До сих пор аргументом против подводных скважин было то, что было невозможно производить тот же объем из таких скважин, как от традиционных платформ. Благодаря новой технологии «умная скважина» можно получить более подробную информацию о пластах и провести эффективные геолого-технические мероприятия, которые практически ликвидировали эту проблему [3]. Месторождение Туриханс, которое введено в эксплуатацию в 2009 г., является примером использования данной технологии. В Туриханс также установлена система для введения морской воды в пласт с помощью насосов на морском дне. Это поколение подводных технологий сформировало основу для развития компании Statoil полноценного подводного производственного завода [4].

6-е поколение. Первые жизненно важные решения для 6-го поколения уже были сделаны получением лицензии на проект подводной установки сжатия газа на месторождениях Гулфакс и Асгард [5]. Этот проект является важной частью будущего завода под водой (рис. 2). Этот период также ожидается использование технологий в более глубоких водах, на более длинные расстояния. Ожидается, что подводные комплексы будут одним из основных способов освоения, как Баренцева моря, так и Арктики в целом [4].

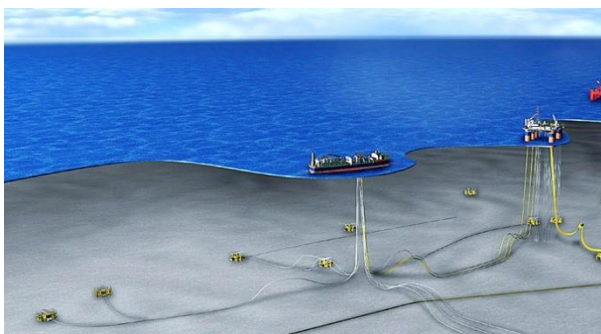


Рис.1 Схема расположения плавающих производственных систем и подводного оборудования

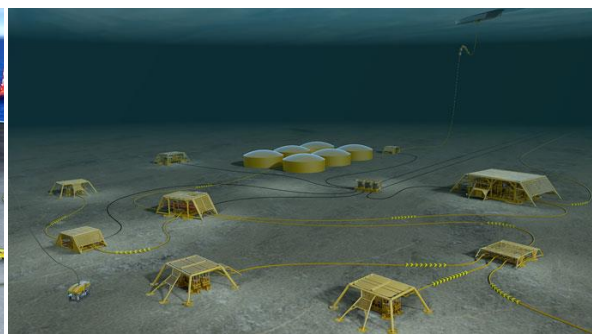


Рис.2 Схема подводного завода на морском дне

Подводный завод на морском дне делает возможным использовать дистанционное управление транспорта углеводородов в любом морском центре. Будущие ресурсы находятся дальше от земли, на больших глубинах и в более холодных и жестких условиях. Подводный завод будет иметь жизненно важное значение для реализации бизнес-возможностей для Statoil во многих областях и поможет реализовать цель – добывать 2,5 млн. баррелей нефтяного эквивалента (бнэ) в сутки к 2020 г. [4]. Также существует проблема в том, что дно Северного моря покрыто затонувшими кораблями, самолетами, боевыми

снарядами, начиная еще со времен средневековья. И чтобы получить доступ ко дну, сначала приходится его очищать от них.

Целью компании на 2020 г. является производство более чем на 2,5 млн. баррелей нефтяного эквивалента (млн. бнэ) в сутки. Для достижения этой цели будет приложено еще больше усилий в разработке новых технологий и закреплении позиций на рынке энергоресурсов [5].

Технологиям выделено ключевое значение. Они дают компании конкурентное преимущество и решающее значение для успеха в деловой среде. С увеличением масштабов и сложности разрабатываемых проектов ужесточаются требования к шельфовой добыче углеводородов и растет конкуренция на доступ к ним. Стратегия компании Statoil устанавливает сильное стремление плыть вверх по течению и значительные амбиции роста Statoil к 2020 г.. Стратегия компании Statoil имеет амбициозный характер и поэтапное планирование роста вплоть до 2020 г.

Литература

1. Evans M., Froydenlund P., Deloitte Petroleum Services, UK, «Северное море: свет в конце тоннеля» // Нефтегазовые технологии, 2010. – №12. – С. 31 – 36.
2. Геохит. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.geohit.ru>
3. Русское географическое сообщество. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.rgo.ru>
4. Официальный сайт «StatOil» / Перевод В.В. Соловьев. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.statoil.com>
5. Официальный сайт “USGS” Геологической Службы США (US Geological Survey) / Перевод В.В. Соловьев. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.usgs.com>

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ИСТОЧНИК УГЛЕВОДОРОДОВ В АКВАТОРИИ ИНДИЙСКОГО ОКЕАНА

К.С. Султанова, А.И. Бахлюстов

Научный руководитель ассистент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С каждым годом в мире все острее стоит вопрос с топливно-энергетическими ресурсами. К ним относятся полезные ископаемые, которые используются для производства энергии: нефть, битуминозные сланцы, горючий газ, уран, конденсат, каменные и бурые угли, торф [1].

Газогидраты – относительно новый и потенциально обширный источник природного газа. В 2013 году Япония первой в мире провела успешную экспериментальную добычу метана из газогидратов на море. Это достижение заставляет пристальнее приглядеться к перспективам разработки газогидратов. Можно ли после «неожиданного» наступления сланцевой революции ожидать газогидратную революцию? Предварительные оценки запасов газогидратов в мире свидетельствуют о том, что они на порядок превышают запасы конвенционального природного газа. Но, во-первых, они носят весьма приблизительный характер; во-вторых, лишь небольшая часть из них может быть добыта при текущем уровне развития технологий. И даже эта часть потребует огромных издержек и может быть связана с непредвиденными экологическими рисками. Тем не менее, ряд стран, таких как США, Канада и страны азиатского региона, которые отличаются высокими ценами на природный газ и растущим спросом на него, проявляют большую заинтересованность в развитии разработки газогидратов и продолжают активно исследовать данное направление.

Эксперты отмечают высокую неопределенность в отношении будущего газогидратов и считают, что их промышленная разработка начнется не ранее чем через 10-20 лет, но упускать из виду этот ресурс нельзя [2]. Поэтому цель данной работы – изучить

газогидраты, в качестве нового источника метана, и выявить особенности формирования залежей УВ в акватории Индии для дальнейших поисков месторождений газогидратов.

Газогидраты представляют собой молекулярные соединения воды и метана, существующие при низких температурах и высоком давлении. За внешнее сходство газогидраты стали называть «горящим льдом». В природе газогидраты встречаются либо в зонах вечной мерзлоты, либо на глубоководье, что изначально создает трудные условия для их разработки. Предполагается, что газогидраты залегают в районах, где поток пузырьков метана идет из донных осадков в воду. Условия для образования газогидратов – низкие температуры придонного слоя, необходимые давления, чередование глинистых и пористых отложений, аномальность газонасыщенности и др.

Что касается модели генезиса, то предпочтение отдается эндогенному фактору, приводящему к образованию углеводородов, которые по разломам мигрируют в зону гидратообразования вместе с глубинными флюидами.

Существует несколько способов извлечения газогидратов:

прямое нагревание с использованием электричества;

введение ингибитора (для нарушения фазового равновесия газогидрата и понижения его температуры);

подача горячих пересыщенных растворов хлорида или бромида кальция или их смеси под давлением вниз по скважине;

подача в зону залегания газовых гидратов относительно теплой морской воды или воды, взятой с уровня выше уровня залегания газовых гидратов.

Однако стоит заметить, что экологи предупреждают, что активное использование полученного из гидратов метана ещё более усугубит ситуацию с глобальным потеплением климата, поскольку метан оказывает «парниковый» эффект более сильно, нежели углекислый газ. Кроме того, учёные высказывают мнение о том, что добыча гидратов метана на дне морей может привести к изменениям его геологической структуры.

Газогидраты выявлены почти на 50 площадях мира, и, по некоторым оценкам, 98 % из них – это акватории Мирового океана. Присутствие газогидратов в акваториях было установлено по аномальным сейсмическим горизонтам (Bottom Simulating Reflectors – BSR), отождествляемым с подошвой гидратоносных отложений на глубинах от 100 до 1100 м от морского дна. Газогидраты обнаружены в Средиземном, Черном, Каспийском, Южно-Китайском морях и у берегов Южной Кореи и Индии. В последние годы Япония, Индия и США приступили к выполнению амбициозных национальных программ по дальнейшему изучению потенциала газогидратов, которые, как полагают специалисты, помогут ответить на ключевые вопросы относительно технологии и стоимости добычи газа.

Прогнозные ресурсы газа в газогидратах Индии оцениваются в 1892 трлн. м³, т.е. в 1700 раз больше доказанных запасов природного газа в стране (1,08 трлн. м³); около 55 трлн. м³ прогнозных ресурсов установлено у восточного побережья Индии [3]. Индия создала национальную научно-исследовательскую программу по освоению подводных газогидратов. В 1996 г. Департамент по развитию нефтегазовой промышленности Индии ассигновал на эту программу 56 млн. долларов. В марте 1997 г. правительство Индии провозгласило новую лицензионную политику поисково-разведочных работ, которая включала сдачу в аренду нескольких глубоководных морских блоков (>400 м) вдоль восточного побережья Индии между Мадрасом и Калькуттой, где по данным сейсморазведки возможно присутствие газогидратных скоплений.

В настоящее время главным объектом исследования является глубоководная часть бассейна Кришна-Годавари. В феврале 2008 г. Индия обнародовала результаты четырёхмесячных исследований газогидратов (2006 г.) в 4-х пунктах на шельфе Индии (в бассейнах Кришна-Годавари, Маханади, Керала-Конкан) и у Андаманских островов, выполненных группой из 100 ведущих ученых из Индии, США и Европы под руководством Геологической службы США и Генерального директората Индии по углеводородам.

В процессе исследований осуществлялся скважинный каротаж, отбор керн и научный анализ с целью оценки залежей в плане промышленной добычи газа из

газогидратов. В бассейне Кришна-Годавари и у Андаманских островов были околонуены крупнейшие скопления газогидратов. Особое внимание уделялось изучению 49 кернов (каждый длиной более 1 м), а также околонуиванию и отбору проб на самом крупном морском месторождении в бассейне Кришна-Годавари, исследованию наиболее мощного и глубокорасположенного газогидратного скопления у Андаманских островов, исследованию газогидратного скопления в бассейне Маханади и Бенгальском заливе. Индия намерена начать промышленную добычу газа и газогидратов в 2010 г. [3].

Цель индийской национальной программы – широкомасштабное изучение месторождений природных газогидратов, которые находятся в пределах континентального склона – вокруг полуострова Индостан. Поэтому рассмотрим более детально разрабатываемые на сегодняшний день месторождения углеводородов, чтобы выявить особенности формирования залежей.

В акватории Индийского океана у полуострова Индостан можно выделить нефтегазоносные бассейны, перспективные для разработки газогидратов – Бомбейский и Ассамско-Араканский.

Бомбейский нефтегазоносный бассейн (НГБ) расположен в западной акватории Индийского океана и является периконтинентальным рифтовым бассейном Индийской плиты. Формирование бассейна связано с окраинно-континентальным рифтогенезом, начало которого относится к позднемеловому времени. В НГБ выделяется ряд суббассейнов. В суббассейне Бомбейская платформа выделяется два объекта: Бомбей-Хай и блок В-119-122.

Бомбей-Хай представляет собой огромный палеовыступ кристаллических пород фундамента. Вероятным генерационным источником являются глинисто-аргиллитовые породы Сауратской и Тапти-Доманской депрессий через региональный разлом DIU Fault, ограничивающий выступ Бомбей-Хай с севера. Интересно отметить, что из 28 пробуренных на фундамент скважин 13 оказались продуктивными.

Максимальный дебит нефти (410 м³/сут) получен в скважине ВН-37. Притоки углеводородов получены преимущественно из трещиноватых гранитов, гранито-гнейсов и филлитов. В трех скважинах промышленный приток (до 100 м³/сут) получен из базальтов траппового покрова. Площадь развития трещинных коллекторов составляет около 800 км², они образуют единую гидродинамическую систему в залежи фундамента.

Блок В-119-122 расположен южнее Бомбей-Хая. Он непосредственно примыкает к региональному нарушению East Bombay High (ЕВН) Fault. Вероятным генерационным источником для этого блока могут являться примыкающие с востока терригенные отложения погруженных комплексов суббассейнов Panna-Heega и Murud Depression. Глубина кровли кристаллического фундамента равна 2250-2350 м. В этом блоке установлена газоносность фундамента. Для сравнения, на известном месторождении шельфа Вьетнама Белый Тигр, расположенного в Кылуонгской впадине, коллекторы в фундаменте наблюдаются на глубине до 4700 м [4].

Суббассейн Panna-Heega. В этом суббассейне выявлено нефтяное месторождение Heega. Heega-блок представляет собой крупный, площадью 400 км², асимметричный блок докембрийских гранитов и гнейсов. Поверхность блока довольно плоская, полого наклонена на запад. Глубина залегания кровли кристаллических пород составляет 1400-1600 м. На большей части блока Heega на докембрийских гранитах залегают палеоген-неогеновые отложения.

Ассамско-Араканский бассейн – структура Борохолла. Докембрийский гранитный фундамент перекрыт несогласно залегающими палеоценовыми отложениями. Сложная система разломов разделяет фундамент на блоки различной величины. В пределах месторождения Борохолла пробурено более 10 скважин. Все из них достигли фундамента, но только три из них являются нефтеносными. Емкость пород связана только с зонами трещиноватости, общая пористость которых не превышает 3 %.

Исходя из анализа особенности геологического строения Индийского шельфа, можно сделать следующие выводы:

1) нефтегазоносными породами являются докембрийские породы фундамента – граниты, генерирующими – глинисто-аргиллитовые породы палеоген-неогенового возраста;

2) площадь распространения коллекторов углеводородов в фундаменте ограничена и приурочена к разломам и зонам разуплотнения;

3) глубина залегания углеводородов варьируется в интервале 1500-2200 м.

Таким образом, на всех месторождениях УВ в кристаллических образованиях Индии фундамент характеризуется значительной неоднородностью литологического состава, фильтрационно-емкостных свойств и продуктивности. Поэтому ключевым моментом поисков и разведки промышленных скоплений углеводородов, в том числе и газогидратов, в фундаменте является картирование этой неоднородности, т.е. выявление на поисковых объектах зон разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов [3].

Литература

1. Газогидраты: технология добычи и перспективы разработки: информационная справка. – М.: Аналитический центр при правительстве РФ, 2013. – 22 с.
2. Геворкьян В.Х., Сокур О.Н. Газогидраты – продукт мантийной дегазации // Геология и полезные ископаемые мирового океана, 2012. – №1. – С. 52 – 65.
3. Запывалов Н.П. Нефтегазоносность акваторий мира: Учебное пособие. – Новосибирск: НГУ, 2009. – 260 с.
4. Халимов Ю.Э. Промышленная нефтегазоносность фундамента в гранитоидных коллекторах // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2012. – Т. 7. – №4. – 17 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НАДУГОЛЬНОЙ ТОЛЩИ БОЛТНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

Е.В. Тарасова

Научный руководитель доцент Т.Г. Перевертайло

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследования явились отложения надугольной толщи (продуктивный пласт Ю₁²) Болтного нефтяного месторождения, расположенного в Парабельском районе Томской области, в 331 километре к северо-западу от Томска. Цель исследования – изучение литологического состава пород, установление условий формирования и закономерностей распространения песчаных пород-коллекторов пласта Ю₁².

При проведении фациального анализа применялся комплексный подход, включающий тщательное исследование кернового материала, а также методики, основанные на анализе геофизических данных. По комплексу промыслово-геофизических данных и литологических исследований выделялись породные слои, определялся характер границ между ними, исследуемая часть разреза разделялась на циклиты различного ранга. В качестве маркирующих горизонтов разного уровня выделялись сверху вниз: аргиллиты баженовской свиты, породы барабинской пачки, угольный пласт У₁ [1, 3].

В основу выделения электрометрических моделей фаций (ЭМФ) положен единый принцип, основанный на том, что отложения каждой фации формируются при определенных гидродинамических режимах среды осадконакопления. Каждый тип ЭМФ выделялся по определенному набору диагностических признаков: знак отклонения кривой ПС; форма и характер наклона подошвенной, боковой и кровельной линий; ширина аномалии, измеренная по линиям $\alpha_{ПС}=0,5$ (для песчаников) и $\alpha_{ПС}=0,2$ (для глин); величина и положение максимального значения $\alpha_{ПС}$.

При детальном изучении керн, отобранного из интервалов залегания циклита Ю₁² в скважинах № 1, 2, 3, 4 и 106, особое внимание уделялось изучению седиментационных признаков, возникающих одновременно с образованием осадка – первичной слоистости и различным ее нарушениям (деформациям, возникающим в еще неконсолидированном осадке, а также вызванным деятельностью животных и растений), а также диагенетическим образованиям. После детального исследования керн была проведена его привязка к каротажным диаграммам [3].

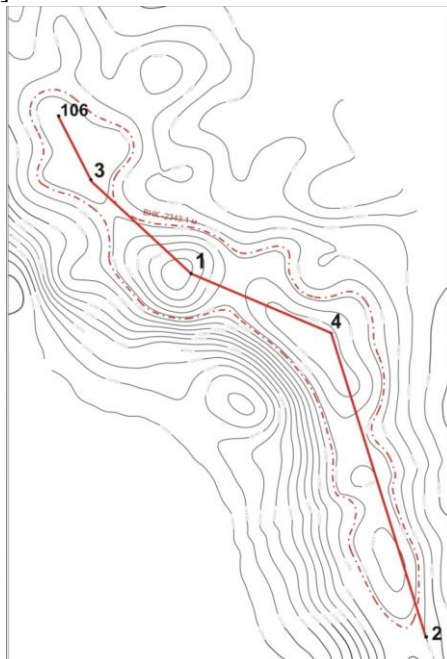


Рис. 1. Структурная карта по кровле пласта Ю₁²

Особенности геологического строения надугольной толщи

Болтное локальное поднятие, согласно последним структурным построениям по кровле пласта Ю₁² (рис. 1), представляет собой узкую антиклинальную складку северо-западного простирания с асимметричными крыльями, структурными носами и заливами, с пологим северо-восточным и более крутым юго-западным склоном. Поднятие оконтуривается сейсмоизогипсой с отметкой -2340 м и осложнено рядом куполов, занимающих разное гипсометрическое положение с минимальной фактической отметкой северо-западного купола (район скважины №1) -2299,8 м.

По линии скважин №106–3–4–1–2 в направлении с северо-запада на юго-восток построена схема корреляции (рис. 2), в качестве опорного горизонта которой выбраны отложения баженовской свиты. Выбор обусловлен тем, что баженовская свита, представленная битуминозными аргиллитами, имеет хорошо выраженную геофизическую характеристику и высокие значения естественной радиоактивности. Подошва ее является реперной поверхностью на юго-востоке Западно-Сибирской плиты [1]. После выделения реперов и предварительного расчленения разрезов скважин строятся корреляционные схемы с целью выяснения характера изменения мощности и литологии отложений, слагающих изучаемую толщу. Для этого диаграммы соседних скважин располагаются таким образом, чтобы глубина кровли или подошвы наиболее выдержанного репера была на одной линии. В пределах изучаемого региона, таким репером является подошва баженовской свиты, как указывалось выше. Комплекс пород, выделенных как циклиты Ю₁² и Ю₁¹, имеет морской генезис и соответствует надугольной толще. Надугольная толща подстилается угольным пластом У₁, который уверенно выделяется в разрезе всех скважин. Пласт Ю₁² представлен преимущественно песчаной толщей, мощность изменяется от 12 м до 17 м и отделяется от вышележащих отложений глинистым пропластком мощностью 4 м, в скважине № 4 разрез заглинизирован. В целом пласт выдержан по мощности. Мощность пласта Ю₁¹ колеблется в

пределах 4 - 7 м. Такое изменение мощности отложений объясняется не только обстановкой осадконакопления, но и размывом кровли циклита в начале кимериджского века [1].

Пласт U_0 , U_1 представлены углями, они выделены на схеме тёмно серым цветом мощность изменяется от 1 м до 4 м.

На размыв и переотложение верхней части циклита $Ю_1^1$ указывает наличие конгломератовидных пород своеобразной барабинской пачки, распространённой в объёме георгиевской свиты в разрезах большинства скважин изучаемого региона. Барабинская пачка уверенно выделяется на диаграммах ИК пиками повышенной электропроводности до 350 мСим. Для пород в целом характерно наличие карбонатного материала в виде цемента и фаунистических остатков, обилие пирита и глауконита. Глинистая часть георгиевской свиты, представлена тёмно-серыми тонкодисперсными глинами, отмечается только в разрезах Казанского НГР.

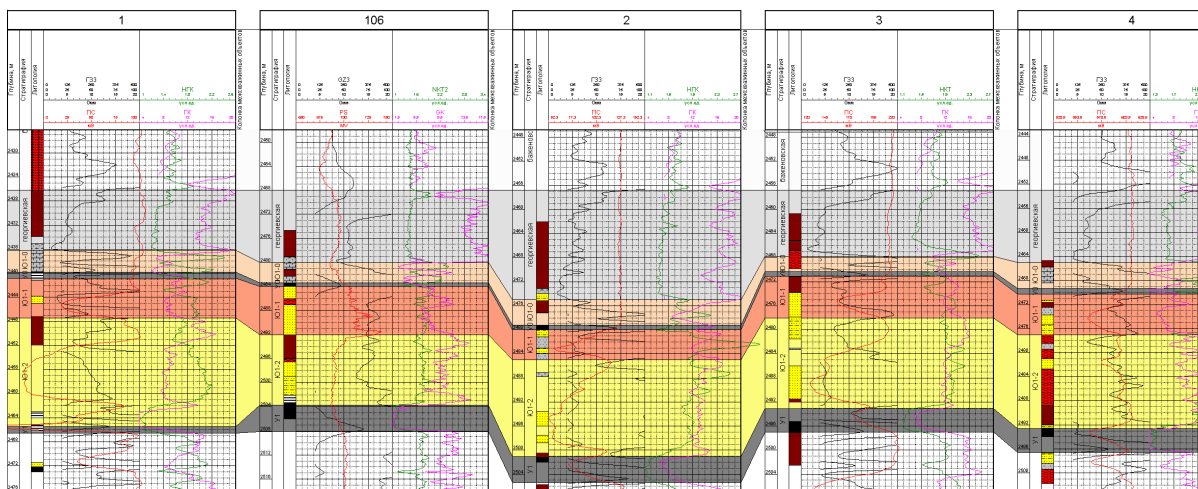


Рис.2 Схема корреляции верхних отложений по линии скважин 106-3-1-4-2

Условия седиментации отложений циклита $Ю_1^2$

Электрометрическая характеристика циклита $Ю_1^2$

По конфигурации кривой ПС выделено 3 типа ЭМФ, представленных на рис. 3.

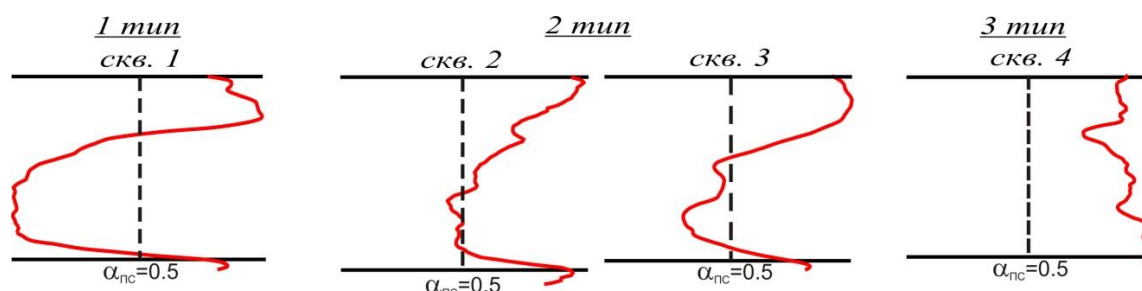


Рис.3 Электрометрические модели фаций

1 тип выделен по разрезу скважины № 1, расположенной в северо-западной части месторождения. ЭМФ представлена сложно построенной аномалией, расположенной в зоне отрицательных отклонений кривой ПС. Подошвенная линия горизонтальная; кровельная наклонная, боковая вертикальная. Максимальные значения $\alpha_{пс}$ достигают 1. Мощность песчаного тела, измеренная по линии $\alpha_{пс}=0,5$, составляет 4,9 м. Глинистой толще, залегающей в кровле циклита, соответствует положительная аномалия, мощностью до 2,4 м, с наклонной боковой линией.

В целом, гидродинамический режим при формировании песчаного тела сохранялся в течение длительного промежутка времени и соответствовал первому очень высокому

уровню, что позволяет отнести ее к фациям трансгрессивных вдольбереговых баров или валов [2].

2 тип выделен по разрезам скважины № 2, 3 и 106. ЭМФ представлена отрицательной аномалией ПС с $\alpha_{ПС} = 0,6-0,8$. Подошвенная линия прямая, слабо наклонная; кровельная – наклонная изрезанная; боковая – вертикальная волнистая, что характерно для краевых частей вдольбереговых трансгрессивных баров. Мощность, измеренная по линии $\alpha_{ПС} = 0,5$, изменяется от 2,4 м до 3,5 м. Положительная аномалия имеет боковую волнистую линию, а максимальная ширина ее составляет 2 м.

В общем, ЭМФ 2 типа характеризуется высокой гидродинамической активностью среды седиментации (2 уровень) на начальном этапе формирования, которая постепенно уменьшается до 5 уровня.

3 тип выявлен по разрезу скважины 4. ЭМФ имеет вид нескольких треугольника, расположенного в зоне отрицательных отклонений ПС (см. рис. 3). Кровельная и подошвенная линии наклонные, осложнены зубчатостью. Максимальное значение $\alpha_{ПС}$ не превышает до 0,4.

Итак, 3 тип ЭМФ отражает частую смену палеогидродинамических режимов от низкого к среднему и наоборот. Вероятно, эти отложения формировались в условиях забаровых лагун [5].

Литологическая характеристика циклита Ю₁²

Разрез ЭМФ 1 типа охарактеризован керном скважины № 1 только в подошвенной и кровельной части. В основании циклита Ю₁² залегают глины темно-серые, углистые, участками сидеритизированные, с обилием обугленных растительных остатков и древесины (3 м).

Кровельная часть сложена алевролитами (0,21 м) светло-серыми с косоволнистой, разнонаправленной слоистостью, образованной тонкими прослоями углисто-глинистого материала (рис. 4, а), постепенно переходящими в глины серые (3,48 м), однородные, неяснослоистые, иногда с тонкими прослоями углистых глин, образование которых, вероятно обусловлено выходом вдольберегового вала на поверхность, в результате чего происходило его задерновывание.



а) Косоволнистая разнонаправленная слоистость в алевролитах



б) Конкреции пирита в углистых глинах



в) Отпечатки крупных обугленных растительных остатков

Рис.4 Текстурно-структурные особенности пород 1 типа ЭМФ

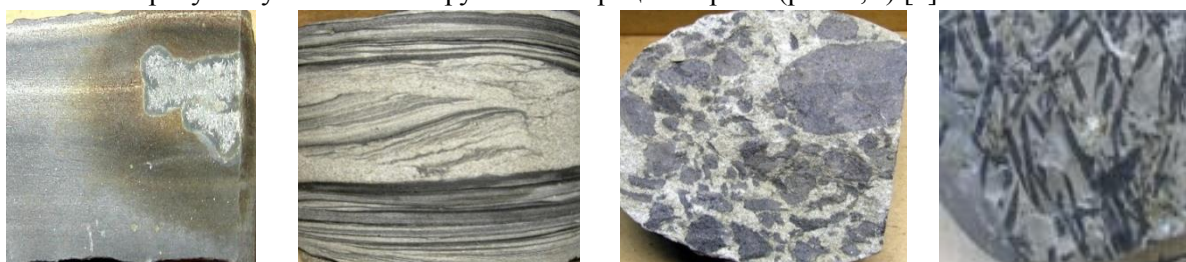
Слоистость пологоволнистая и горизонтально-волнистая, линзовидная. Иногда наблюдается сидеритизация и карбонатизация пород. По всему слою отмечаются конкреции пирита, отпечатки крупных обугленных растительных остатков, в т.ч. древесины (рис. 4, б, в).

Разрез ЭМФ 2 типа представлен керном, отобранным из скважин № 2, 3 и 106. Наиболее полно циклит охарактеризован керном скважин 3 и 106. В основании циклита Ю₁₂ наблюдается переслаивание серых глин (4,28 м), светло-серых алевролитов и песчаников. Песчаные и алевритовые породы с тонкими намывами сидерита, образующих волнистую непараллельную слоистость. Глины – с горизонтальной и пологоволнистой

слоистостью. Повсеместно в породах отмечаются включения углефицированного растительного детрита (у.р.д.), отпечатки обугленных растительных остатков, в т.ч. папоротника, конкреции пирита с железистыми бурыми рубашками (рис. 5, а).

Выше залегают песчаники мелко- и среднезернистые, светло-серые (8,34 м) с редкими нитевидными намывами глинистого материала и сидерита. Отмечаются включения пирита в виде конкреций, глобулей и псевдоморфоз по растительным остаткам, а также редкие включения у.р.д. Слоистость прерывистая, пологоволнистая, разнонаправленная, нарушенная деформационными текстурами (рис. 5, б), что характерно для прибрежной части моря с активной волновой деятельностью. В основании песчаного пласта отмечаются внутриформационные послойно-уплощенные глинистые гальки серого цвета размером от мелких до 3×4 см (рис. 5, в), образование которых связано с размывом подстилающих пород.

Кровельная часть циклита сложена темно-серыми глинами участками обогащенными сидеритом, с тонкой волнистой слоистостью, за счет алевроитового материала. Встречаются включения обугленных иногда пиритизированных остатков древесины. На плоскостях наслоения присутствуют мелкие округлые конкреции пирита (рис. 5, г) [2].



а) Глины с горизонтальной слоистостью и конкрециями пирита

б) Песчаник с пологоволнистой слоистостью

в) Внутриформационный размыв в песчанике

г) Осоковидные растительные остатки в глинах

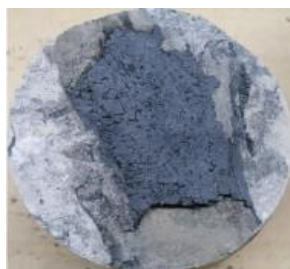
Рис.5 Текстурно-структурные особенности пород 2 типа ЭМФ

Таким образом, выявленные текстурно-структурные особенности пород, косоволнистая и косая разнонаправленная слоистость, внутриформационные размывы, накопленная мощность песчаного пласта, наличие растительных остатков и обломков древесины свидетельствуют о том, что осадконакопление происходило в прибрежно-морских условиях с высокой гидродинамикой среды седиментации, а образование песчаного тела связано с обстановками вдольбереговых баров.

Разрез 3 тип ЭМФ охарактеризован керном, отобранным из скважины № 4. В основании циклита (5,79 м) наблюдается чередование пород разного литологического состава – алевролитов и глин с прослойками и линзами алевролитов и мелкозернистых песчаников. Слоистость волнисто-линзовидная, нарушена оползанием, взмучиванием, мелкими размывами. Иногда присутствуют следы жизнедеятельности *Palaeophycus*, отмечаются включения обугленной древесины, намывы растительного детрита и фрагментов растений на плоскостях наслоения (рис. 6, а). Породы пиритизированы, содержат мелкие и крупные округлые конкреции, часто с септариями каолинита (рис. 6, б).

Выше по разрезу алевролиты постепенно сменяются песчаниками светло-серыми мелкозернистыми, участками алевроитовыми с интракластами глинистых пород. Слоистость косоволнистая и волнистая. В породах включения обугленной древесины, тонкие намывы растительного детрита и глинистого материала.

В кровельной части залегают алевролиты светло-серые, участками песчаные, интенсивно биотурбированные (рис. 6, в). Хорошо различимы ихнофоссилии типа *Palaeophycus*, *Scolithos*. Слоистость горизонтальная, полого-наклонная, пологоволнистая за счет присыпок углито-глинистого материала (рис. 6, б), иногда отмечается тонкая послойная и рассеянная сыпь пирита. Контакт с нижележащими породами резкий.



а) Обломок обугленной древесины



б) Конкреции пирита с септариями каолинита



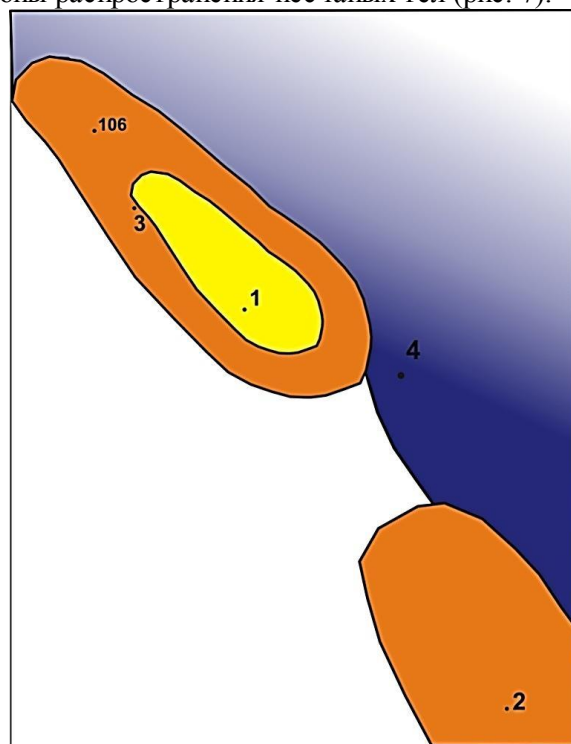
в) Алевролиты интенсивно биотурбированные

Рис.6 Текстурно-структурные особенности пород 3 типа ЭМФ

В целом, отложения 3 типа ЭМФ характеризуются частой сменой пород с разным гранулометрическим составом (песчаников, алевролитов, глин), что свидетельствует о постоянной смене гидродинамической активности среды. В алевритоглинистых породах сформировалась мелкая пологоволнистая слоистость характерная для обстановок с неактивной волновой деятельностью, а обилие следов жизнедеятельности морских донных животных указывает на относительно низкую гидродинамику, хорошую аэрацию и близость береговой линии. Следовательно, можно сделать вывод, что осадконакопление происходило в условиях лагун, частично отделенных от открытого моря вдольбереговыми барами [4].

Таким образом, выявленные особенности циклита Ю₁², вскрытого скважиной 4, позволяют сделать вывод, что осадконакопление происходило в условиях лагун, отделенных от открытого моря вдольбереговыми барами.

По результатам проведенных исследований построена литолого-фациальная карта, на которой выделены зоны распространения песчаных тел (рис. 7).



Масштаб 1 : 50000

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | |
|--------------------------------|---------------------------|
| — линия геологического профиля | ■ склоновые части баров |
| ● скважины, давшие нефть | ■ отложения лагун |
| | ■ центральные части баров |

Рис.7 Литолого-фациальная карта отложений циклита Ю₁²

В ходе проведенных исследований было изучено геологическое строение Болтного месторождения, проведена корреляция отложений надугольной толщи по разрезам скважин № 106–3–1–4–2. Пласт Ю₁² представлен преимущественно песчаной толщей, мощность изменяется от 12 м до 17 м, а пласт Ю₁¹ обладает мощностью от 4 м до 7 м.

По данным керна скважин изучен литологический состав и выявлены текстурно-структурные особенности отложений циклита Ю₁². Установлено, что формирование отложений пласта Ю₁² происходило в прибрежно-морской обстановке, образование песчаных пород связано с обстановками вдольбереговых баров.

Литература

1. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2004. – 114 с.
2. Ежова А.В. Литология: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2005. – 353 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
4. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин: Практикум для выполнения учебно-научных работ. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 155 с.
5. Перевертайло Т.Г. Литологическая и электрометрическая характеристика продуктивных пластов нижнемеловых отложений Гураринско-Соболиного нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – Т. 310. – № 2. – С. 22 – 26.

ПРИМЕНЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРИБРЕЖНО-МОРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА Ю₁¹ ХВОЙНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Е.П. Татарина

Научный руководитель ассистент Т.Г. Перевертайло

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом исследования является продуктивный пласт Ю₁¹ Хвойного нефтяного месторождения. Разработка месторождения началось в 2005 году и имеет хорошие перспективы. В административном отношении Хвойное месторождение расположено в юго-восточной части Западной Сибири в Александровском районе Томской области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименной положительной структуре III порядка, расположенной на структурной террасе, осложняющей восточный склон тектонического элемента I порядка – Нижневартовского свода.

Задачей данного исследования являлось проведение детального гранулометрического и минералогического анализа по шлифам, изготовленным из образцов песчаных пород, отобранным из скважин № 19 и № 21.

Гранулометрический состав обломочных пород является одной из важнейших характеристик, которая изучается с различными целями: классификация обломочных пород; оценка песчано-алевритовых пород как коллекторов нефти и газа; выделение определенных размерных фракций для минералогического анализа; оценка структуры песков в качестве полезного ископаемого; выявление генезиса осадков при палеодинамических реконструкциях.

Гранулометрический анализ дает представление о количественном содержании частиц различной величины слагающих породу.

Размер и характер частиц, их сортировка и другие структурные признаки зависят от условий формирования осадка и вместе с другими генетическими признаками помогают в определении фаций и восстановлении палеогеографических обстановок, что является чрезвычайно важным для выявления зон распространения коллекторов и флюидоупоров, а соответственно прогноза и поиска месторождений углеводородов.

Комплексный количественный гранулометрический и минералогический анализ в шлифах из песчано-алевролитовых пород проводился по методике О.А. Черникова, согласно которой шлиф пересекается рядом прямых линий, рассекающих плоские контуры микроэлементов породы на отрезки. Секущие линии проводились произвольно, но равномерно охватывая весь шлиф. Для получения объективных данных в составе песчано-алевролитовых пород осуществлялись замеры 200 зерен. Измерение зерен осуществлялось с помощью микроскопа OLYMPUS CX41 с увеличением объектива $5\times$. Микроскоп имеет широкие возможности за счет модульного построения комплекта микроскопа, системы цифрового фотодокументирования с программным обеспечением. Измерение зерен производилось по длинной оси (рис. 1).

Полученные значения суммировались в гранулометрические классы по Л.Б. Рухину: 1-0,5 (крупнозернистые песчаники); 0,5-0,25 мм (среднезернистые песчаники); 0,25-0,1 мм (мелкозернистые песчаники); 0,1-0,05 мм (крупнозернистые алевролиты); 0,05-0,025 мм (среднезернистые алевролиты); 0,025-0,01 мм (мелкозернистые алевролиты); <0,01 мм (глинистая фракция). По результатам проведенных исследований песчаники пласта Ю₁¹ преимущественно мелко- и среднемелкозернистые. Также присутствуют песчаники среднезернистые и иногда с высоким (до 10 %) содержанием крупнозернистых песчаных фракций.

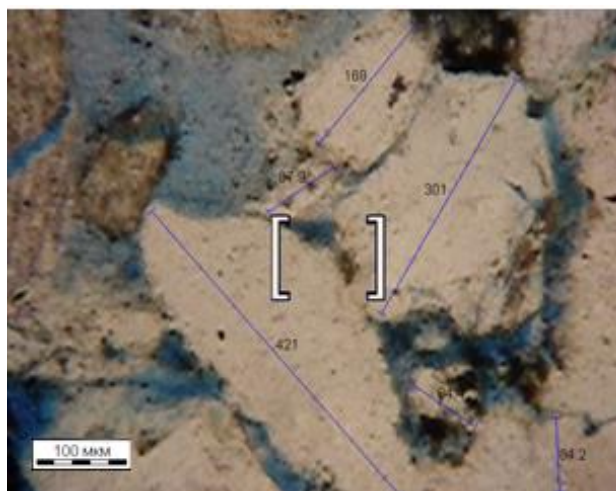


Рис.1 Измерение размеров обломков под микроскопом (шлиф № 565, скважина № 21)

Далее рассчитывались гранулометрические параметры, позволяющие установить динамические условия отложения песков: медианный (средний) диаметр, коэффициент сортировки, асимметрия и эксцесс. Для палеодинамических реконструкций использовались диаграммы Г.Ф. Рожкова и Л.Б. Рухина.

Динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова «асимметрия-эксцесс», строится на принципе различной по интенсивности механической дифференциации песчано-алевролитовых частиц в различных фациальных условиях. Параметры асимметрия и эксцесс характеризуют наиболее тонкие изменения эмпирических полигонов распределения, а следовательно, отражают и различные изменения в условиях седиментации. На диаграмме по оси абсцисс откладываются значения асимметрии, по оси ординат – значения эксцессов. Эталонная диаграмма имеет вид параболы с симметричными ветвями относительно оси ординат и разделяется на ряд генетических участков. Данные участки характеризуют

различные режимы седиментации, указывают условия формирования осадков и скорости течения.

Фигуративные точки на диаграмме Г.Ф. Рожкова (рис. 2) в основном сконцентрированы в верхней и нижней правых четвертях прямоугольника (поле VII), что свидетельствует об эоловой переработке осадков и волновых процессах на мелководье (нейтральная полоса побережья). Некоторое смещение точек в поле V, связано с сильными вдольбереговыми течениями и накатом волн (прибрежная зона). Положительные значения асимметрии указывают на относительно высокий динамический уровень среды седиментации и большую степень отсортированности осадка, а слабоотрицательные и положительные значения эксцесса, соответствуют нестабильным условиям среды седиментации.

При построении генетической диаграммы Л.Б. Рухина по оси абсцисс откладываются значения коэффициента сортировки, а по оси ординат – средний размер зерен. В зависимости от того, в каком поле диаграммы преимущественно расположатся точки, делаются выводы об условиях отложения песков. На генетической диаграмме точки распределились в пределах полей I и II (рис. 3). Это поля песков, отложенных в зоне течений и сильных колебательных движений воды (пески пляжа и прибрежной зоны).

По минералогическому составу породы относятся к полевошпат-кварцевым. Содержание кварцевых зерен в шлифах составляет от 39 до 49 %, полевых шпатов – 27-36 %, на долю обломков пород приходится 18-22%. Зерна кварца имеют изометричную форму с прямым, реже волнистым и мозаичным погасанием. Значительная часть зерен регенерирована, при этом кварц приобретает правильные кристаллографические грани и имеет угловатую форму.

Полевые шпаты представлены плагиоклазами и калиевыми разностями. Наблюдаются полевые шпаты сложного состава, в них плагиоклазовая и калишпатовая составляющая образуют пертиты и антипертиты. Содержание обломков пород довольно постоянно по всему разрезу.

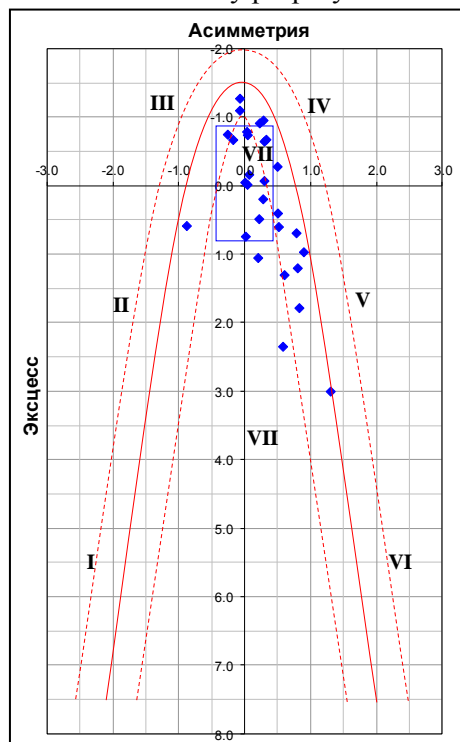


Рис.2 Распределение точек-проб песчаников на диаграмме Г.Ф. Рожкова

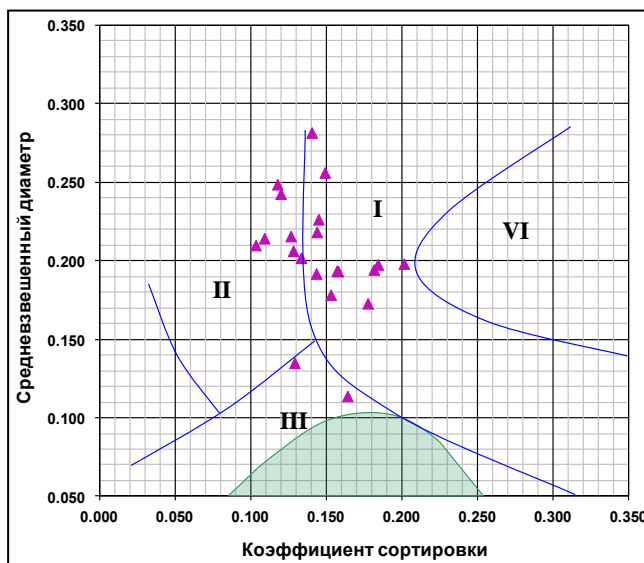


Рис.3 Распределение точек-проб песчаников на диаграмме Л.Б. Рухина

Среди них преобладают эффузивы и слюдистые обломки. Песчаники пласта Ю₁¹ отличаются повышенным содержанием цементирующего вещества, что обусловлено присутствием карбонатного материала (кальцит, сидерит), составляющего в отдельных шлифах до 34% (базальный тип). Глинистый цемент сложен преимущественно поровым каолинитом (5-7%) микрослоистой структуры. Кроме того цементация обломков осуществляется слюдистыми агрегатами, гидрослюдой и пиритом, выполняющими роль пленочно-порового цемента.

Таким образом, по результатам проведенных исследований можно сделать вывод, что образование этих отложений происходило в прибрежно-морской обстановке с эоловой переработкой. Накопление песчаного материала осуществлялось в условиях высокой динамики среды седиментации, в которой происходило осаждение мелко- и среднемелкозернистых песчаников. В результате сильных вдольбереговых течений и накатов волн зерна и обломки имеют хорошую сортировку и окатанность.

Литература

1. Гроссгейм В.А., Бескровная О.В., Геращенко И.Л., Окнова Н.С., Рожков Г.Ф. Методы палеонтологических реконструкций (при поисках нефти и газа)– Л.: Недра, 1984. – 271 с.
2. Рухин Л.Б. Основы литологии. – М.: Недра, 1969. – 779 с.
3. Черников О.А. Литологические исследования в нефтепромысловой геологии. – М.: Недра, 1981. – 237 с.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АКВАТОРИИ МЕКСИКАНСКОГО ЗАЛИВА

Св. А. Тихонова С. А. Тихонова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мексиканский залив – внутреннее море западной части Атлантического океана. Ограничен с северо-запада, севера и востока побережьем США, на юге и юго-западе побережьем Мексики, а также островом Кубой (рис. 1). Площадь залива 1543 тыс. км², объём воды – около 2332 тыс. км³. Его максимальная глубина – 5203 м [1].

Крупный вклад в изучение геологической истории Атлантического океана вносят работы, начатые в 1968 г. американской экспедицией на судне «Гломар Челленджер», построенном для глубоководного бурения дна. Судно «Гломар Челленджер» было оснащено буровой вышкой 43 м (140 футов) в высоту и способно на бурение глубиной более 1700 м (5570 футов) на дне океана [2].

Первая колонка длиной 760 м была получена на «Гломар Челленджере» 13 августа 1968 г. на впадине Сигсби в Мексиканском заливе при глубине моря 2780 м. Позднее в том же месте было осуществлено бурение на глубине 3700 м и взята колонка грунта длиной 620 м [3].

Почти во всех пробуренных скважинах отмечалось наличие газогидратов на глубине 10-20 м от дна моря. Исследованиями было выявлено наличие газогидратов. Они больше всего сосредоточены к экватору. Большое количество скважин, пробуренных с целью поиска нефти и газа, находится в северной части Мексиканского залива (рис. 2). Там выявлены крупные и крупнейшие месторождения, глубина залегания продуктивных (нефтенасыщенных) пластов 500-900 м от дна Мексиканского залива. Геофизические исследования и результаты бурения на шельфе с платформ показали, что продолжение залежей идет с континента в сторону шельфа [4].

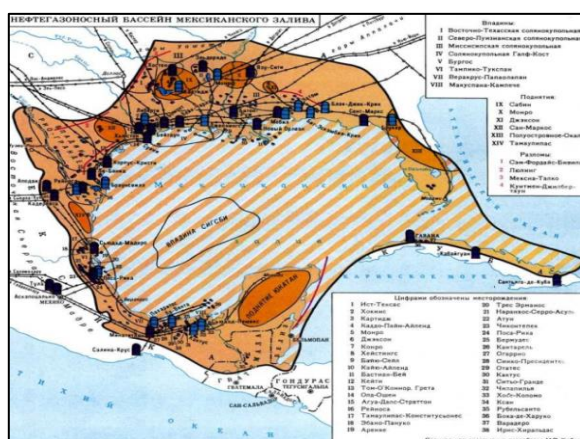


Рис.1 Нефтегазоносный бассейн Мексиканского залива

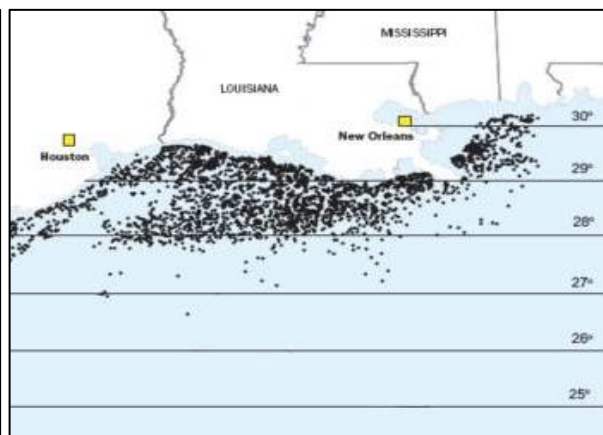


Рис.2 Расположение скважин в северной части Мексиканского залива

Возле берегов Мексиканского залива были выработаны почти все залежи, и теперь разведка месторождений передвигается к центру, на более глубокое положение дна залива [5]. Основная работа осуществлялась на глубинах менее 200 м. Но с годами запасы исчерпались, и поэтому в настоящее время поиск, разведка и разработка месторождений увеличивается в центральной части залива на больших глубинах более 200 м. За десять лет добыча нефти в глубоководных участках возросла примерно в 10 раз.

20 апреля 2010 г. в Мексиканском заливе на нефтяной платформе *Deerwater Horizon* на месторождении *Макондо* произошел взрыв (рис. 3).



Рис.3 Взрыв нефтяной платформы *Deerwater Horizon* на месторождении *Макондо* Мексиканского залива

Последовавший после аварии разлив нефти стал крупнейшим в истории США и превратил аварию в одну из крупнейших техногенных катастроф по негативному влиянию на экологическую обстановку.

Разлив нефти продолжался 152 дня, за это время из скважины в Мексиканский залив вытекло около 5 млн. баррелей нефти. Нефтяное пятно достигло площади 75 тыс. км².

В результате разлива нефти было загрязнено 1100 миль побережья, был введен запрет на рыбную ловлю, для промысла были закрыты более трети всей акватории Мексиканского залива. От нефти пострадали все штаты США, имеющие выход к Мексиканскому заливу, сильнее всего пострадали штаты Луизиана, Алабама, Миссисипи и Флорида. Для ограничения площади разлива нефти использовались боновые заграждения. Эта авария повлекла за собой жизни многих животных, птиц, рыб.

В то время, когда платформа была в Мексиканском заливе, она официально принадлежала компании *British Petroleum*, поэтому вся ответственность была на ней. В ходе долгих и спорных судебных разбирательств 17 ноября 2012 г. было принято решение, что эта компания обязуется выплатить штраф в размере 5 млрд. долларов.

Литература

1. Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – М.: Недра, 1971. – 268 с.
2. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.В. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра, 1990. – 405 с.
3. Запивалов Н.П. Нефтегазоносность акваторий мира: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во Новосиб. гос. ун-та, 2009. – 260 с.
4. Нефтяная и газовая промышленность Мексики. – М.: ЦНИИТЭНефтегаз, 1965. – 130 с.
5. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 1. Европа. Центральная и Северная Америка. – М.: Недра, 1976. – 600 с.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ШЕЛЬФА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ И СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ С РАЗВИТОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ ШЕЛЬФА ОХОТСКОГО МОРЯ

С.А. Тихонова, Св. А. Тихонова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Континентальный шельф РФ рассматривается в качестве важнейшего резерва развития нефтегазодобывающей промышленности страны. Площадь российского шельфа составляет 6,5 млн. км², в том числе 4,1 млн. км² перспективных земель, в пределах которых начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородов составляют около 100 млрд. т, из них 80% – свободный газ, 15% – нефть, 3,3% – конденсат и 1,7% – растворенный газ.

Наибольшим ресурсным потенциалом обладают Арктические акватории (84,1% НСР УВ всего континентального шельфа), далее Дальневосточные (10,9%) и Южные (4,9%) акватории. На акваторию Балтийского моря приходится лишь 0,1% начальных суммарных ресурсов всего российского шельфа.

На всех российских акваториях отработано около 1,4 млн. км сейсмопрофилей 2D со средней плотностью 0,21 км/км² (рис. 1). Поисково-оценочным и разведочным бурением изучено около 110 площадей, на которых пробурено более 257 скважин. В результате открыто 57 месторождений [3].

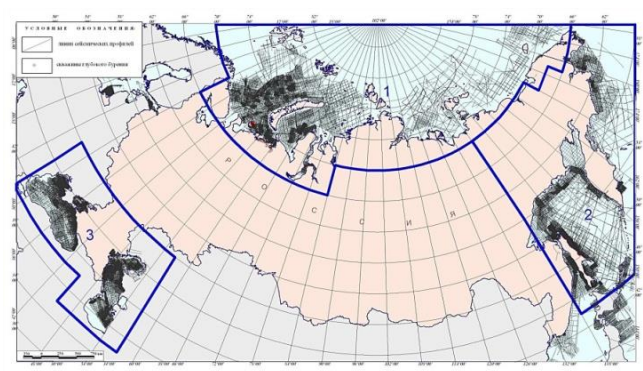


Рис.1 Схема сейсмической и буровой изученностей континентального шельфа РФ

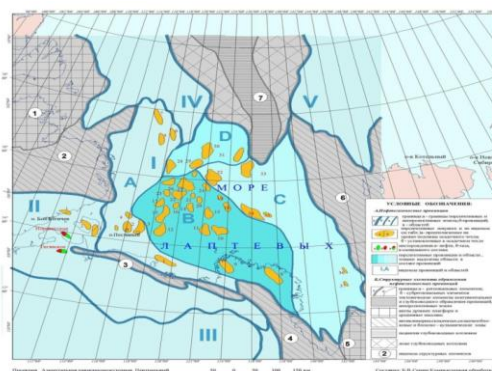


Рис.2 Схема расположения выявленных перспективных объектов моря Лаптевых

Наиболее изученными районами российского шельфа являются южные моря, шельф Сахалина и южные части Баренцева и Карского морей. Здесь были размещены основные объемы сейсморазведочных работ. Особенно малоизученными сейсморазведкой (0,01-0,04 км/км²) являются российские моря: Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское.

Причину низкой изученности Восточно-Арктического шельфа связывают с рядом причин:

1) Суровые климатические условия для проведения геологоразведочных работ в данном районе. Ледовое покрытие морей, торосы и айсберги технически усложняют морскую сейсморазведку – основной инструмент нефтяников. Техника, для ГРП в данном районе, должна выдерживать влияние низких значений температуры.

2) Дно шельфовых морей отличается сложным геологическим строением с большим перепадом глубин, сходным с горными хребтами на суше и очень усложняющим прокладку нефте- и газопроводов.

3) При бурении скважин могут быть задеты газогидратные пласты. Возможность образования газогидратов в рыхлых осадках и их способность к быстрому расщеплению учитывается при проектировании, строительстве и установке стационарных морских платформ и прокладке трубопроводов. Если во время бурения газогидратный пласт будет нарушен и распадется, осадки могут опуститься на несколько десятков метров, что вызовет деформацию поверхности дна и выход добывающих скважин из строя, повреждение обсадных колонн и трубопроводов, уменьшение клиренса платформы до уровня досягаемости волн.

4) В связи с недостаточным опытом работ в условиях Арктики, практически нет технологий, позволяющих разрабатывать месторождения этого района без экологического вреда.

5) Данный регион не имеет развитой инфраструктуры и требует больших капиталовложений.

На данный момент разработан проект Минприроды России «Программа разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов до 2030 г.».

Программа предусматривает бурение 283 поисково-оценочных и разведочных скважин суммарным объемом 653,8 тыс. м, выполнение сейсморазведки 2D в объеме 860-930 тыс. пог. км, в том числе 626 тыс. пог. км – в рамках региональных геологоразведочных работ, 3D – 60-80 тыс. км², прирост запасов нефти и конденсата – до 1360 млн. т и запасов газа – до 13 300 млрд. м³, максимальный объем годовой добычи нефти в 2030 г. – 66,2 млн. т, максимальный объем добычи газа в том же году – 231 млрд. м³.

С учетом поставленной задачи обеспечить к 2030 г. годовой уровень добычи нефти более 66 млн. тонн необходимо на Арктическом шельфе выявить новые (помимо восточной части Печорского моря) районы с преимущественной нефтеносностью разреза и срочно приступать к их освоению.

Основными регионами для продолжения регионального этапа изучения геологического строения и оценки нефтегазового потенциала являются высокоширотные районы Западной Арктики и Восточно-Арктические моря. В восточном секторе Российской Арктики выделяются четыре бассейна: Лаптевский (в море Лаптевых), Восточно-Сибирский (в одноименном море), Северо- и Южно-Чукотский (на шельфе Чукотского моря). Начальные суммарные ресурсы акваторий морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского (российский сектор), хотя и относятся в силу их слабой изученности к категории проблематичных, составляют 19,7 млрд. т у. т. или 72 % от всех НСР востока России. Перспективные на нефть и газ шельфы акваторий Восточно-Арктических морей охватывают общую площадь 1080 тыс. км² [2].

На Лаптевоморском шельфе (рис. 2) площадью 320 тыс. км² к настоящему времени выполнено 13,1 тыс. пог. км сейсмопрофилей. Шельф моря Лаптевых изучен региональными работами не полностью. Осадочные бассейны, выделенные на юге (мощность осадочного чехла более 10 км), в северной части не околонтурены. В разрезе выделены три нефтегазоносных комплекса: позднепротерозойский карбонатный, верхнепермский терригенный и юрско-меловой терригенный. По последним оценкам прогнозные ресурсы определяются около 8700 млн. т, из них более 70 % приходится на нефть [4].

Однако в связи с тем, что эти акватории оценены исключительно по категории Д₂ (области с недоказанной нефтегазоносностью), проведение работ по сгущению сети сейсмопрофилей на наиболее перспективных участках не приведет к повышению категории оценки ресурсов. В сложившейся ситуации необходимо проведение не только сейсморазведочных работ по сгущению профилей на выявленных нефтегазоперспективных объектах, но и бурение опорно-параметрических скважин для решения поисково-оценочных задач.

Лаптевский рифтогенный бассейн, мощность осадочного чехла в котором достигает 10-12 км, структурно располагается на простирации Евразийского бассейна Северного Ледовитого океана и его срединно-океанического хребта Гаккеля. Особенность бассейна состоит в том, что его структурные зоны с мощным осадочным чехлом оказываются в непосредственной близости от обрамляющей суши и простираются в сторону последней. В частности, таким участком является северо-западный край дельты р. Лены. Предполагаемая мощность осадочного чехла на краю дельты около 5-6 км. Таким образом, представляется уникальная возможность получить прямую информацию о строении разреза и проявлениях углеводородов шельфового бассейна с помощью бурения первой в восточном секторе Арктического шельфа России параметрической скважины глубиной около 5 км. В результате бурения будет точно известен возрастной диапазон осадочного чехла, получены прямые данные о нефтегазонасыщенности разреза. Тем самым будет полноценно завершён региональный этап изучения моря Лаптевых и обеспечен переход к поисково-оценочному этапу.

К примеру, в Охотоморской НГП в 2011 г. была пробурена самая длинная параметрическая скважина на месторождении Одопту-море. В настоящее время Охотоморская нефтегазоносная провинция изучена крайне неравномерно. Наибольший объём геофизических работ и поисково-разведочного бурения, проводимых более 50 лет, приходится на северную часть о. Сахалин. Нефть и газ добываются в основном на северо-востоке и восточном шельфе о. Сахалин. Морская нефтегазодобыча ведется на восьми нефтегазоконденсатных месторождениях Сахалинского шельфа (Одопту-море, Северный купол, Чайво, Пильтун-Астохское, Лунское, Кириновское, Даинское и Вениновское) [1].

Перспективы поисков месторождений нефти и газа связаны с юго-западной частью острова Сахалин, где выявлены многочисленные непромышленные притоки нефти и газа, а также с Центральноохотской нефтегазоносной областью. Поскольку эта провинция обладает схожими климатическими условиями и геологическим строением дна, аналогичным днушельфа моря Лаптевых, из этого следует, что подобные работы необходимо провести и для моря Лаптевых.

Государственная «Программа разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов» предусматривает до 2030 г. увеличение добычи нефти в 5 раз с 13 млн. т до 66 млн. т. И мы предполагаем, что, пробуравив параметрическую скважину на шельфе моря Лаптевых, мы сможем ускорить начало разработки Восточно-Арктического шельфа без значительных затрат, поскольку необходимые для бурения оборудование и технологии на сегодняшний день существуют.

Литература

1. Бакиров А.А. Нефтегазоносность морей и океанов. М.: Недра, 1972. – 280 с.
2. Богдавленский В.И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы. Морской сборник. – М.: ВМФ, 2010. – №9. – С. 53 – 62.
3. Запывалов Н.П. Российские шельфы // Нефтегазоносность акваторий мира. – Новосибирск: Изд-во Новосиб. гос. ун-та, 2009. – С. 179 – 238.
4. Рябухин Г.Е. Нефтегазоносность верхнепалеозойских и триасовых формаций Арктики // Труды МИНХ и ГП Всесоюзная конференция по комплексному

освоению нефтегазовых ресурсов на арктическом шельфе СССР. – М.: Изд-во МИНХ и ГП, 1990. – 350 с.

АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ АВАРИЙНОСТИ ПРИ МОРСКОЙ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.В. Тропникова

Научный руководитель старший преподаватель И.А. Лабекина
*Национальный исследовательский Новосибирский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия*

Актуальность анализа аварийности при морской добыче углеводородов, при оценке освоения природных ресурсов связана с необходимостью сохранения природных экосистем, что, в свою очередь, отражает противоречие между экономическими интересами и возникающими экологическими проблемами при разработке, добыче и транспортировке полезных ископаемых на морских шельфах. Экономические интересы связаны с оценкой выгод, с возможностями хозяйственного и ресурсного развития стран. Например, по данным Экспертов геологической службы США (USGS) только в арктическом шельфе Аляски — 29 млрд. барр. нефти, 6,1 трлн. м³ газа и 5 млрд. барр. газоконденсата [3]. Возникающие при этом экологические риски и проблемы могут оцениваться только косвенно, либо, при авариях, оцениваются по факту экспертными расчетами.

Основная цель – изучение тенденций аварийности при морской добыче углеводородов.

Аварии при морской добыче и транспортировке углеводородов классифицируются на 3 вида.

Первый – аварии на стадии бурения. Связаны с неожиданными выбросами жидких и газообразных углеводородов из скважины в результате прохождения буром зон с повышенным давлением. Их условно делят на две основные категории. Одна категория включает в себя интенсивный и длительный фонтанообразный выброс углеводородов, когда давление в зоне бурения становится ненормально высоким и обычные методы заглушки не помогают. Это особенно часто происходит при разработке новых месторождений. Например, авария при разработке месторождения Сахалин-1. Другая – связана с эпизодами утечки углеводородов в течение всего времени бурения.

Второй вид – аварии на трубопроводах. Связаны с повреждениями подводных трубопроводов, такими как дефект материала и его усталость; тектонические движения дна, а также повреждения якорями и тралами.

Третий вид – аварии на морском шельфе. Связаны с поломкой оборудования, тектоническими движениями морского дна, сейсмической активностью и т.д. [5].

Рассмотрим аварии на нефтедобывающих платформах в динамике за 1980-2012 гг. (табл.).

Помимо вышеназванных, аварии происходили на различных платформах крупных компаний: Petroleum, Mobil, Union Oil, Morgan и др. во всех районах нефтедобычи: в Суэцком заливе, Египетском порту Саид, в 100 км от берега в штате Рио-де-Жанейро, возле берегов Аляски, на побережье Борнео.

Анализ аварийности в крупных нефтегазодобывающих компаниях позволил сделать вывод том, что присутствуют все три вида аварий.

Основными причинами послужили технологические ошибки, сбои автоматики, недоработка обслуживающего персонала, т.е. общей причиной служит «человеческий фактор».

Как следствие, экологический и экономический ущерб составляет огромные суммы. Так, ликвидация последствий аварии в 2010 г. на нефтедобывающей платформе Deepwater Horizon заняла несколько месяцев, был нанесен экологический и экономический ущерб штатам Луизиана, Алабама, Миссисипи, Флорида и Техас, тысяча квадратных миль акватории остается закрытой для рыболовного бизнеса до настоящего времени.

Таблица 1

Сравнительный анализ крупнейших аварий при добыче углеводородов на нефтесобирающих платформах в динамике за 1980 – 2012 гг.

Годы	Название платформ	Общее количество жертв	Причины	Экологические проблемы и риски
<i>Северное море</i>				
1980 1988 1988 1991 1998 2002 2012	Нефтесобирающие платформы: Alexander Keilland, Occidental Petroleum's Piper Alpha, Ocean Odyssey, Fulmar Alpha (Shell), Glomar Arctic IV; Elgin французского нефтегазового концерна Total	Погибло – 291 чел.; ранено – 3 чел.; эвакуация персонала	«Усталость металла», утечка газа, взрыв, пожар	Разлив нефти, утечка газа
<i>Северная Атлантика</i>				
1982	Нефтесобирающая платформа Ocean Ranger (США)	Погибло – 84 чел.	Перевернулась	Разлив нефти, платформа затоплена
<i>Побережье Бразилии</i>				
1984 1994 2001	Платформа Petrobras: Нефтяная платформа P-56 фирмы Petrobras (включая 99 ЧП этой компании)	Утонуло – 36 чел.; ранено – 17 чел.; погибло – 12 чел.	Взрыв, пожар, потопление P-56	Разлив нефти
<i>Побережье Нигерии</i>				
1995	Принадлежащая Mobil нефтесобирающая платформа	Погибло – 13 чел.	Взрыв, пожар, технологические ошибки	Разлив нефти
<i>Мексиканский залив</i>				
1984 1989 2010	Нефтесобирающая платформа США; Penrod Drilling Co.; Deepwater Horizon	Погибло – 14 чел.; ранено – 14 чел.	Взрыв, пожар, изменения в проекте конструкции скважины	Разлив нефти, утечка газа; ущерб штатам Луизиана, Алабама, Миссисипи, Флорида и Техас [5, 6]

Кроме самих катастроф, в зоне радиусом порядка нескольких сот метров (до 500-800 м) от буровых платформ наблюдается механическое засыпание (слоем толщиной до 10 см) организмов отходами бурения, бурное развитие сероокисляющих и нефтеокисляющих бактерий, а также повышенные уровни содержания органического углерода, нефтяных углеводородов и некоторых микроэлементов, связанных с буровыми растворами.

Параметры бентоса также резко изменяются вблизи платформ и на расстояниях порядка 1-3 км [4].

Аварийность и экологические проблемы связаны также с выгрузкой и транспортировкой нефти. Экологи подсчитали, что с 1970 г. процент происшествий по разливу нефти в морях вырос на 45 %.

В городах разлив нефти составляет 10-13 %. Нефть, к примеру, попадая на перья водоплавающих птиц, лишает их возможности регулировать теплообмен и птицы погибают целыми стаями [6].

Согласно статистике, разливы нефти с судов и при транспортировке в совокупности наносят окружающей среде больший вред, чем крупные катастрофы [2].

По оценкам экспертов, за 2000-2010 гг. экономический ущерб от катастроф превысил производство мирового валового продукта более, чем в 15 раз [8].

Таким образом, анализ тенденций аварийности при морской добыче углеводородов, а также их транспортировке позволил сделать общий вывод о том, что крупные аварии учащаются. Основными причинами названы технические и технологические факторы.

Учитывая экономические интересы ресурсного развития стран при долгосрочном планировании необходимо ужесточить действующие законодательно-нормативные акты в сфере охраны окружающей среды, связанные, например, с платежами за различные виды загрязнения сверх установленных лимитов, продолжить разработку и использование программ мониторинга воздействия бурения на экосистемы, контролировать способы утилизации буровых растворов и шлама.

При использовании способа посредством сброса отходов в море контролировать степени очистки и применения малотоксичных буровых растворов на водной основе.

Учитывая, что разработка активной стратегии снижения природно-техногенных рисков является важнейшей составляющей стратегии устойчивого развития стран, следует использовать международный опыт программ мониторинга воздействия бурения на экосистемы, производить оценку ущерба в процессе эксплуатации морской платформы [7], проводить анализ техногенных рисков [1], используя, например, как модельную ситуацию, утечку нефти в Мексиканском заливе в 2010 г., по которой можно оценивать возможности устранения аварий при глубоководной нефтедобыче.

Литература

1. Белоножко Д.Ф., Очиров А.А., Жернаков И.С. Модель переноса нефтяных и масляных пятен. О траекториях движения частиц поверхностно-активного вещества, дрейфующих по свободной поверхности жидкости // Материалы 25-й междунар. науч. конфер. 17-21 сентября 2012 г. – Одесса: Изд-во Одесского национальн. ун-та, 2012. – [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.catr.msk.ru/model_perenosa_pyaten_nefti
2. Гершензон В. Инженерно-технологический центр "СканЭкс" управления Ростехнадзора. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://kalugatechnadzor.ru/publikaczi/266-razliv-nefti-v-meksikanskom-zalive>
3. Зуев А. Открытие Арктики. // Аналитический журнал ТЭК России. Нефть и мир. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://cdu.ru/catalog/mintop/infograf/022012/>
4. Исследования британского сектора, опубликованные в 1987 году в специальном выпуске английского естественнонаучного журнала «Философские записки Лондонского королевского общества», посвященный исследованиям негативного влияния нефтяных платформ на морскую среду Северного моря. (Addy, 1987; Clark, 1987; Kingston, 1987; Moore et al., 1987; Sanders & Tibbetts, 1987). [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.npacific.ru/np/library/publikacii/shirokov/shirokov.pdf>
5. Катастрофы платформ. // Экозащита, 2011. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://ecodefense.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=91:2011-01-11-20-32-58&catid=51:2011-01-11-20-31-38&Itemid=185
6. Саенко Л. Экологи: Мексиканский залив до сих пор не залечил все раны. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ria.ru/eco/20110421/366691526.html>
7. Техничко-экономическое обоснование проекта разработки Пильтун-Астохского месторождения углеводородов на шельфе о. Сахалин, на основе раздела продукции. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits>

8. Ширков Э.И., Ширкова Е.Э., Дьяков М.Ю. Экономическая оценка природного потенциала шельфа Западной Камчатки. – Петропавловск-Камчатский: Камчатпресс, 2006. – С. 41.

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ 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. После более чем 30 лет строительства и развития нефтегазовая промышленность Вьетнама достигла значительного прогресса. В соответствии с законом об иностранных инвестициях, во Вьетнаме привлечены десятки нефтяных компаний в добычу нефти и газа с капиталом до 7 млрд. долл. США. Обнаружено много новых нефтяных и газовых месторождений, добыча нефти и газа быстро выросла. Это обеспечило национальную энергетическую безопасность и способствовало выводу страны из экономического кризиса с конца 80-х годов 20-го века, и вывела Вьетнам в список стран-экспортеров нефти.

Запасы углеводородного сырья в осадочных бассейнах во Вьетнаме значительны (около 4600 млн. тонн) и в основном распространены на континентальном шельфе (рис. 1). Уникальность вьетнамского шельфа – открытие крупных месторождений в гранитах. Запасы нефти и газа составляют около 1200 млн. тонн нефти, которая добывается на 11 нефтяных и газовых месторождениях. Потенциал неразведанных запасов нефти и газа в оставшейся области достаточно велик. Это является ценным активом и основой для разработки и 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 нефти в период с 2000 по 2012 год составил 8,5% [2].

Нефтегазовый потенциал Вьетнама связан в основном с 7 бассейнами: Кыулунг, Кон-Сон, Хонгха, Малайский Тхо Чу, Фу Хань, Парасельские острова и Чьонг Са. Пять из них разрабатываются, а два находятся на стадии разведки (Парасельские острова и Чьонг Са бассейн). Нефтегазовые бассейны Вьетнама в основном расположены в южном Вьетнаме и являются сложными для освоения. В частности, два бассейна: «Парасельские острова и Чьонг Са» расположены в Южно-Китайском море 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 обладал значительным нефтегазовым потенциалом, но в настоящее время запасы в бассейне «Хонгха» сократились.

Меконгский НГБ (особенно Кыулунгская впадина) является первым районом на шельфе Вьетнама, где из трещиноватых гранитоидных выступов фундамента были получены мощные фонтаны нефти. На месторождении Белый Тигр с глубины 3150 м был получен фонтан нефти с дебитом около 2830 т/сут. Фундамент Белого Тигра представляет собой крупное горст-антиклинальное поднятие сложного строения, размером 22×9 км.

Оно состоит из трех сводов – Южного, Центрального и Северного. Структура разбита серией разломов, в основном субмеридионального простирания и подчиненных субширотных разломов. В настоящее время на фундамент пробурено более 120 разведочных, добывающих и нагнетательных скважин, которые дают более 90 % общей добычи нефти на месторождении. На сегодняшний день для Вьетнама важным является вопрос прироста запасов за счет освоения района Парасельских островов. На эту территории претендует и Китай. Парасельские острова принадлежали Вьетнаму долгое время. В истории Парасельские острова также известны как «Золотые пески». Архипелаг состоит из 37 островов, скал, неглубоких пляжей, рифов и некоторых других географических объектов,

область у берегов около 30000 км². Парасельские острова являются местом обитания с более чем 100 видов кораллов и частью дуги вдоль кораллового побережья материковой Юго-Восточной Азии.

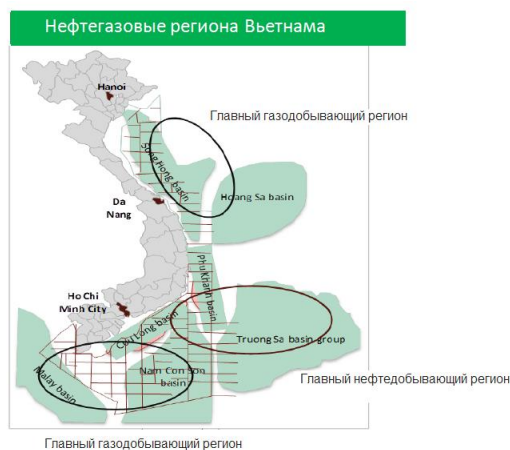


Рис.1 Карта-схема нефтегазоносных провинций континентального шельфа Вьетнама

Китайская народная республика рассматривает данную территорию как спорную, и в мае 2014 г. осуществила установку буровой платформы и пробурила нефтяную скважину HD-981 (китайское название – Hǎiyáng Shíyóu 981; английское название – CNOOC 981). Вьетнам считает строительство скважины HD-981 (CNOOC 981) Китайской Народной Республики в Южно-Китайском море возле Парасельских островов Хоанг Ша незаконным [1].

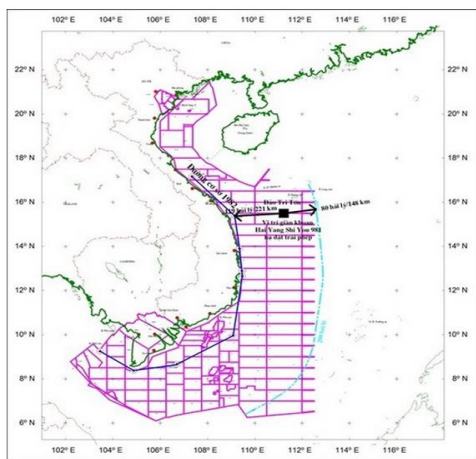


Рис.2 Карта-схема Парасельских островов [3]

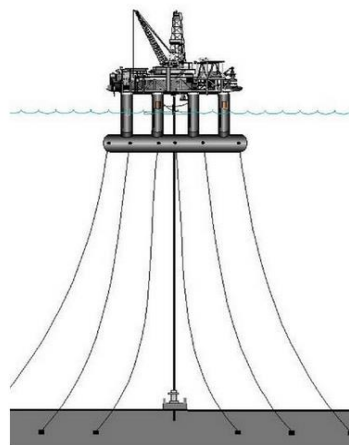


Рис.3 Нефтяная скважина HD-981

Скважины HD-981 находится в нефтяном блоке, который Социалистическая Республика Вьетнам пронумеровала с номером 143. Глубина этого места приблизительно 1000 м, китайская скважина находится в участке с глубиной 1100 м. Поэтому Китай должен использовать специальную буровую установку. В 1972 году, Социалистическая Республика Вьетнам совместно с американской нефтегазовой исследовательской компанией проводила сейсморазведочные исследования, но результаты исследования были неясными. Китай инвестировал 6 млрд. юаней (952 млн. долларов США) в строительство скважины HD-981, текущие издержки составляют более 300 тыс. долларов в день. Буровая установка HD-981 (CNOOC 981) весит 31000 т. Площадь буровой установки палубы имеет размер стандартного футбольного поля. Максимальная глубина бурения скважины 12000 м,

высокий уровень защиты от шторма 10 степени. Скважина оборудована современной техникой с системой глобального позиционирования. На буровой может работать и отдыхать 160 сотрудников. Девяти генераторов достаточно, чтобы удовлетворить потребности 200 тыс. человек. Расход дизельного масла от 100 до 150 т/сут. или 200 т в дождливую погоду. Буровая установка оснащена емкостью в 4500 т нефти, достаточной для генераторов, работающих непрерывно в течение 30 дней. Последние исследования показали, что Парасельские острова содержат запасы газа в 340 млрд. м³. Парасельские острова также имеют потенциал чистых источников энергии для будущего: гидратосодержащие залежи газа! Ввиду того, что существуют взаимные претензии Вьетнама и Китая по поводу принадлежности Парасельских островов и прилегающих к ним участков шельфа. Почти половина перспективной нефтегазоносной площади остается пока спорной, что препятствует разведке и промышленной разработке месторождения [3].

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. Вьетнамцы никогда не смирятся. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gazeta.ru/science/2014/06/01_a_6054413.shtml.
2. Вьетнам. Электронный ресурс: Режим доступа: <http://www.mineral.ru/Facts/world/116/137/index.html>.
3. Anh Vu Chinese vessels deliberately ram Vietnam's ships in Vietnamese waters China's oil rig violates Vietnam's sovereignty. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.youtube.com/watch?v=xCBSXZ7WRR4>.

РАЗРАБОТКА НЕФТИ НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ ГАЗЛИФТНЫМ СПОСОБОМ

Чан Нгуен Лонг

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большое количество углеводородных месторождений (нефть и газ) залегают на морском шельфе, на глубине от 50 до 120 метров (и более – в зависимости от конкретного географического расположения). Разработка таких месторождений происходит с помощью стационарных платформ морского типа (МСП) и блок-кондукторов (БК). Обычно каждая пара – платформа-кондуктор – обслуживает от 12 до 18 скважин. Газлифтный метод разработки месторождений – самый распространенный на сегодняшний день. Оборудование скважин газлифтных систем тесно связано с наземными объектами при помощи совокупности трубопроводов (применяются газлифтные трубы и др. типы).

Принцип действия газлифта заключается в разгазировании жидкости в подъемных трубах и уменьшении ее плотности. При непрерывной подаче газа газированная жидкость поднимается до устья скважины и выливается наружу. При газлифте в затрубном пространстве скважины устанавливается новый уровень, называемый динамическим, и соответствующее ему забойное давление. Различают непрерывный и периодический газлифт. Также бывает компрессорный газлифт и бескомпрессорный (газ и газовой шапки) [2].

Для работы газлифтных скважин используется углеводородный газ, сжатый до давления 4-10 МПа. Источниками сжатого газа обычно бывают либо специальные компрессорные станции, либо компрессорные газоперерабатывающих заводов, развивающие необходимое давление и обеспечивающие нужную подачу. Такую систему газлифтной эксплуатации называют компрессорным газлифтом. Системы, в которых для газлифта используется природный газ из чисто газовых или газоконденсатных месторождений, называют бескомпрессорным газлифтом.

При бескомпрессорном газлифте природный газ транспортируется до места расположения газлифтных скважин и обычно проходит предварительную подготовку на специальных установках, которая заключается в отделении конденсата и влаги, а иногда и в подогреве этого газа перед распределением по скважинам. Избыточное давление обычно понижается дросселированием газа через одну или несколько ступеней штуцеров. Существует система газлифтной эксплуатации, которая называется внутрискважинным газлифтом. В этих системах источником сжатого газа служит газ газоносных пластов, залегающих выше или ниже нефтенасыщенного пласта. Оба пласта вскрываются общим фильтром.

В таких случаях газоносный горизонт изолируется от нефтеносного пласта одним или двумя пакерами (сверху и снизу), и газ вводится в трубы через штуцерное устройство, дозирующее количество газа, поступающего в НКТ.

Внутрискважинный газлифт исключает необходимость предварительной подготовки газа, но вносит трудности в регулировку работы газлифта. Этот способ оказался эффективным средством эксплуатации добывающих скважин на нефтяных месторождениях Тюменской области, в которых над нефтяными горизонтами залегают газонасыщенные пласты с достаточными запасами газа и давления для устойчивой и продолжительной работы газлифта [1].

Применяют газлифты однорядные и двухрядные:

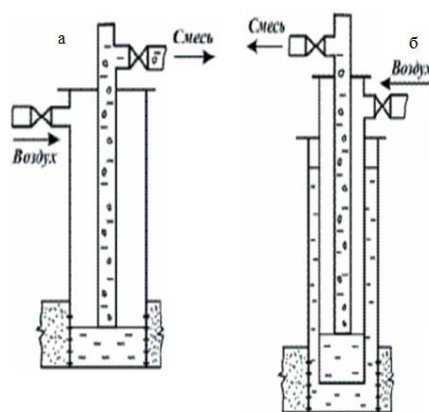


Рис.1 Газлифты однорядные и двухрядные:

а – однорядный подъемник кольцевой системы, б – двухрядный кольцевой системы [1]

В однорядном газлифте в скважину опускают только одну колонну труб, по которой газожидкостная смесь поднимается из скважины на поверхность. В двухрядном подъемнике в скважину опускают две насосные колонны труб. По затрубному пространству этих колонн с поверхности подают газ, а по внутренней колонне труб на поверхность поднимается газожидкостная смесь. Однорядный подъемник менее металлоемок, но в нем нет достаточных условий для выноса песка с забоя скважины. Поэтому однорядный подъемник применяется на скважинах, эксплуатируемых без воды и выноса песка. В двухрядном подъемнике вынос газожидкостной смеси происходит по внутренней трубе меньшего диаметра. За счет этого возрастают скорости подъемника газожидкостной смеси и улучшаются условия для выноса из скважины воды и песка. Кроме того, двухрядный подъемник работает с меньшей пульсацией рабочего давления и струи жидкости, а это, в свою очередь, снижает расход рабочего агента – газа.

Поэтому, несмотря на увеличение металлоемкости, двухрядные подъемники применяют на сильно обводненных скважинах при наличии на забое большого количества песка. С целью снижения металлоемкости применяют так называемую полторарядную конструкцию, когда высший ряд труб заканчивают трубами меньшего диаметра, называемых хвостовиком.

Для оборудования газлифтных подъемников применяют НКТ следующих диаметров: в однорядных подъемниках – от 48 до 89 мм и редко 114 мм, в двухрядных подъемниках – для наружного ряда труб 73, 89 и 114 мм, а для внутреннего – 48, 60 и 73 мм. При выборе диаметров НКТ необходимо иметь в виду, что минимальный зазор между внутренней обсадной колонны и наружной поверхностью НКТ должен составлять 12, 15 мм.

Категории скважин, эксплуатируемых газлифтом:

- 1) с высоким коэффициентом продуктивности и высоким забойным давлением; эксплуатируются непрерывным газлифтом;
- 2) с высоким коэффициентом продуктивности и низким забойным давлением; эксплуатируются как непрерывным, так и периодическим газлифтом;
- 3) с низким коэффициентом продуктивности и высоким забойным давлением; эксплуатируются периодическим газлифтом;
- 4) с низким коэффициентом продуктивности и низким забойным давлением; эксплуатируются периодическим газлифтом.

В ходе испытаний (опытных и промышленных) различных способов механизированной добычи топлива на морском шельфе было выяснено: газлифт – самый экономичный, надежный и эффективный. Данный способ применяется на морском шельфе с 1997 года.

Достоинства газлифтного метода разработки морских месторождений:

- меньшие затраты на эксплуатацию, чем при других способах (например, насосных);
- данный способ разработки наилучшим образом соответствует всем условиям, выдвигаемым к процессу нефтедобычи со дна моря;
- низкая ремонтная стоимость;
- высокая автоматизация всех процессов добычи;
- простота обустройства скважины;
- минимизация количества требуемого персонала;
- возможность возобновления добычи топлива из приостановленных скважин.

Вместе с тем, газлифтный способ добычи полезных ресурсов со дна моря имеет и некоторые недостатки:

- сложность оптимальной эксплуатации группы скважин одновременно;
- характеристики работы скважины ухудшаются по мере роста обводненности добываемого топливного ресурса.

Совершенствование конструктивных технологий (например, качественные газлифтные трубы, газлифтные клапаны и подъемники и т.д.) позволило значительно повысить эффективность разработки газлифтных скважин на дне моря.

Литература

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебное пособие. – М.: Недра, 1990. – 427 с
2. Ивановский В.Н. Нефтегазопромысловое оборудование. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2006. – 720 с.

**ВЛИЯНИЕ СПРЕДИНГА НА ФОРМИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ ОКЕАНОВ****А.Н. Чехлов**

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы горизонтального расширения земной коры являются важнейшими тектоническими явлениями, оказывающими колоссальное влияние на формирование, как внешнего облика земной поверхности, так и её недр. Восходящие потоки разогретого мантийного вещества за счёт механизма конвекции достигают нижней границы земной коры и вызывают её растяжение. Происходит утончение и деформация коры, часть пород опускается, а часть расходится в направлениях, перпендикулярных простиранию рифта. Со временем достигается предел прочности земной коры и наступает её разрыв, континентальный рифтогенез сменяется спредингом. Мантийное вещество по трещинам рифта выходит на поверхность и, застывая, образует новую океаническую кору, происходит расширение ложа океана [3].

Развитие океана связано с двумя основными этапами: раскрытия и закрытия океанических впадин. Первый этап включает в себя фазы начальной деструкции литосферы, континентального рифта и спрединга. Океанический рифтогенез (спрединг) является основной фазой образования океана, в ходе которой происходит увеличение площади ложа за счёт смещения континентальных литосферных плит и замещения их новой океанической корой. На этапе закрытия океанических впадин, когда площадь океана начинает уменьшаться из-за надвигающихся на него континентальных плит, наибольшую значимость получает явление субдукции – поддвижение океанической плиты под континентальную. При достижении фазы полной субдукции океан полностью исчезает, а на его месте возникает складчатая область [1]. Описанные процессы продолжаются миллионы лет и проходят параллельно с осадконакоплением, следовательно, оказывают влияние на формирование месторождений полезных ископаемых, в том числе и углеводородов.

Для образования месторождений нефти и газа необходимо сочетание следующих условий:

- накопление осадочных пород в условиях растяжения коры;
- значительная мощность осадков;
- интенсивный прогрев их восходящими тепловыми потоками.

В пределах Мирового океана рифтовые системы имеют различный характер и разный механизм формирования месторождений углеводородов в них. Рифты срединно-океанических хребтов являются молодыми геологическими образованиями, их осадочный покров незначителен, что объясняет отсутствие в них скоплений нефти и газа. А вот рифты шельфовых зон континентальных окраин заполнены мощной толщей осадков и характеризуются хорошей прогреваемостью недр. Они, как правило, отличаются значительными запасами углеводородов. Также богаты углеводородами и сами окраины континентов. Несмотря на удаленность от осей спрединга, процессы расширения земной поверхности оказывали и продолжают оказывать значительное влияние на их развитие. По сути, континентальные окраины являются остатками рифтовых систем, развитие которых привело к раскрытию океанов.

Необходимо отметить различие в механизме формирования месторождений углеводородов на пассивных и активных (с зонами субдукции) окраинах континентов, которое обуславливает разницу запасов углеводородов в 7 раз [1].

Рифты являются чрезвычайно активными структурами литосферы. Интенсивность процессов осадконакопления и резкое возрастание теплового потока над ними определяют повышенную концентрацию углеводородов. В 6% осадочного слоя коры, приходящегося на рифты, содержится до 15% выявленных запасов углеводородов, значительная часть которых приходится на рифты шельфовых зон континентальных окраин [1]. Высокая степень прогреваемости недр в областях спрединга, а также значительное количество осадков с

рассеянной органикой, сгружаемых с континентов, особенно в дельтах крупных рек, в небольшие по размерам структуры земной коры являются условиями, обеспечивающими относительно быстрое и полное протекание процессов нефтегазообразования. В шельфовых рифтовых структурах за короткий промежуток геологического времени могут формироваться крупные залежи нефти и газа.

Основная часть запасов Североморского нефтегазоносного бассейна тяготеет к Центрально-Североморской рифтовой системе, находящейся в шельфовой зоне континентальной окраины. Система рифтов образована линейно вытянутыми грабенами и трогами шириной 40-80км, осадочный чехол мощностью до 10 км сложен красноцветными отложениями нижней перми и триаса, верхнепермской соленосной толщей, песчано-глинистыми породами нижней и средней юры, карбонатными образованиями верхней юры и мела. Североморские рифты характеризуются относительно высокой прогретостью недр: геотермический градиент равен $34\text{ }^{\circ}\text{C}/1000\text{ м}$, тогда как в стороне от рифта не превышает $28\text{ }^{\circ}\text{C}/1000\text{ м}$. Все эти условия обуславливают наличие значительных запасов углеводородов в рифтовой системе Северного моря, которые оцениваются в 7,5 млрд. т, что составляет около 5% общемировых океанических запасов [1].

Континентальные окраины, даже не имеющие рифтовых систем шельфовой зоны, обладают значительными запасами углеводородов, около 90% из них приурочены к пассивным окраинам, где не наблюдается явления субдукции на границе океанической и континентальной литосферных плит. Нефтегазообразование в пределах современных континентальных окраин протекало в условиях активного рифтогенеза. Вначале происходило образование внутриконтинентальных рифтов, которые в дальнейшем перерождались в морские межматериковые, накапливая в своих пределах значительное количество осадочных пород. В процессе спрединга рифты расширялись с образованием с обеих сторон океана пассивных окраин, представляющих собой фрагменты изначальных рифтовых осадочно-породных бассейнов. Последующая эволюция пассивных окраин сопровождалась опусканием их фундамента и дополнительным осадконакоплением [4].

Примером нефтегазоносности пассивных окраин являются бассейны Южной Атлантики у западного побережья Африки и восточного побережья Южной Америки. В юре эти материи являлись частью суперконтинента Гондваны, пересекаемого системой внутриконтинентальных разломов, в которых происходило накопление осадков континентального происхождения. В конце нижнего мела происходит раскол континента и рифтовая система трансформируется в систему межконтинентальных морей, где продолжается осадконакопление соленосными отложениями [1]. Крупнейшим нефтегазоносным бассейном Южной Атлантики является Гвинейский, приуроченный к Приатлантической зоне периокеанических опусканий, образующих континентальную окраину Африки. В тектоническом отношении – это серия грабенов и полуграбенов, ступенчато опускающихся в сторону океана, сложенных осадками как континентального, так морского происхождения, общая мощность осадков достигает 12 км. Большая мощность осадочного чехла, а также повышенная прогретость недр на начальном этапе его формирования обеспечивали благоприятные условия заложения месторождений углеводородов, запасы которых в Гвинейском бассейне оцениваются в 5,1 млрд. т [1].

Значительно меньшие запасы углеводородов приурочены к активным континентальным окраинам, что вызывает некоторые противоречия.

Зоны субдукции, где происходит поддвижение океанической литосферной плиты под континентальную, возникают на стадии закрытия океана, когда он уже имеет значительную мощность осадочного чехла, особенно на окраинах континентов. В процессе погружения океанической плиты в астеносферу из-за трения происходит её частичное расплавление и выделение колоссального количества энергии, выражающегося в повышении геотермического градиента, сейсмической и вулканической активности зон субдукции [2]. Теоретически эти факторы должны способствовать формированию крупных месторождений нефти и газа, однако зоны субдукции побережья Тихого океана не отличаются большими запасами углеводородов. Объясняется это тем, что значительная часть осадочного чехла

вместе с рассеянным органическим веществом проскальзывает в зазор между литосферными плитами и, попадая в мантию, расплавляется. Часть углеводов задерживается на границе плит, однако аккумуляция происходит очень медленно, концентрация становится максимальной в период фазы полной субдукции, когда на месте океана возникает складчатая область. Возможно, через миллионы лет на месте Тихого океана возникнет горный массив, обладающий значительными запасами углеводов [5].

На Земле и сейчас есть места, где процесс закрытия океана уже завершился и сформировались крупные месторождения углеводородов. К палеозонам субдукции приурочены уникальные месторождения Персидского залива, запасы которых оставляют 22 млрд. т. Они появились в результате закрытия мезозойского океана Тетис, когда Африкано-Аравийская плита испытывала столкновение с Иранской. Субдукционный геодинамический режим создал условия для ускоренной переработки рассеянной органики, содержащейся в мощных осадочных толщах, и формирования богатых нефтью и газом современных месторождений Персидского залива [1].

Горизонтальное расширение земной коры в областях рифтогенеза и спрединга, являясь проявлением глубинных процессов перераспределения тепла и энергии, оказывает огромное влияние на процессы, происходящие в земной коре. Зная закономерности возникновения и протекания спрединга, можно спрогнозировать места формирования месторождений углеводородов.

Литература

1. Гаврилов В.П. Геология и минеральные ресурсы Мирового океана. – М.: Недра, 1990. – 327 с.
2. Добрецов Н.Л. Основы тектоники и геодинамики. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2011. – 492 с.
3. Милановский Е.Е. Рифтогенез в истории Земли (рифтогенез в подвижных поясах). – М.: Недра, 1987. – 297 с.
4. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. Учебник для студентов геологических специальностей вузов. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 480 с.
5. Ясаманов Н.А. Современная геология. – М.: Недра, 1987. – 191 с.

СОСТАВ БИОМАРКЕРОВ ПАЛЕОЗОЙСКИХ НЕФТЕЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.Ю. Чиркова

Научный руководитель профессор О.В. Серебренникова
Институт химии нефти, г. Томск, Россия

Постановка вопроса о перспективах нефтегазоносности палеозойских отложений не нова и имеет длительную историю, при этом вопрос о происхождении нефтей в отложениях палеозоя Западной Сибири до сих пор остается дискуссионным [5]. На уже разведанных площадях разработка более глубоких залежей слабоизученных, но высокоперспективных палеозойских отложений имеет безусловную экономическую выгоду для воспроизводства запасов нефти и газа. В связи с этим интерес к исследованию нефтей, залегающих в отложениях палеозоя и коры выветривания, по-прежнему актуален, как с точки зрения уточнения их генезиса, так и прироста запасов дебитов уже эксплуатируемых площадей. Проведено детальное изучение молекулярного состава 8 палеозойских нефтей (рис. 1) Герасимовского (скв. 18), Калинового (скв. 10 и 21), Урманского (скв. 10 и 11), Северо-Останинского (скв. 5), Малоичского (скв. 6), Пальяновского (скв. 53) месторождений. Малоичское месторождение расположено на севере Новосибирской области, Пальяновское – на Краснотенинском своде (ХМАО), остальные нефти – в пределах Нюрольской впадины и Пудинского мегавала (Томская область). Интервал отбора нефтей 2818–3130 м.

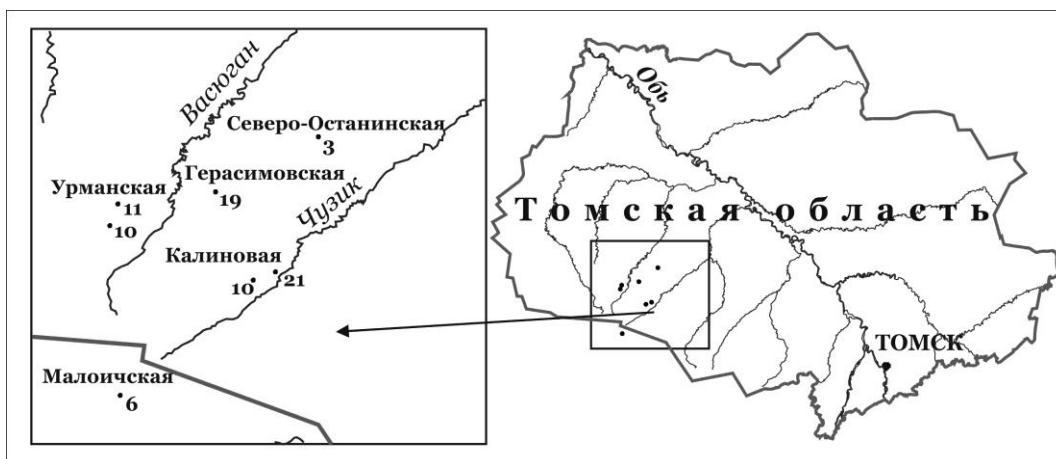


Рис.2 Площади отбора образцов

Выделение концентрата углеводородов (УВ) проводили методом адсорбционной хроматографии на колонке с окисью алюминия IV степени активности. В качестве подвижной фазы использовали гексан. Детальный анализ компонентного состава осуществляли с помощью магнитного хромото-масс-спектрометра DFS фирмы "Thermo Scientific" (Германия). Газовый хроматограф с кварцевой капиллярной колонкой фирмы "Thermo Scientific" внутренним диаметром 0,25 мм, длиной 30 м, толщиной фазы 0,25 мкм, неподвижной фазой – TR-5MS, газом-носителем – гелием. Температура испарителя – 250 °С, температура интерфейса – 250 °С.

Хроматограммы УВ получены по полному ионному току (TIC) и по характеристическим фрагментным ионам (SIM). Идентификацию индивидуальных УВ проводили компьютерным поиском в библиотеке Национального Института Стандартов NIST-05, по литературным данным и реконструкцией структур по характеру ионной фрагментации при электронном ударе [1, 3].

Среди алифатических УВ преобладают нормальные алканы. Данные группового состава углеводородных фракций исследованных нефтей представлены в таблице.

В составе n-алканов всех исследованных нефтей преобладают низкомолекулярные гомологи с максимальным содержанием C₁₂ для нефтей Малоичской и Калиновой (скв. 10) площадей, C₁₃ – для Пальяновской, C₁₄ – для Калиновой (скв. 21) и C₁₅ – для Герасимовской, Северо-Останинской и Урманской площадей. Для северо-останинской нефти характерен широкий максимум в области n-C₁₂-n-C₁₉ алканов. Только для урманской (скв. 11) нефти отмечено бимодальное распределение с дополнительным максимумом на C₂₂. Данные о распределении n-алканов в исследованных нефтях свидетельствуют о широком развитии фитопланктона в бассейне седиментации.

Отношение пристана (П) к фитану (Ф) для большинства нефтей меняется в интервале от 1,01 до 1,37, что указывает на восстановительные условия седиментации. Лишь для урманской нефти (скв. 11) отмечены субокислительные, а для северо-останинской – окислительные условия осадконакопления (П/Ф 1,8 и 3,8 соответственно).

По величине коэффициента «нечетности», варьирующего от 0,96 до 1,07, можно считать все исследованные нефти зрелыми. Соотношение n-C₁₇/n-C₂₇ изменяется в интервале от 2,2 (Герасимовская) до 6,8 (Калиновая, скв. 10) и свидетельствует о морских водорослях, как основных биопродуцентах.

Содержание ароматических УВ в гексановой фракции исследованных нефтей колеблется от 6,4 % для северо-останинской до 18,2 % в пальяновской.

В составе биаренов урманской (скв. 10) нефти отмечено повышенное содержание метилнафталина, а также метил- и диметилбензофенила. Высоким содержанием триароматических УВ характеризуются пальяновская и урманская (скв. 11) нефти. В составе нефти калиновая 10 отмечено отсутствие тетра- и пентациклических ароматических УВ.

Таблица 1

Групповой состав углеводородных фракций исследованных нефтей

Образцы нефтей	Массовое содержание, % отн.				
	Алканов	Циклогексанов	Стеранов	Терпанов	Ароматических УВ
Северо-Останинская	86.02	6.54	0.14	0.94	6,36
Малоичская	85.41	3.85	0.18	0.92	9,65
Герасимовская	73.35	5.31	1.53	5.6	14,21
Калиновая 21	77.56	4.88	0.24	1.94	15,38
Калиновая 10	70.9	9.49	0.12	3.37	16,13
Урманская 11	73.52	12.02	0.04	1.08	13,33
Урманская 10	78.37	8.87	0.09	2.03	10,64
Пальяновская	69.14	11.5	0.04	1.11	18,21

Относительное содержание алкилбензолов (АБ) в гексановой фракции исследованных нефтей изменяется от 1,58 % в северо-останинской до 6,42 % в калиновой (скв. 10). В том числе были идентифицированы (н-АБ), моно- (МАБ), ди- (ДМАБ), и триметилалкилбензолы (ТМАБ), среди которых преобладают диметилзамещенные структуры (рис. 2). В составе мета-, орта- и пара-изомеров МАБ отмечено преобладание орта-форм. Для всех нефтей характерно преобладание C₁₂-C₁₄ гомологов алкилбензолов.

Триметилалкилбензолы – арил-изопреноиды, у которых алкильная цепь длиной от C₆ до C₁₁ имеет изопреноидное строение, зафиксированы в той или иной концентрации в большинстве нефтей (рис. 2). Среди них в максимальном количестве присутствуют арил-изопреноиды C₁₂-C₁₄, содержащие в алкильной цепи 6-8 атомов углерода. ТМАБ присутствуют во всех нефтях, а в пальяновской они представлены гомологами с алкильной цепью нормального строения.

Для молекулярно-массового распределения ТМАБ отмечено монотонное убывание содержания гомологов с возрастанием атомного номера. Отношение четных гомологов ТМАБ к нечетным изменяется в пределах от 1,36 для Калиновой (скв. 10 и 21) до 1,92 для малоичской и пальяновской нефтей. Малоичская и герасимовская нефти характеризуются низким содержанием C₁₃ ТМАБ. В пальяновской, урманской (скв. 10) и калиновой (скв. 10) нефтях отмечены низкие концентрации C₁₄ при повышенных концентрациях C₁₈ гомолога.

Все исследуемые образцы палеозойских нефтей характеризуются пониженным содержанием C₁₇ гомолога в распределении ТМАБ.



Рис.3 Содержание n-АБ, МАБ, ДМАБ и ТМАБ в АБ исследованных нефтей

Низкое содержание гомолога C_{17} вытекает из строения изопреноидной боковой цепи биологических предшественников арил-изопреноидов – ароматических каротиноидов изорениератена и β -изорениератена (рис. 3). Эти изопреноиды присутствуют в фотосинтетических зеленых серных бактериях (*Chlorobiaceae*), которые существуют в строго анаэробной среде и для их метаболизма требуется свет и H_2S [2, 4, 6, 10, 12, 13]. Следовательно, наличие арил-изопреноидов в нефтях обеспечивает свидетельство того, что накопление органического вещества, в последствие генерировавшего все нефти, кроме Северо-Останинской, протекало в фотической зоне эвксинного бассейна.

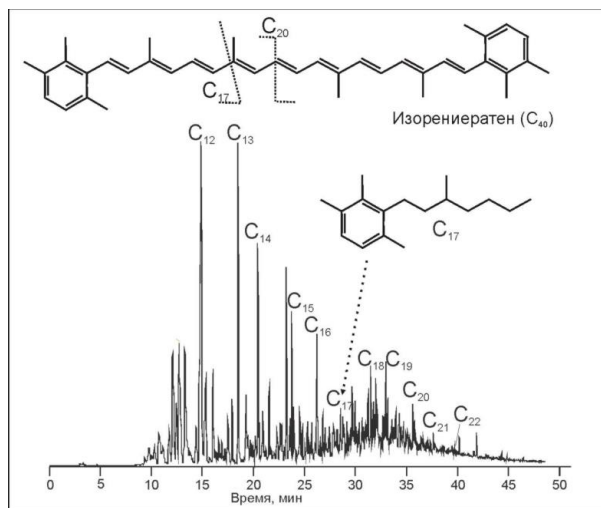


Рис.4 Структура одного из биологических предшественников арил-изопреноидов и фрагмент масс-хроматограммы (m/z 133+134) нефти Северо-Останинского месторождения

Максимальное содержание стеранов в углеводородной фракции установлено для герасимовской нефти (1,53 % от суммы идентифицированных насыщенных УВ), а минимальное – для урманской (скв. 11) и пальяновской нефтей (0,04 %) (табл.). По распределению C_{27} , C_{28} и C_{29} стеранов принято диагностировать состав исходного органического вещества. Преобладание C_{29} стерана может быть индикатором вклада в исходное ОВ наземной растительности. Хотя имеются сведения, что в морских осадках, накапливавшихся в пелагической зоне, далекой от влияния наземной растительности, также наблюдается преобладание C_{29} -стерана [8]. Большинство нефтей характеризуется явным преобладанием C_{29} гомолога, а в урманской (скв. 11) и пальяновской нефтях доминирует C_{28} гомолог. Согласно соотношению содержания C_{27} , C_{28} и C_{29} изостеранов исходное ОВ малоичской и урманской (скв. 11) нефтей отлагалось в условиях открытого моря, остальных нефтей – в области мелководного.

Суммарное содержание терпанов, представленных би- (сесквитерпаны), три-, тетра- и пентациклическими структурами, во всех нефтях существенно выше чем стеранов. Сесквитерпаны включают изомеры нордримана (C_{14}), дримана (C_{15}) и гомодримана (C_{16}). Их вклад в содержание терпанов достигает максимальной концентрации 97,14 % для пальяновской нефти и уменьшается до минимума 39,17 % в малоичской нефти. Все исследованные нефти характеризуются преобладанием дриманов, только в северо-останинской нефти преобладают гомодриманы. По показателю $27T_s/27T_m$ только пальяновская нефть достигает поздней стадии катагенеза (4,96), остальные нефти – менее зрелые (0,65–2,2). Отмечена достаточно высокая концентрация C_{23} трициклического терпана, что может указывать на известковую среду седиментации [11].

Его преобладание установлено в большинстве нефтей, а нефти урманская (скв. 10, 11) и пальяновская характеризуются максимумом в области C_{21} - C_{23} трициклических терпанов. Наличие гаммацерана во всех нефтях указывает на солоноватоводный бассейн

седиментации исходного нефтематеринского вещества [9]. Его содержание изменяется от 0,02 % в пальяновской нефти до 1,13 % в герасимовской. Отсутствие олеанана в нефтях может быть обусловлено древним возрастом нефтематеринских отложений старше мелового, когда появились покрытосеменные растения, содержащие олеановые структуры [8].

Моретаны присутствуют в нефтях, генерированных глинистыми отложениями со сверхсоленным режимом осадконакопления [2]. Содержание моретанов в составе терпанов изменяется от 0,11 % в Пальяновской до 3,3 % в Малоичской нефти. Все исследованные нефти характеризуются преобладанием среди моретанов гомолога $C_{30}-17\beta(H), 21\alpha(H)$.

Таким образом, на основе проведенных исследований состава биомаркеров палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири можно заключить, что накопление органического вещества, проходило в прибрежно-морских закисных солоноватоводных условиях. Основные биопродуценты – морские водоросли. По данным о составе стеранов, гопанов, секогопанов, n-алканов исследованные нефти термически зрелые.

Литература

1. Вульфсон Н.С. Масс-спектрометрия органических соединений / Н.С. Вульфсон, В.Г. Заикин, А.И. Микая. – М.: Химия, 1986. – 312 с.
2. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2005. – 183 с.
3. Петров Ал.А. Масс-спектры нефтяных углеводородов. Справочник (атлас) / Ал.А. Петров, Л.С. Головкина, Г.В. Русинова. – М.: Недра, 1986. – 312 с.
4. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
5. Ростовцев В.Н. От дискуссии к поиску палеозойских нефтей / В.Н. Ростовцев, В.В. Ростовцев // Вестник науки Сибири, 2012. – № 5(6). – С. 12 – 19.
6. Clifford, D. J. 2,3,6-/3,4,5-Trimethyl substituted diaryl carotenoid derivatives (Chlorobiaceae) in petroleum of the Belarussian Pripyat River Basin / D.J. Clifford, J.L. Clayton, J.S. Sinninghe-Damsté // Organic Geochemistry. – 1998. – № 29. – P.1253 – 1268.
7. Fazeelat T. Effects of maturity on the relative abundances of the 8, 14-secohopanes in sediments and oils / T. Fazeelat, R. Alexander, R.I. Kagi // J. Chem. Soc. Pak, 1999. – V 21. – № 2. – P. 154 – 163.
8. Moldowan J.M., Dahl J.E.P., Huizinga B.J., Fago F.J., Hickey L.J., Peakman T.M., Taylor D.W. The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms. Science, 1994. – V. 265. – P. 768 – 771.
9. Peters K.E. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth History / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – Cambridge: University Press. 2007. – V. 1. – 492 p.
10. Requejo A. G. Aryl isoprenoids and diaromatic carotenoids in Paleozoic source rocks and oils from the Western Canada and Williston basins / A.G. Requejo, J. Allan, S. Creany, N.R. Gray, K.S. Cole // Organic Geochemistry, 1992. – № 23. – P. 205 – 222.
11. R. Paul Philp. Lecture notes for a short course on petroleum and reservoir geochemistry for exploration geologists, geochemists and engineers / School of geology and geophysics, university of Oklahoma: Norman, OK, 1989. – № 73019. – 678 p.
12. Summons R.E. Identification of aryl isoprenoids in source rocks and crude oils: Biological markers for the green sulfur bacteria / R.E. Summons, T.G. Powell // Geochim. Cosmochim. Acta, 1987. – № 51. – P. 557 – 566.
13. Yongge Sun. Source fades of the Paleozoic petroleum systems in the Tabei uplift, Tarim Basin, NW China: implications from aryl isoprenoids in crude oils / Yongge

Sun, ShipingXu, Hong Lu, PingxiaCuai // Organic Geochemistry, 2003. – №34. – P. 629.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА БИОМАРКЕРОВ ПАЛЕОЗОЙСКИХ НЕФТЕЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.Ю. Чиркова

Зав. лаб. природных превращений нефти ИХН СО РАН О.В.Серебренникова
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
сибирское отделение российской академии наук, Томск, Россия

Постановка вопроса о перспективах нефтегазоносности палеозойских отложений не нова и имеет длительную историю, при этом вопрос о происхождении нефтей в отложениях палеозоя Западной Сибири до сих пор остается дискуссионным [5]. На уже разведанных площадях разработка более глубоких залежей слабоизученных, но высокоперспективных палеозойских отложений имеет безусловную экономическую выгоду для воспроизводства запасов нефти и газа. В связи с этим интерес к исследованию нефтей, залегающих в отложениях палеозоя и коры выветривания, по-прежнему актуален, как с точки зрения уточнения их генезиса, так и прироста запасов дебитов уже эксплуатируемых площадей.

Проведено детальное изучение молекулярного состава 8 палеозойских нефтей (Рис. 1) Герасимовского (скв. 18), Калинового (скв. 10 и 21), Урманского (скв. 10 и 11), Северо-Останинского (скв. 5), Малоичского (скв. 6), Пальяновского (скв. 53) месторождений. Малоичское месторождение расположено на севере Новосибирской области, Пальяновское – на Краснотенском своде (ХМАО), остальные нефти – в пределах Нюрольской впадины и Пудинского мегавала (Томская область). Интервал отбора нефтей 2818-3130 м.

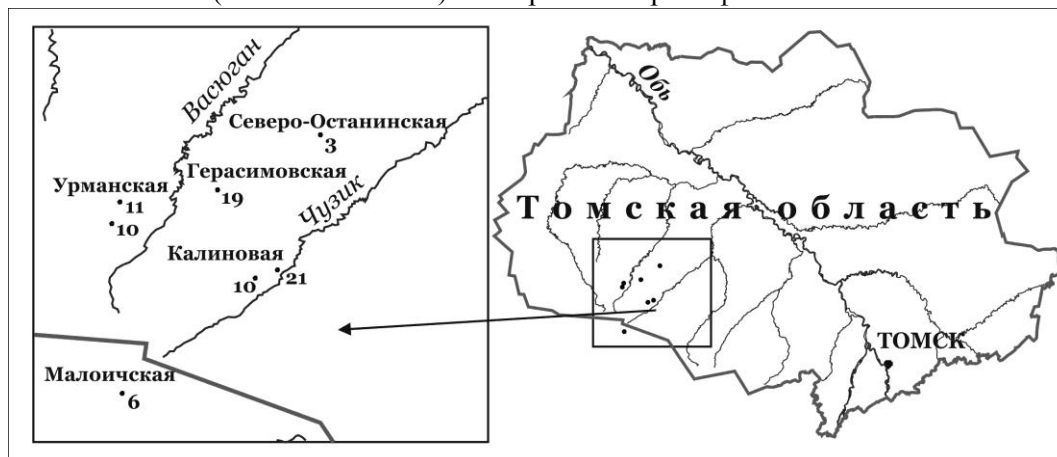


Рис.1 Площади отбора образцов

Выделение концентрата углеводородов (УВ) проводили методом адсорбционной хроматографии на колонке с окисью алюминия IV степени активности. В качестве подвижной фазы использовали гексан. Детальный анализ компонентного состава осуществляли с помощью магнитного хромото-масс-спектрометра DFS фирмы "Thermo Scientific" (Германия). Газовый хроматограф с кварцевой капиллярной колонкой фирмы "Thermo Scientific" внутренним диаметром 0,25 мм, длиной 30 м, толщиной фазы 0,25 мкм, неподвижной фазой – TR-5MS, газом-носителем – гелием. Температура испарителя – 250 °С, температура интерфейса – 250 °С.

Хроматограммы УВ получены по полному ионному току (TIC) и по характеристическим фрагментным ионам (SIM). Идентификацию индивидуальных УВ проводили компьютерным поиском в библиотеке Национального Института Стандартов NIST-05, по литературным данным и реконструкцией структур по характеру ионной фрагментации при электронном ударе [1, 3].

Среди алифатических УВ преобладают нормальные алканы. Данные группового состава углеводородных фракций исследованных нефтей представлены в табл. 1.

Таблица 1

Групповой состав углеводородных фракций исследованных нефтей

Образцы нефтей	Массовое содержание,% отн.				
	Алканов	Циклогексанов	Стеранов	Терпанов	Ароматических УВ
Северо-Останинская	86.02	6.54	0.14	0.94	6,36
Малоичская	85.41	3.85	0.18	0.92	9,65
Герасимовская	73.35	5.31	1.53	5.6	14,21
Калиновая 21	77.56	4.88	0.24	1.94	15,38
Калиновая 10	70.9	9.49	0.12	3.37	16,13
Урманская 11	73.52	12.02	0.04	1.08	13,33
Урманская 10	78.37	8.87	0.09	2.03	10,64
Пальяновская	69.14	11.5	0.04	1.11	18,21

В составе *n*-алканов всех исследованных нефтей преобладают низкомолекулярные гомологи с максимальным содержанием C₁₂ для нефтей Малоичской и Калиновой (скв.10) площадей, C₁₃ – для Пальяновской, C₁₄ – для Калиновой (скв.21) и C₁₅ – для Герасимовской, Северо-Останинской и Урманской площадей. Для северо-останинской нефти характерен широкий максимум в области *n*-C₁₂-*n*-C₁₉ алканов. Только для урманской (скв. 11) нефти отмечено бимодальное распределение с дополнительным максимумом на C₂₂. Данные о распределении *n*-алканов в исследованных нефтях свидетельствуют о широком развитии фитопланктона в бассейне седиментации.

Отношение пристана (П) к фитану (Ф) для большинства нефтей меняется в интервале от 1,01 до 1,37, что указывает на восстановительные условия седиментации. Лишь для урманской нефти (скв. 11) отмечены субокислительные, а для северо-останинской – окислительные условия осадконакопления (П/Ф 1,8 и 3,8 соответственно). По величине коэффициента «нечетности», варьирующего от 0,96 до 1,07, можно считать все исследованные нефти зрелыми. Соотношение *n*-C₁₇/*n*-C₂₇ изменяется в интервале от 2,2 (Герасимовская) до 6,8 (Калиновая, скв. 10) и свидетельствует о морских водорослях, как основных биопродуктах.

Содержание ароматических УВ в гексановой фракции исследованных нефтей колеблется от 6,4 % для северо-останинской до 18,2 % в пальяновской.

В составе биаренов урманской (скв.10) нефти отмечено повышенное содержание метилнафталина, а также метил- и диметилбензофенила. Высоким содержанием триароматических УВ характеризуются пальяновская и урманская (скв.11) нефти. В составе нефти калиновая 10 отмечено отсутствие тетра- и пентациклических ароматических УВ.

Относительное содержание алкилбензолов (АБ) в гексановой фракции исследованных нефтей изменяется от 1,58 % в северо-останинской до 6,42 % в калиновой (скв.10). В том числе были идентифицированы (*n*-АБ), моно- (МАБ), ди- (ДМАБ), и триметилалкилбензолы (ТМАБ), среди которых преобладают диметилзамещенные структуры (рис. 2). В составе мета-, орта- и пара-изомеров МАБ отмечено преобладание орта-форм. Для всех нефтей характерно преобладание C₁₂-C₁₄ гомологов алкилбензолов.



Рис.5 Содержание n-АБ, МАБ, ДМАБ и ТМАБ в АБ исследованных нефтей

Триметилалкилбензолы – арил-изопреноиды, у которых алкильная цепь длиной от C_6 до C_{11} имеет изопреноидное строение, зафиксированы в той или иной концентрации в большинстве нефтей (рис. 2). Среди них в максимальном количестве присутствуют арил-изопреноиды C_{12} - C_{14} , содержащие в алкильной цепи 6-8 атомов углерода. ТМАБ присутствуют во всех нефтях, а в пальяновской они представлены гомологами с алкильной цепью нормального строения.

Для молекулярно-массового распределения ТМАБ отмечено монотонное убывание содержания гомологов с возрастанием атомного номера. Отношение четных гомологов ТМАБ к нечетным изменяется в пределах от 1,36 для Калиновой (скв.10 и 21) до 1,92 для малоичской и пальяновской нефтей. Малоичская и герасимовская нефти характеризуются низким содержанием C_{13} ТМАБ. В пальяновской, урманской (скв.10) и калиновой (скв.10) нефтях отмечены низкие концентрации C_{14} при повышенных концентрациях C_{18} гомолога. Все исследуемые образцы палеозойских нефтей характеризуются пониженным содержанием C_{17} гомолога в распределении ТМАБ. Низкое содержание гомолога C_{17} вытекает из строения изопреноидной боковой цепи биологических предшественников арил-изопреноидов – ароматических каротиноидов изорениератена и β -изорениератена (Рис. 3). Эти изопреноиды присутствуют в фотосинтетических зеленых серных бактериях (*Chlorobiaceae*), которые существуют в строго анаэробной среде и для их метаболизма требуется свет и H_2S [2,4,6,10,12,13]. Следовательно, наличие арил-изопреноидов в нефтях обеспечивает свидетельство того, что накопление органического вещества, в последствие генерировавшего все нефти, кроме Северо-Останинской, протекало в фотической зоне эвксинного бассейна.

Максимальное содержание стеранов в углеводородной фракции установлено для герасимовской нефти (1,53 % от суммы идентифицированных насыщенных УВ), а минимальное – для урманской (скв.11) и пальяновской нефтей (0,04 %) (табл.). По распределению C_{27} , C_{28} и C_{29} стеранов принято диагностировать состав исходного органического вещества. Преобладание C_{29} стерана может быть индикатором вклада в исходное ОВ наземной растительности. Хотя имеются сведения, что в морских осадках, накапливавшихся в пелагической зоне, далекой от влияния наземной растительности, также наблюдается преобладание C_{29} -стерана [8]. Большинство нефтей характеризуется явным преобладанием C_{29} гомолога, а в урманской (скв.11) и пальяновской нефтях доминирует C_{28} гомолог. Согласно соотношению содержания C_{27} , C_{28} и C_{29} изостеранов исходное ОВ малоичской и урманской (скв 11) нефтей отлагалось в условиях открытого моря, остальных нефтей – в области мелководного.

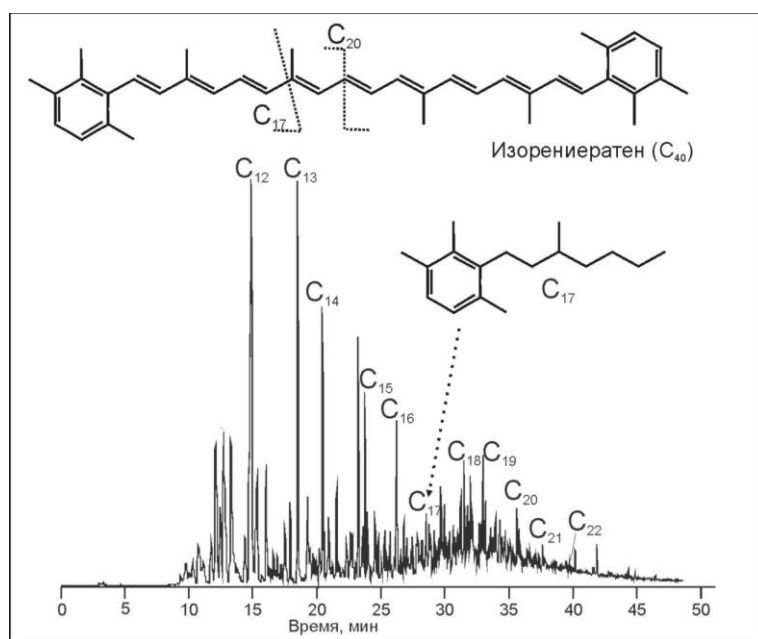


Рис.6 Структура одного из биологических предшественников арил-изопреноидов и фрагмент масс-хроматограммы (m/z 133+134) нефти Северо-Останинского месторождения

Суммарное содержание терпанов, представленных би- (сесквитерпаны), три-, тетра- и пентациклическими структурами, во всех нефтях существенно выше чем стеранов. Сесквитерпаны включают изомеры нордримана (C₁₄), дримана (C₁₅) и гомодримана (C₁₆). Их вклад в содержание терпанов достигает максимальной концентрации 97,14 % для пальяновской нефти и уменьшается до минимума 39,17 % в малоичской нефти. Все исследованные нефти характеризуются преобладанием дриманов, только в северо-останинской нефти преобладают гомодриманы. По показателю 27Ts/27Tm только пальяновская нефть достигает поздней стадии катагенеза (4,96), остальные нефти – менее зрелые (0,65-2,2).

Отмечена достаточно высокая концентрация C₂₃ трициклического терпана, что может указывать на известковую среду седиментации [11]. Его преобладание установлено в большинстве нефтей, а нефти урманская (скв.10, 11) и пальяновская характеризуются максимумом в области C₂₁-C₂₃ трициклических терпанов.

Наличие гаммацераана во всех нефтях указывает на солоноватоводный бассейн седиментации исходного нефтематеринского вещества [9]. Его содержание изменяется от 0,02 % в пальяновской нефти до 1,13 % в герасимовской. Отсутствие олеанана в нефтях может быть обусловлено древним возрастом нефтематеринских отложений старше мелового, когда появились покрытосеменные растения, содержащие олеановые структуры [8].

Моретаны присутствуют в нефтях, генерированных глинистыми отложениями со сверхсолёным режимом осадконакопления [2]. Содержание моретанов в составе терпанов изменяется от 0,11 % в Пальяновской до 3,3 % в Малоичской нефти. Все исследованные нефти характеризуются преобладанием среди моретанов гомолога C₃₀-17β(H), 21α(H).

Таким образом, на основе проведенных исследований состава биомаркеров палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири можно заключить, что накопление органического вещества, проходило в прибрежно-морских закисных солоноватоводных условиях. Основные биопродуценты – морские водоросли. По данным о составе стеранов, гопанов, секогопанов, n-алканов исследованные нефти термически зрелые.

Литература

1. Вульфсон Н.С. Масс-спектрометрия органических соединений / Н.С. Вульфсон, В.Г. Заикин, А.И. Микая // М., Химия, 1986, 312 с.
2. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео». 2005. – 183 с.
3. Петров Ал.А. Масс-спектры нефтяных углеводородов. Справочник (атлас) / Ал.А. Петров, Л.С. Головкина, Г.В. Русинова // М., Недра, 1986, 312 с.
4. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. М.: Наука. 1984. – 264 с.
5. Ростовцев В.Н. От дискуссии к поиску палеозойских нефтей / В.Н. Ростовцев, В.В. Ростовцев // Вестник науки Сибири. 2012. - № 5(6). – с. 12 – 19.
6. Clifford, D. J. 2,3,6-/3,4,5-Trimethyl substituted diaryl carotenoid derivatives (Chlorobiaceae) in petroleum of the Belarussian Pripyat River Basin / D. J. Clifford, J. L. Clayton, J. S. Sinningh-Damsté // Organic Geochemistry. – 1998. – No 29. – P.1253-1268.
7. Fazeelat T. Effects of maturity on the relative abundances of the 8,14-secohopanes in sediments and oils / T. Fazeelat, R. Alexander, R.I Kagi // J. Chem. Soc. Pak. 1999. – V 21. – No 2. – P. 154 – 163.
8. Moldowan J.M., Dahl J.E.P., Huizinga B.J., Fago F.J., Hickey L.J., Peakman T.M., Taylor D.W. The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms. Science. 1994. V. 265. P. 768 – 771
9. Peters K.E. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth History / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – Cambridge.: University Press. 2007. – V. 1. – 492 p.
10. Requejo A. G. Aryl isoprenoids and diaromatic carotenoids in Paleozoic source rocks and oils from the Western Canada and Williston basins / A. G. Requejo, J. Allan, S. Creany, N. R. Gray, K.S Cole // Organic Geochemistry. 1992. – No 23. – P.205 – 222.
11. R. Paul Philp Lecture notes for a short course on petroleum and reservoir geochemistry for exploration geologists, geochemists and engineers / School of geology and geophysics, university of Oklahoma: Norman, OK. 73019. 1989 – 678 p.
12. Summons R. E. Identification of aryl isoprenoids in source rocks and crude oils: Biological markers for the green sulfur bacteria / R. E. Summons, T. G. Powell // Geochim. Cosmochim. Acta. 1987. – No 51. – P.557 – 566.
13. Yongge Sun. Source fades of the Paleozoic petroleum systems in the Tabei uplift, Tarim Basin, NW China: implications from aryl isoprenoids in crude oils / Yongge Sun, Shiping Xu, Hong Lu, Pingxia Cuai // Organic Geochemistry. 2003. – No 34. – P. 629

ФОРМИРОВАНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Ю₁ НА ЗАПАДНО-ЛУГИНЕЦКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

К.И. Шарун

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе изучалось строение, состав и условия формирования отложений основного продуктивного горизонта – Ю₁ юрского возраста Западно-Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. Месторождение открыто в 1986 г., находится в юго-западной части Томской области на территории Парабельского района.

Актуальность исследований связана с нефтегазонасностью горизонта, его сложным строением и полифаціальностью отложений, что затрудняет прогноз ловушек неантиклинального типа.

Цель работы – выявление особенностей строения горизонта и условий осадконакопления, благоприятных для формирования песчаных коллекторов.

В литофаціальном отношении горизонт рассматривается в качестве регионального циклита Ю₁. В составе его выделяются [1] снизу вверх по разрезу три зональных циклита. Нижний зональный циклит – Ю₁Р – регрессивный, сформирован в эпоху раннеоксфордской регрессии моря, выделен в составе подугольной толщи: от подошвы верхневасюганской подсветы до угля с индексом У_{1в} и состоит из локальных циклитов Ю₁⁴ и Ю₁³. Средний зональный циклит – Ю₁К – континентальный, сформирован в эпоху континентального осадконакопления, выделен в составе межугольной толщи и состоит из локального циклита Ю₁^м, перекрытого угольным пластом У₁; и верхний зональный циклит – Ю₁Т₂ – трансгрессивный, сформирован в эпоху позднеоксфордской трансгрессии моря, выделен в составе надугольной толщи, от кровли угольного пласта У₁ до подошвы георгиевской свиты с локальными циклитами Ю₁¹, Ю₁². В вертикальном и латеральном направлениях отмечается постоянное переслаивание отложений разного литологического состава и сложные переходы между ними. Это обусловлено тем, что отложения горизонта сформированы в разных фаціальных обстановках континентального, морского и переходного режимов седиментации и представлены терригенными породами изменчивого состава (песчаники, алевролиты, глинистые породы) с разными емкостно-фильтрационными свойствами. Промышленная нефтегазонасность связана с песчаными пластами 4 локальных циклитов: Ю₁³, Ю₁^м, Ю₁², Ю₁¹. Залежи пластовые, сводовые, иногда тектонически (Ю₁² – в скв. 187) или литологически (скв. 188, 184) экранированные. Извлекаемые запасы нефти составляют 0,5 млн. тонн по категории С₁ и 1,8 млн. тонн по категории С₂.

Для выявления условий образования применялся следующий алгоритм исследований: построение схемы корреляции; вспомогательных карт; литолого-фаціальная характеристика отложений с применением керновых и каротажных данных [1, 3, 4], электрометрическое и седиментологическое моделирование по методике В.С. Муромцева [2]; построение литолого-фаціальных карт; выделение коллекторов по классификации А.А. Ханина [5].

Для диагностики типов коллекторов применялась методика, разработанная Муромцевым, по которой значениям αПС соответствуют определенные типы коллекторов (А, Б, В и непроницаемым породам): от хорошо проницаемых коллекторов 1-3 класса со значениями αПС 1-0,8 до пород-покрышек (значение αПС менее 0,2) [2].

В результате проведенных исследований было установлено, что средне-мелкозернистые песчаники и алевроглинистые отложения *циклита* Ю₁⁴ накапливались в прибрежно-морской обстановке в центральных, склоновых и подошвенных участках вдольбереговых баров и сформировали 4 группы коллекторов: типы А и Б развиты в центральных и склоновых частях баров, тип В и участок непроницаемых пород – в подошвенных.

Низкие коллекторские свойства пород позволяют отнести эти отложения к V классу, по А.А. Ханину. Отличительными признаками по керну для отложений пласта являются преобладание волнистой и волнисто-линзовидной слоистости, постоянное присутствие следов размыва в виде неровных волнистых контактов со срезанием нижележащих слоев и присутствием внутрiformационных сидерит-глинистых и глинистых включений, интенсивная сидеритизация, присутствие ихнофоссилий типа *Skolithos*, в глинистых прослоях – *Chondrites*, в верхней части – биотурбация типа мелких *Teichichnus* и *Palaeophycus*, остатки фауны в виде округлых трубчатых образований диаметром до 1–2 см.

Отложения *циклита* Ю₁³, представленные средне-мелкозернистыми песчаниками с алевроглинистыми и глинистыми прослоями, в кровле – глинисто-углистыми породами, формировались в менее глубоководных прибрежно-морских условиях, по сравнению с циклитом Ю₁⁴: в нижней и верхней предфронтальных зонах пляжа, в маршевых болотах и в

каналах приливных промоин. Породы интенсивно биотурбированы, содержат в алевролитах ихнофоссилии типа *Chondrites*, *Palaeophycus* и *Terebellina*, в песчаниках – *mina Chondrites* (приурочены к глинистым прослойкам среди песчаного материала), *Skolithos*, *Terebellina*. Коллекторы типа А сформированы в нижней предфронтальной зоне пляжа и в каналах приливных промоин, тип Б – в нижней и верхней предфронтальных зонах пляжа, тип В – в верхней предфронтальной зоне пляжа. По сравнению с циклитом Ю₁⁴ мощность песчаника снижается, коллекторские свойства пород так же соответствуют V классу.

Средне-мелкозернистые песчаники и алевритоглинистые отложения *циклита* Ю₁^м накапливались в континентальной обстановке в руслах отмелей интенсивно меандрирующих рек, старицах, во внутренней части поймы. Отложения представлены четырьмя типами коллекторов: тип А сформирован в русловых отмелях интенсивно меандрирующих рек, тип Б – так же в русловых отмелях интенсивно меандрирующих рек и во внутренней части поймы, тип В – русловых отмелях интенсивно меандрирующих рек, в старицах и внутренней части поймы, непроницаемые породы – во внутренней части поймы. Коллекторы соответствуют IV-V классам [1]. Генетическими признаками отложений являются преобладание косої однонаправленной слоистости в песчаных породах и присутствие градиционной слоистости с уменьшением размеров зерен вверх по разрезу, обломки древесины, прослой угля, наличие корневых остатков.

Песчаники средне-мелкозернистые и алевритоглинистые отложения *циклита* Ю₁² накапливались в переходной от морской к континентальной обстановке в каналах рукавов, протоков и в межканальных участках надводной дельтовой равнины. Генетическими признаками пород являются различные типы волнистой слоистости, в песчаниках – преобладание хорошей отсортированности обломков, в глинистых и алевритовых породах – следы нарушения слоистости мелкими донными животными, повышенная пиритизация (сыпь и конкреции пирита).

Породы представлены коллекторами типов Б и В. Коллекторские свойства пород низкие, что позволяет отнести их к V классу коллекторов.

Песчаники мелкозернистые и алевритоглинистые отложения *циклита* Ю₁¹ формировались в прибрежной полосе мелководного морского бассейна. В керне отмечается преобладание волнистой и субгоризонтальной слоистости, размыв слойков, взмучивание, оползание осадка, следы жизнедеятельности мелких донных животных типа *Chondrites* и *Skolithos*, в кровле – единичные створки и послонные скопления раковинного детрита. Породы содержат тонкую сыпь, точечные включения и конкреционные стяжения пирита.

Отложения *циклита* представлены коллекторами: типа Б, сформированными в устьевых барах; типа В, развитыми в бороздинах, желобах, участках между бороздинами подводной дельтовой равнины; и непроницаемыми породами, сформировавшимися в зоне волнений. Коллекторские свойства пород пониженные и низкие, коллекторы относятся к IV-V классу.

Сделанные выводы сводятся к следующему:

циклит Ю₁⁴ сформирован в прибрежно-морских условиях, наиболее перспективным является северный участок площади;

циклит Ю₁³ сформирован так же в прибрежно-морских условиях, наиболее перспективными являются юго-западный и восточный участки;

циклит Ю₁^м сформирован в континентальных условиях, наиболее перспективными являются северный и юго-восточный участки;

циклит Ю₁² сформирован в условиях переходного режима осадконакопления, наиболее перспективными являются северный, юго-западный и юго-восточный участки;

циклит Ю₁¹ сформирован в прибрежной полосе мелководного морского бассейна, наиболее перспективным является юго-восточный участок.

Литература

1. Ежова А.В. Применение системного анализа для расчленения и корреляции юрских терригенных разрезов на месторождениях углеводородов Томской области // Геология нефти и газа, 2008. – № 2. – С. 19 – 21.
 2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 260 с.
 3. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин. Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 158 с.
 4. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 170 с.
 5. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368с.
-
-

Секция 3

**ГЛОБАЛЬНЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗЕМЛИ В
УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ И ОСВОЕНИЯ
ШЕЛЬФА ОКЕАНОВ**

**МАЙЯ – ОДНА ИЗ ДРЕВНИХ ЦИВИЛИЗАЦИЙ АМЕРИКИ, ЕЕ РАЗВИТИЕ И
ПРИЧИНЫ ИСЧЕЗНОВЕНИЯ**

Буй Кхак Хунг

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Воды Мирового океана с каждым годом, постепенно и неуклонно наступают на сушу. Поглощают её – и в результате под водой оказываются поселения и города, исчезают цивилизации. Ученые отыскивают затонувшие города, раскапывают и изучают. Этим занимается – подводная археология. Археолог - подводник без технических приспособлений работу вести не может. Ему нужен акваланг и водолазный костюм, компрессор для подачи воздуха, эхолот, геолокатор, землесос, подводный детектор, подводная телекамера и много других приспособлений.

В музеях мира хранится много вещей, изготовленных из золота ювелирами из древней Мексики. В 20 веке, благодаря раскопкам под водой оно резко возросло. В священном водоёме индейцев майя обнаружили множество художественных изделий из золота и другие произведения искусства.

На полуострове Юкатан и в Центральной Америке архитекторы майя построили десятки городов, возвели сотни храмов и тысячи монументальных стен. Жрецы майя пользовались иероглифической письменностью. Много рукописей, написанных на бумаге из луба фикуса, было сожжено. Но сохранился интересный документ – «Сообщение о делах в Юкатане», в котором приводились сведения об обрядах майя. Одна необычная церемония проводилась возле священного водоёма – сенота, находившегося в столице юкатанских майя, в городе Чичен-Ица. У индейцев майя был обычай во время засухи приносить в жертву богам живых людей в этот водоём – колодец. Вслед за жертвами они бросали в водоём изделия из дорогих камней и предметы, которые считали ценными. Велико было благоговение индейцев перед священным водоёмом – сенотом, который имел овальную форму и диаметр около 60 метров. Значит, большая часть золота индейцев майя лежит на дне этого колодца [3].

Эти сведения привлекли внимание американского ученого Эдварда Г. Томпсона. Он вёл работы в 1904 году, на заре подводной археологии. Томпсон облачился в водолазный костюм, вооружился подводным прожектором и отправился в глубины сенота, туда, куда не мог проникнуть ковш землечерпалки. Смелость археолога – подводника щедро вознаграждена. Он находит массу золотых украшений. На золотых дисках, поднятых из воды, искусно выгравированы различные сцены из жизни майя [3].

В 1961 году в Чичен-Ицу отправляется новая большая экспедиция, чтобы продолжить исследование священного водоёма – сенота. Экспедиция состояла из археологов, аквалангистов, и специалистов по технике подводных работ. В водоём опускали землесос с трубой диаметром 25 см, куда нагнетался сжатый воздух. Вода засасывалась и выбрасывалась на поверхность через трубу. Землесос доставал со дна бусы, колокольчики, золотые подвески и другие мелкие предметы. Всего за четыре месяца напряжённой работы обнаружено несколько тысяч предметов. Ценность этих богатств может сравниться только с гробницей Тутанхамона. Это было окно в неведомый мир исчезнувшей цивилизации.

Майя - индейский народ, известный благодаря своей письменности, искусству, архитектуре, математической и астрономической системам. Начала формироваться в предклассическую эру (2000 г. до н. э. — 250 г. н. э.), большинство её городов достигло

пики своего развития в классический период (250—900 гг. н. э.). У майя два главных социальных слоя: основную массу производителей ("свободные" и рабы) и знать (аристократы и жрецы). Правящий класс жил в дворце, посторонный в церемониальном центре. Дома простых людей деревянные, крытые травой. Дом состоял из одной или нескольких (две, три и четыре) комнат в один ряд, а на Юкатане был обычным открытым портик впереди. Люди майя занимались хозяйственным занятием (земледелие, охота, рыбная ловля, приручение животных). Животными, которых действительно систематически разводили, можно считать лишь собак, гуахолоте и пчел. Шкуры оленя, ягуара и пумы служили одеждой; из клыков некоторых животных делали ожерелья, а из костей - музыкальные инструменты (желобчатая кость - флейта) и различные орудия труда - шила, ложила, резцы, иглы и булавки [1].

Письменность майя представляет собой хорошо разработанную систему символов, которые кропотливо вырисовывались на керамике и стенах, записывались в бумажных кодексах, вырезались в дереве или камне или выполнялись в технике штучного рельефа. Иероглифы майя чаще всего записывались в колонках по два. В каждой они читались слева направо, сверху вниз. Иероглифы-эмблемы были расшифрованы в 1958 году Генрихом Берлином (рис. 1а,б).

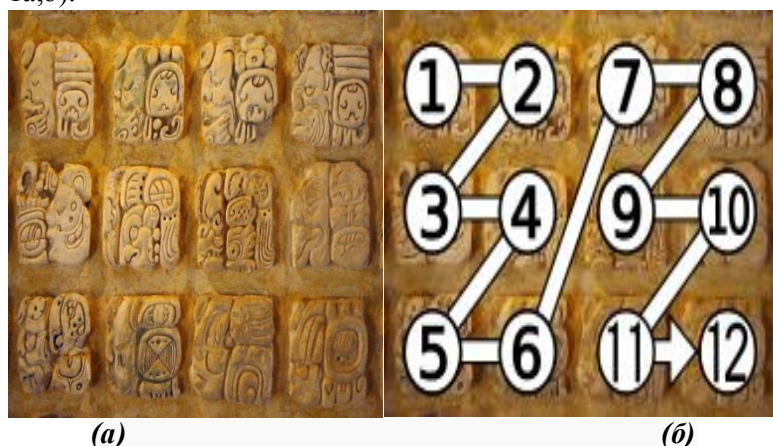


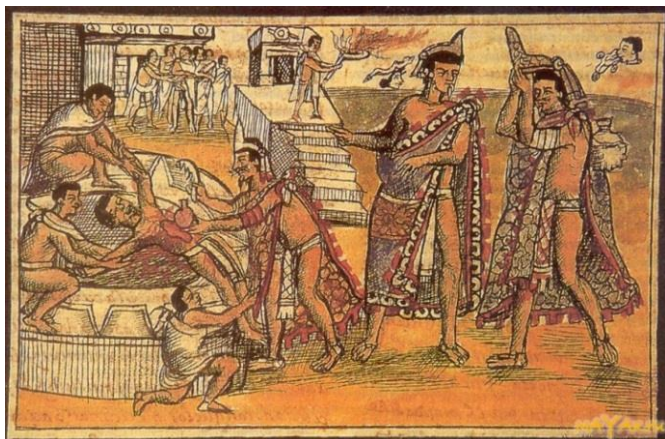
Рис.1 Иероглифы майя в музее Паленке, Мексика (а) и как они читаются (б)

Основным видом монументальной архитектуры был пирамидальный храм, устанавливаемый на высокой пирамиде — до 70 м. Вообще, храмы майя кардинально отличаются от всех прочих храмов в мире. Каждый из них выполнен в форме пирамиды со сплошной кладкой внутри, а на вершине ее, как правило, находится алтарь для жертвоприношений, ну и само помещение храма, достаточно небольшое в общих масштабах постройки. Одним из замечательных архитектурных памятников постклассического периода является пирамида Кукулькана — «Пернатого змея» в Чичен-Ице. На вершину девятиступенчатой пирамиды, где расположен храм, ведут четыре лестницы, окаймленные балюстрадой, которая внизу начинается прекрасно выполненной змеиной головой и в виде змеиного тела продолжается до верхнего этажа. Пирамида символизирует календарь, ибо 365 ступеней ее лестниц соответствуют числу дней в году. Она примечательна, кроме того, и тем, что внутри нее находится еще одна девятиступенчатая пирамида, в которой имеется святилище, а в нем — изумительный каменный трон, изображающий ягуара.

В VI-IX вв. наивысших успехов достигают монументальная скульптура и живопись майя. Майя знали и применяли в большей или меньшей степени все скульптурные приемы: резьбу, барельеф и горельеф, круглый и моделированный объем. Для изготовления мелких предметов применяли обсидиан, кремь, нефрит и другие твердые или мелкозернистые камни, а также раковину и кость. В крупных скульптурах использовали главным образом известняк и иногда дерево. Живопись с ее богатством цветовой гаммы и возможностью изображать сцены с многочисленными участниками еще более, чем скульптура, позволяет нам увидеть жизнь народа майя и глубже проникнуть в нее. До сих пор не удалось точно

определить, какую технику применяли майя для настенной живописи: фреска ли по слою еще влажной штукатурки или темпера по уже сухой поверхности. Возможно, что использовались оба этих метода.

Больше всего жителей майя заботили такие проблемы, как добыча пищи и продление сроков жизни. Религия цивилизации майя диктовала индейцам, что добиться этого можно при помощи различных обрядов, коллективных или индивидуальных. Майя считала что в крови находилась жизненная энергия, душа. И боги зависят от человеческой крови, они питаются ею. Поэтому все кровь, вытекающую из жертвы, собирали в особые сосуды. После вскрытия грудной клетки жрец вырывал у жертвы еще бьющееся сердце, которое передавалось чилану, старейшине. Завершающим этапом, как диктовали древняя религия,



племена майя, становилось действие, когда брызжущей из сердца кровью окроплялась статуя бога, в честь которого было проведено жертвоприношение (рис. 2) [3].

Рис.2 Ритуал человеческого жертвоприношения

Уже в IX веке н. э. в южных районах проживания майя происходит быстрое сокращение населения, которое распространяется впоследствии на весь

центральный Юкатан. До сих пор исчезновение цивилизации майя является предметом спора исследователей. При этом имеются две главные точки зрения насчёт исчезновения цивилизации майя — экологическая и неэкологическая гипотезы. Экологическая гипотеза основана на балансе взаимоотношений человека и природы. Со временем баланс был нарушен: постоянно растущее население сталкивается с проблемой нехватки качественных почв, пригодных для земледелия, а также с нехваткой питьевой воды. Гипотеза экологического исчезновения майя была сформулирована в 1921 году О. Ф. Куком. Неэкологическая гипотеза охватывает теории различного вида, начиная завоеванием и эпидемией и заканчивая изменением климата и прочими катастрофами [2].

На сегодняшний день на полуострове Юкатан, в том числе в Белизе, Гватемале и Гондурасе живут около 6,1 млн майя. В Гватемале до 40 % населения относятся к майя, в Белизе — порядка 10 %. Сегодняшняя религия майя представляет собой смесь из христианства и традиционных верований майя. Каждая община майя имеет сегодня своего религиозного покровителя. Таким образом, великая цивилизация Майя хранит в себе множество загадок. Причины гибели классической культуры майя до сих пор не понятны. Цивилизация Майя играл важную роль в развитии человеческого общества. Поэтому её исследование даёт нам возможность открыть тайну наших древних предков.

Литература

1. Рус А. Народ майя. – Москва: Мысль, 1986. – 256 с.
2. Википедия/ URL: <http://ru.wikipedia.org/wiki/Майя> (цивилизация) (дата обращения: 30.10.2014)
3. Кондратов А.М. Века и воды. – Москва: Мир, 1976. – 208 с.

**К ВОПРОСУ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ ОЗЕРА КЕНОН
(ЗАБАЙКАЛЬСКИЙ КРАЙ)****Н.Н. Веневская**Научный руководитель доцент Е.Е. Барабашева
Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

Одним из первых описание озера Кенон было произведено И.Г. Гmeliным в 1724 г. С тех пор во многих писаниях, в том числе и у декабристов, оно обязательно упоминается как «озеро изобильное карасями». Первоначальное название «Кенор», что значит, красивое озеро впоследствии преобразовалось в «Кенон». На берегах водоема археологами собран огромный материал эпохи неолита.

Озеро Кенон входит в состав Ингодинской системы Центральной группы озер Восточного Забайкалья и расположено в пределах Читино-Ингодинской впадины на месте локального антиклинального перегиба, отделяющего Читинскую синклиналь от Ингодинской, на второй эрозионно-аккумулятивной надпойменной террасе с высотой порядка 650 м над уровнем моря. Озеро образовалось в результате вытаивания гигантского гидроакколита. По гидрографическому положению оз. Кенон относится к бассейну р.Амур, связь с которым осуществляет эпизодически, в особо многоводные годы путем стока в р. Ингоду по сухому руслу протоки. Озеро расположено в черте г.Чита, на его западной окраине. Площадь поверхности 16,2 км², длина 5,7 км, средняя ширина 2,8 км. Максимальная глубина около 6,8 м. Площадь водосбора 227 км². Основной сток вод озера подземный. В Кенон впадают на западе р. Кадала, на севере ручей Ивановский, берущие начало с Яблонового хребта. В целях обеспечения нормального водоснабжения ТЭЦ-1 производится периодическая перекачка воды из р. Ингода, тем самым сохраняется абсолютная отметка уровня 653 м. В донной части озера имеются выходы пресных подземных вод.

В связи с работой ТЭЦ-1 среднегодовая минерализация воды, соответствующая в 1950-х гг. 420 мг/л, к настоящему времени увеличилась до 588 мг/л [4]. Состав вод озера из гидрокарбонатно-натриевого трансформировался в трехкомпонентный сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридный натриево-кальциево-магниевый. Произошло почти трехкратное увеличение сульфат-иона в воде - со 120 до 350 мг/л. Бессточность озера способствует накоплению в грунтах озера поллютантов и токсикантов, в результате чего ПДК к настоящему времени превышены: по цинку - в 2 раза, по меди - в 20-25 раз, по фенолам - в 4-10 раз [5]. В настоящее время отмечается также значительное повышение концентрации фосфора и азота [4].

Грунты озера в прибрежной части песчаные, песчано-галечниковые, с различной степенью заиленности. Донные отложения представлены темно-серыми, местами черными илами с растительными остатками. Толщина ила в восточном секторе составляет 40-45 см, в западном 5-10 см [5]. В илах озера отмечается большое количество сероводорода и сульфидов, особенно в грунтах термальной зоны.

Изменение температуры, гидрохимического режима воды, загрязнение грунтов влияет на автотрофный блок экосистемы, озеро начинает интенсивно зарастать. Общая площадь зарастания в период с 1964 по 1994 гг. составила примерно 44% от всей площади озера, при этом наблюдается интенсивная смена ассоциаций макрофитов, особенно в термальной зоне озера [1]. На поверхности озера обнаружена Элодея канадская, которая является одним из самых известных видов-паразитов, называемой «водяной чумой». Все отмеченные изменения во флоре обусловлены только нарушением режима функционирования экосистемы.

В озере обитает несколько видов рыб - окунь, амурский чебак, амурская щука, серебряный карась, амурский сазан, амурский сом. Превышение верхней границы оптимальных (26-28°C) температур приводит к резкому угнетению процессов жизнедеятельности рыб, снижению интенсивности питания и темпа роста, что, в конечном счете, уменьшает рыбопродуктивность водоема (за последние годы произошло снижение

рыбопродуктивности почти в 3 раза). Рыбы становятся половозрелыми на 1-2 года раньше, при меньших размерах тела, нерест рыб в обогреваемой зоне начинается на 2-3 недели раньше, массовая гибель рыб, снижение устойчивости к возбудителям болезней – все это показатели серьезного загрязнения водоема. Техногенное использование водоема ведет к аккумуляции тяжелых металлов в организме рыб, что в свою очередь, неизбежно приводит к нарушению обмена веществ и мутированию.

Среди окружающих водоем прибрежных ландшафтов преобладают антропогенные. К их числу, в первую очередь, относятся непосредственные водопользователи - Читинская ТЭЦ-1, использующая озеро для технического водоснабжения и как водоем – охладитель, автомеханический завод, станкозавод, тепличное хозяйство, газораздаточная станция, ремонтно-производственное предприятие Читаэнергострой, население, использующее озеро для отдыха и рыбной ловли.

При этом наблюдаются следующие виды загрязнений окружающей среды: выбросы в атмосферу пыли, окислов серы, азота и углерода; твердые отходы (зола, шлак); сброс отработанной воды, содержащей нефтепродукты, взвеси, растворимые соединения тяжелых металлов (сточные воды); тепловые низкопотенциальные выбросы; электромагнитные поля линии электропередач; шумовое загрязнение.

Очистных сооружений ТЭЦ-1 не имеет. Загрязненные стоки направляются непосредственно в городские очистные сооружения и в систему гидрозолоудаления. Золошлаковые отходы складываются в золоотвале, расположенном в 3-х км север-западнее ТЭЦ-1.

Годовое количество вредных веществ от ТЭЦ-1 составляет (т/год): пыли (золы) – 15934, сернистого ангидрида (SO_2) – 18868, окиси углерода (СО) – 109, двуокиси азота (NO_2) – 4225, окиси азота (NO) – 679, углеводородов (СН) – 33, фтористых соединений – 0,005, загрязняющих веществ, содержание которых превышает ПДК – 31220, количество золошлаковых твердых отходов порядка 393 тыс, количество химических веществ, оседаемых на экватории озера – 870,7. Инфильтрация воды из гидрозолоотвала в оз. Кенон и подземные горизонты оценивается в $550 \text{ м}^3/\text{ч}$. С этими водами в подземные горизонты попадают F, As, V, Zn. Ежегодно в среднем выбрасывает в атмосферу около 18,5т Mn, 3,8т Cr, 1,1т Zn, 0,4т Pb [2].

Не отстает и городское население. Количество бытового мусора по берегам озера, предельное содержание мочевины в составе вод пляжных городских зон с каждым годом интенсивно прогрессирует.

Экологическая ситуация для озера Кенон и его водосбора может характеризоваться, как кризисная, негативные изменения угрожают принять необратимый характер. Восстановление компонентов геотехнической системы может наступить только в результате целенаправленных действий человека по прекращению антропогенной нагрузки на природный компонент, а именно: перевести систему охлаждения на замкнутый цикл, прекратить всяческий сброс в озеро, по предложению «Росгипроводхоз» (1988) проводить один раз в 5-6 лет «эпизодическую промывку озера» через сбросовый канал, перейти на сухое золоудаление [3], повысить самоочищающиеся способности водоема путем регулирования проточности, зарастаемости и изъятия донных отложений. Необходимо вести постоянное воспитание экологической культуры населения. Городская Дума, общественные организации должны принять свод законов, которые будут жестко действовать относительно тех людей и промышленных предприятий, которые усугубляют и без того критическое состояние озера.

Литература

1. Базарова Б.Б. Многолетние изменения растительности озера Кенон // Известия Иркутского государственного университета. – 2012. – Т. 5, № 4. – С. 18 – 23.

2. Государственный доклад о состоянии окружающей среды в Читинской области за 1998 год. – Чита: Госкомэкология, 1999. – 171 с.
3. Чечель А.П. Водохозяйственные и технологические проблемы эксплуатации озера Кенон как водоема-охладителя Читинской ТЭЦ-1 // Зап. ЗО РГО, вып. 131. – Чита, 2012. – С. 142 – 147.
4. Цыбекмитова Г.Ц. Содержание биогенных элементов (азот и фосфор) в воде озера Кенон – водоема-охладителя ТЭЦ-1 // Проект РФФИ № 14-05-98013. – Чита, ИПРЭК, 2013. – С. 39 – 43.
5. Шишкин Б.А. Физико-географическая характеристика озера Кенон // Термический режим и биология озера Кенон/ Зап. Забайкал. фил. Геогр. общ-ва СССР, вып. 62. – Чита, 1972. – С. 3 – 15.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ВОДОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ГОРОДА ТОМСКА

А.Ю. Волжена

Научный руководитель доцент Н.Г. Наливайко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Жители г. Томска обеспечиваются водой из двух источников: поверхностного (р. Томь) и подземного (водоносного горизонта палеогеновых отложений). Основным источником хозяйственно-питьевого водоснабжения города является подземный водозабор, эксплуатирующийся с 1973 года [1]. Проблема чистой питьевой воды - одна из главнейших глобальных проблем нашего времени, поэтому актуальность данного исследования определяется потребностью обеспечения населения г. Томска воды удовлетворительного качества.

В задачу данного исследования входило изучение химического и микробиологического составов питьевой воды в водопроводящих системах городской территории и оценка ее качества.

Для изучения качественного состава водопроводной воды проводился отбор проб из уличных водозаборных колонок на наиболее возвышенных и тупиковых участках распределительной сети, а также из кранов внутренних водопроводных сетей зданий, с учетом их этажности, возраста, материалов исполнения, давности ремонта и смены водопроводной системы, а также с учетом равномерности распределения точек опробования на территории города. Пробы воды отбирались без их консервации и хранения на химический и микробиологический анализы в зимний и весенний периоды. По всем точкам определялись компоненты химического состава воды, рекомендуемые СанПиН 2.1.4.1074-01 [3].

В этих же пробах определялись мезофильные сапрофиты, являющиеся показателями санитарно-гигиенического состояния водного объекта. В незагрязненной воде количество этих микробов должно быть менее 50 кл/мл. Также определялись экологические группы микроорганизмов: психрофильные сапрофиты, олиготрофы, нефтеокисляющие бактерии, гетеротрофные и миксотрофные железокисляющие бактерии, железовосстанавливающие и сульфатвосстанавливающие бактерии. Микроорганизмы этих групп безопасны для здоровья человека, их количество не нормируется. Эти микроорганизмы могут использоваться как индикаторы состояния экологического состояния водного объекта. Кроме прокариотных выявляли и учитывали также эукариотные микроорганизмы: актиномицеты и плесневые грибки.

Полученные результаты аналитических исследований химического состава воды, как отобранной из уличных водозаборных колонок, так и отобранной из кранов жилых и административных помещений, свидетельствуют, что качественный состав изучаемых подземных питьевых вод по большинству показателей постоянен и соответствует нормативным требованиям СанПин 2.1.4.1074-01, за исключением содержания в подземных

водах кремния [3]. Повышенные значения кремния 1,1 – 1,4 ПДК обусловлены природными гидрогеохимическими особенностями территории [2].

Что касается микробиологического состава, то здесь наблюдается высокая динамичность микробиологических показателей в зависимости от места и сезона опробования. В период с февраля по март в водопроводной воде отсутствовали полностью мезофильные сапрофиты. Менее, чем в половине проб присутствовали одновременно в небольшом количестве психрофильные сапрофиты, олиготрофы, нефтеокисляющие и железокисляющие бактерии, плесневые грибы. В воде одного крана обнаружены сульфатвосстанавливающие бактерии. Почти везде обнаружены плесневые грибы, присутствие которых вероятнее всего обусловлено воздушным заражением воды при ее отборе. Вода, отобранная из колонок, содержала большее количество бактерий, чем вода из домашних кранов. Большим количеством микробов выделяется водопроводная вода из кранов домов по пр. Кирова и ул. Лазарева, из колонки - на ул. Заречной. Такое большое количество микробов обусловлено здесь преобладанием миксотрофных железобактерий (рис. 1).

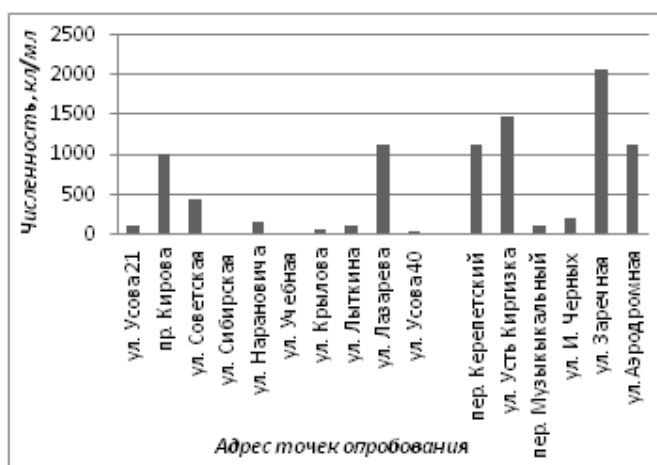


Рис.1 Суммарная численность микробов в водопроводной воде в зимний период

В период половодья в водопроводной воде появилось больше психрофильных сапрофитов, нефтеокисляющих, железокисляющих, железовосстанавливающих бактерий, плесневых грибов. Мезофильные сапрофиты, которые являются показателями санитарно-гигиенического состояния воды и ее безопасности для здоровья человека, были обнаружены только в одной пробе – в воде крана на ул. Водозаборной, расположенной в районе подземного водозабора, но их количество соответствовало нормативу. Большим количеством бактерий отличалась вода из кранов домов по ул. Нарановича и ул. Усова 40, а также вода из колонки на ул. Заречной (рис. 2).

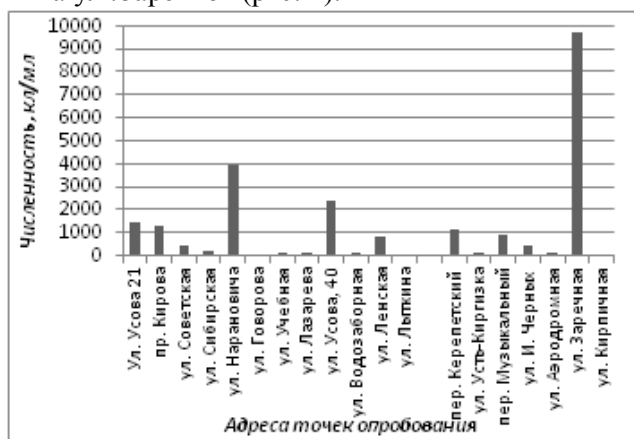


Рис.2 Суммарная численность микробов в водопроводной воде в весенний период

Выявленные микроорганизмы их количеством и разнообразием указывают на существование микробных сообществ в водопроводных коммуникациях. Эти сообщества микробов образуют на стенках водопроводов микробный оброст или биологические обрастания. Все выявленные группы микроорганизмов содержатся не в поступающей в распределительную сеть очищенной воде, а размножаются непосредственно в водопроводящих сооружениях.

Проведенные исследования воды из городского водопровода показали, что также бактериальный оброст возникает и на фильтрах водопроводных кранов. Основу оброста чаще всего составляют железобактерии. Их массовое развитие может привести к тому, что из водопроводного крана вместо воды будет вытекать бурая слизистая жидкость или будут высыпаться пучки ржавых или серых нитей.

Был проведен эксперимент с промывкой фильтра. Результаты эксперимента показывали, что до промывки фильтра в воде водопровода присутствовала многочисленная микрофлора. После промывки фильтра микроорганизмы в воде обнаружены не были (рис. 3).

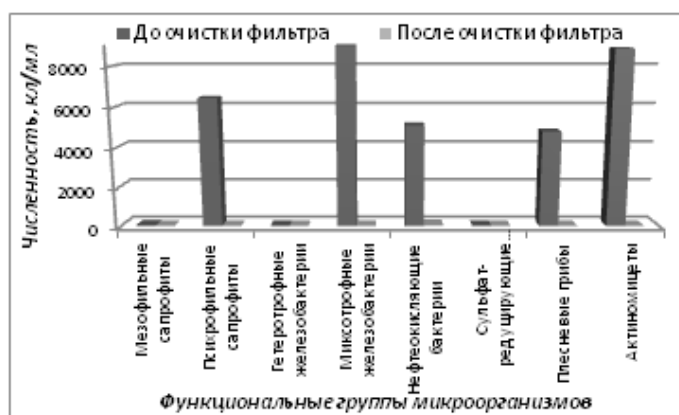


Рис.3 Микробиологический состав водопроводной воды до и после очистки фильтра крана (пр. Кирова)

Для полноты эксперимента был выполнен микробиологический анализ оброста. Результаты показали наличие в смыве оброста до нескольких миллионов клеток психрофильных сапрофитов и железобактерий в 1 мл воды.

Результаты проведенных исследований показывают, что чаще всего, в большем разнообразии и количестве микроорганизмы обнаруживаются в старых водопроводных трубах. В качестве такого примера можно привести результаты анализа воды из водопроводов двух домов по ул. Усова (рис. 4).

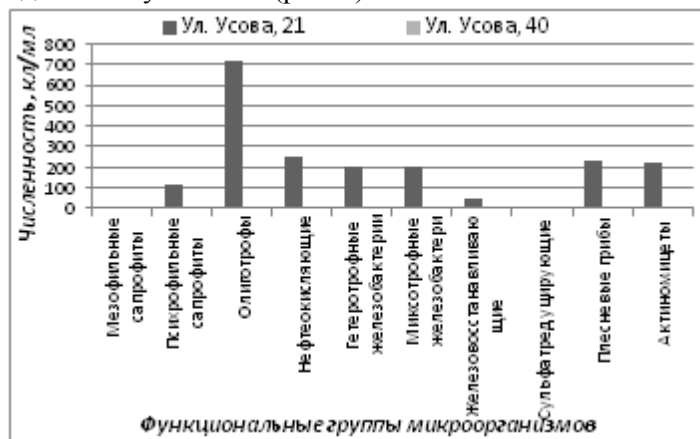


Рис.4 Сравнительный анализ микробиологического состава питьевой воды водопроводов различных сроков службы

Оба дома старой постройки, одной этажности, но в одном доме меняли водопровод 5 лет назад, а в другом – больше 10 лет. Разница в бактериальном составе очевидна и отсюда следует вывод, чем больше срок службы водопроводных труб, тем больше в них будет разнообразных бактерий, и в первую очередь – железобактерий.

Подводя итог вышесказанному, нужно отметить, что водопроводная вода г. Томска имеет постоянный химический состав для всех районов города вне зависимости от места опробования и типа водозаборного устройства. В воде отсутствуют загрязняющие химические и микробиологические компоненты, поэтому качество воды соответствует по всем показателям требованиям СанПин 2.1.4.1074-01, что свидетельствует о ее безопасности для здоровья человека.

Присутствующие в водопроводящей системе иногда в значительных количествах микроорганизмы различных физиологических групп безопасны, но они являются индикаторами состояния водопроводных систем.

Практически во всех точках опробования присутствуют железобактерии, которые являются показателем такого явления как коррозия и обросл.

Микроорганизмы поступают в воду в процессе ее транспорта по водопроводным системам.

Литература

1. Декларация ООО «Томскводоканал» о качестве питьевой воды, подаваемой системой хозяйственно-питьевого водоснабжения с 01 января по 31 декабря 2013 г.
2. Зуев В.А., Картавых О.В., Шварцев С.Л. Химический состав подземных вод Томского водозабора // Обской вестник. – 1999. – № 3-4. – С. 69 – 77.
3. СанПиН 2.1.4.1074–01. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. – М.: Минздрав РФ, 2001. – 16 с.

ПРИЧИНЫ ВОДНОГО ДЕФИЦИТА НА ЗЕМЛЕ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЯ

Д.А. Володина

Научный руководитель доцент Т.А. Архангельская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Когда нас спрашивают: «Что является самым ценным на земле?». Мы, не задумываясь, отвечаем: «нефть, газ, алмазы». И только не многие ответят – вода. Мы настолько привыкли жить, употребляя и используя воду ежедневно, что совсем перестали осознавать ее ценность и незаменимость. Ни один живой организм на нашей планете не может прожить без воды. Вода присутствует практически в каждом уголке Земли, но ее запасы распределены по планете крайне неравномерно.

Прогнозы специалистов, обсуждающих сегодня данную проблему, звучат неутешительно. Так, по данным экспертов ООН, сегодня планета находится на грани водной катастрофы, а показатель обеспеченности водными ресурсами с каждым годом только ухудшается. Острую нехватку питьевой воды испытывает каждый 10-ый житель Земли. В Африке, например, лишь около 10% населения обеспечены регулярным водоснабжением, тогда как в Европе этот показатель превышает 95%. Все напряженнее становится положение с водой в городах мира. Наиболее трудное положение наблюдается в Азии, в которой проживает более 50% населения, но располагает она лишь 36% водных ресурсов. Острый недостаток чистой питьевой воды испытывают жители 80 стран мира. Во многих странах подача воды уже нормируется [5, 6].

Французское благотворительное общество Solidarites International огласило более удручающие данные. По их сведениям, около двух миллиардов жителей Земли нуждаются в

доступе к чистой воде. Нужно учитывать и тот факт, что по мере роста населения планеты будет увеличиваться не только потребность в питьевой воде, но и в продуктах питания, производство которых невозможно без пресной воды [6].

Тревога о возрастающей нехватке питьевой воды связана как с результатами изменения климата, так и с деятельностью человека, приводящей к сокращению имеющихся водных ресурсов из-за загрязнения и деградации пресноводных экосистем, а также с последствиями неконтролируемой урбанизации и изменений в землепользовании [1].

И хотя, вода является воспроизводимым водным ресурсом, степень ее воспроизводимости на протяжении последних нескольких десятилетий неуклонно падает.

И причин здесь может быть несколько.

Рост населения Земли, а вместе с ним и потребления воды, особенно в тех районах, где пресной воды уже не хватает по причине засушливого климата. Больше всего воды потребляют густонаселенные страны, среди которых есть и развитые, и развивающиеся. Это Китай, США, Индия, Россия, Пакистан и многие другие. Вместе с ростом населения, растут его потребности и запросы, растет необходимость в получении продовольствия и расширении сельского хозяйства, ресурсом которого является пресная вода. Потребление воды, вовлекаемой в сферу хозяйственной деятельности, возросло за XX век в 6 раз, а население Земли увеличилось – в 4. Половина населения (в Европе и Америке – 70%) проживает в больших и малых городах, которые, как правило, имеют экономические возможности для налаживания водоснабжения и строительства канализации, но при этом концентрируют и умножают отходы.

Загрязнение водных объектов. Очевидно, что качество воды снижается прежде всего в результате деятельности человека. Масса, сбрасываемых в водные объекты загрязняющих веществ антропогенного характера с каждым годом увеличивается (в настоящее время в реки и озера мира ежедневно сбрасывается около 6 млрд.тн. отходов). Около 50% населения развивающихся стран вынуждены брать воду из загрязненных источников. Специалисты ООН прогнозируют: если эта тенденция сохранится, то через 20 лет потребление воды на душу населения сократится на 1/3. Неудовлетворительное качество питьевой воды создает реальную угрозу жизни и здоровью миллионов людей, их благосостоянию. Ежегодно в мире из-за некачественной воды заболевают 500 млн. и умирают 10-18 млн. человек [6].

К усилению процессов деградации водоемов, находящихся в активном хозяйственном использовании, приводит беспорядочный сброс или захоронение токсичных и других химических веществ. В результате требуются огромные затраты на подготовку воды надлежащего качества и для бытового, и для промышленного, и для сельскохозяйственного использования. Ситуация с загрязнением водных объектов, вызванным плохим качеством очистных сооружений или, более того, их отсутствием, особенно остро ощущается в тех странах, которые не могут себе позволить большие затраты на приобретение или обновление очистных систем.

Около 70 % потребляемой в мире воды из поверхностных источников и грунтовых вод, идет на ирригацию сельскохозяйственных земель. Сельское хозяйство является самым большим пользователем воды. Продовольственное обеспечение населения осуществляется за счет продуктов земледелия, животноводства, аквакультуры и лесного хозяйства. Неуправляемые системы земли способны прокормить не более 500 млн. человек, поэтому сельское хозяйство постоянно развивается, что очень важно при нарастающих темпах роста населения. В результате развития ирригации по ряду речных бассейнов забор среднегодового стока превышает экологически допустимые объемы изъятия воды. Наблюдается истощение грунтовых вод, понижение их уровня во многих регионах [6].

Вода является неотъемлемой частью многих производственных процессов. Современные промышленные предприятия, тепловые электростанции расходуют огромные ресурсы воды, сопоставимые с годовым стоком крупных рек, а активизация хозяйственной деятельности приведет только к росту спроса на водный ресурс для промышленного использования.

На состояние водных ресурсов влияет и климатические особенности. В последнее время наметилась тенденция к учащению экстремальных погодных условий, что, несомненно, приводит к усилению нехватки воды на всей планете. Но для многих мест на нашей планете эта проблема не является новой и обусловлена небольшим количеством осадков. К засушливым областям относятся те территории, где выпадает менее 400 мм осадков в год. При таких значениях невозможно ведение сельского хозяйства без дополнительных источников воды. Территории аридных земель в основном приходятся на развивающиеся страны, в которых нормы потребления воды отличаются от индустриальных стран. Территории 36 государств мира включают засушливые области, а территории 11 стран представляют собой на 100% засушливые территории (Египет, Саудовская Аравия, Йемен, Джибути и др.). В России к районам, испытывающим дефицит пресной воды, относится Калмыкия, из стран ближнего зарубежья – Крым, Казахстан, Туркмения, Узбекистан [1].

Это основные причины, которые влияют на водный баланс нашей планеты. И если не предпринимать никаких решений, то водная катастрофа неизбежна. Ученые всерьез говорят о возможности водных войн и вооруженных конфликтов. За последние 50 лет в мире уже произошло более 500 столкновений, связанных с доступом к воде, а 21 спор привел к военным действиям [2].

Если учесть все сказанное выше, можно прийти к довольно печальному выводу: в первой четверти XXI в. водные ресурсы на нашей планете близки к исчерпанию, а в отдельных регионах и речных бассейнах источники воды могут быть исчерпаны значительно раньше. Решить данную проблему можно с помощью ограничения использования подземных запасов вод, экономии воды и регулирования ее потребления, а также возрождения загрязненных естественных водоемов. Исключительно важным для решения проблемы будет являться комплексное управление водными ресурсами, увеличение эффективности их потребления и международное сотрудничество [4].

Литература

1. Васецкий А. Водные войны XXI века // Журнал «Экологический постмодерн». – 2007. – № 12. – Режим доступа: <https://ecocrisis.wordpress.com/> (дата обращения: 25.10.2014 г.)
2. Данилов-Данильян В.И. Глобальная проблема дефицита пресной воды // «Век глобализации». – 2008. – № 1. – С. 45 – 56.
3. Жажда мира: каждый 10-й житель планеты не может напиться [Электронный ресурс] URL: <http://top.rbc.ru/economics/22/03/2012/642908.shtml> (дата обращения: 23.10.2014)
4. Маврищев В.В. Основы экологии. – Минск: Выш. шк., 2007. – 447 с.
5. Проблема пресной воды. Глобальный контекст политики России. – М.: МГИМО-Университет, 2011. – 87 с.
6. Салохиддинов А.Т., Управление водными ресурсами / Салохиддинов А.Т., Икрамов Р.К., Тимирова М.Н. – Ташкент, ТИМИ, 2013. – 209 с.
7. Султонова К.Р. Рациональное использование чистой воды как злободневная проблема / К.Р. Султонова, О.У. Мусурмонкулов, Х.Б. Эрназарова // Молодой ученый. – 2013. – № 7. – С. 124 – 126.

ПРОБЛЕМА ЗАГРЯЗНЕНИЯ МИРОВОГО ОКЕАНА**М.К. Воротило***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

Площадь нашей планеты, занимаемая водой, в 2,5 раза превышает территорию суши. Океанические воды покрывают почти $\frac{3}{4}$ поверхности земного шара слоем толщиной около 4000 м, составляя 97% гидросферы, тогда как воды суши содержат всего лишь 1 %, а в ледниках скоровано только 2 %. Мировой океан, являясь совокупностью всех морей и океанов Земли, оказывает огромное влияние на жизнедеятельность планеты. Основным ресурс Мирового океана – морская вода. Она содержит 75 химических элементов, среди которых уран, калий, бром, магний. И хотя основной продукт морской воды всё ещё поваренная соль – 33% от мировой добычи, уже добываются магний и бром, давно запатентованы методы получения целого ряда металлов, среди них и необходимые промышленности медь и серебро. Сейчас все моря испытывают интенсивную антропогенную нагрузку, как в самой акватории, так и в результате попадания в воду продуктов и отходов хозяйственной деятельности.

Нефть и нефтепродукты являются наиболее распространенными загрязняющими веществами в Мировом океане. Наибольшие потери нефти связаны с её транспортировкой из районов добычи. Из-за незначительных утечек ежегодно теряется 0,1 млн. т. нефти. Также нефть поступает в моря со стоками – 2,5 млн. т/год.

Другие загрязнители Мирового океана – пестициды. Они наносят вред многим полезным организмам и подрывают здоровье биоценозов. В настоящее время более 5 млн. т. пестицидов поступает на мировой рынок. Около 1,5 млн. т. этих веществ уже вошло в состав наземных и морских экосистем золовым и водным путем. Промышленное производство пестицидов сопровождается появлением большого количества побочных продуктов, загрязняющих сточные воды.

Канцерогенные вещества – это химически однородные соединения, проявляющие трансформирующую активность и способность вызывать канцерогенные, тератогенные или мутагенные изменения в организмах.

Тяжелые металлы (ртуть, свинец, кадмий, цинк, медь, мышьяк и др.) относятся к числу распространенных и весьма токсичных загрязняющих веществ. Они широко применяются в различных промышленных производствах, поэтому, несмотря на очистные мероприятия, содержание соединения тяжелых металлов в промышленных сточных водах довольно высокое. Большие массы этих соединений поступают в океан через атмосферу. Ежегодно в океан различными путями попадает в океан 910 тыс. т. металлов. Широко известны некоторые случаи чрезмерного загрязнения морских акваторий, прилегающих к промышленным предприятиям, когда последствия загрязнения воды были такими серьезными, что болезни, развившиеся у людей в результате отравления при использовании загрязненной воды, было дано название, соответствующее местности, где это случилось. Например, болезнь Минамата или болезнь Итай-Итай.

Тепловое загрязнение поверхности водоемов и прибрежных морских акваторий в результате сброса нагретых сточных вод электростанциями и некоторыми промышленными производствами. Сброс нагретых вод во многих случаях обуславливает повышение температуры воды в водоемах на 6...8 градусов Цельсия. Площадь пятен нагретых вод в прибрежных районах может достигать 30 км².

Многие страны, имеющие вход к морю, производят морское захоронение различных материалов и веществ, в частности грунта, вынутого при дноуглубительных работах, бурового шлама, отходов промышленности, строительного мусора, твердых отходов, взрывчатых и химических веществ, радиоактивных отходов. Объем захоронений составляет около 10% от всей массы загрязняющих веществ, поступающих в Мировой океан. Основанием для дампинга (дампинг – сброс и захоронение отходов в океане) служит возможность морской среды к переработке большого количества органических и неорганических веществ без особого ущерба воды. Однако эта способность не беспредельна.

Поэтому дампинг рассматривается как вынужденная мера. В шлаках промышленных производств присутствуют разнообразные органические вещества и соединения тяжелых металлов. Бытовой мусор в среднем содержит (на массу сухого вещества) 32...40% органических веществ; 0,56% азота; 0,44% фосфора; 0,155% цинка; 0,085% свинца; 0,001% ртути; 0,001% кадмия. Во время сброса и прохождения материала сквозь столб воды, сорбируется частицами взвеси и переходит в донные отложения. Наличие органических веществ часто приводит к быстрому расходованию кислорода в воде и не редко к его полному исчезновению, растворению взвесей, накоплению металлов в растворенной форме, появлению сероводорода.

Несмотря на то, что в мире проходят международные конференции, принимаются конвенции, создаются новые методы и технологии очистки вод, загрязнение Мирового океана всё ещё является важной проблемой современности. Последствия, к которым ведёт расточительное, небрежное отношение человечества к Океану, очень серьезны. Ведь у Мирового океана имеются общепланетарные функции: он является мощным регулятором влагооборота и теплового режима Земли, а также циркуляция атмосферы. Загрязнения способны вызвать весьма существенные изменения этих характеристик, жизненно важных для режима климата и погоды на всей планете.

Литература

1. Журнал «Гражданская защита» - октябрь 2010г. – М.: 2010.
2. Новиков Ю.В. Экология окружающей среды и человека. – М.: Знание, 1998.
3. Степанов В.Н. Мировой океан. – М.: Знание, 1994.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ РАВНОВЕСНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ОТ МАССЫ УГЛЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ МЕТОДИК ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД М.К. Воротило

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Сточные воды очищаются различными методами в зависимости от их количества, качественного состава и концентрации примесей. Выбросы вредных веществ в гидросферу могут превышать допустимые пределы, поэтому в наше время важным вопросом является повышение надежности технических систем. Эффективным методом доочистки сточных вод от растворенных органических загрязнений является сорбция на активных углях. Этот метод дает возможность на стадии доочистки сточных вод снизить концентрацию органических загрязнений на 90-99%. Данную методику изучения процесса сорбции можно использовать при определении сорбционных свойств активных углей и других сорбентов. Для данного способа очистки существуют как преимущества: возможность адсорбции веществ многокомпонентных смесей, высокая степень очистки, возможность улавливания токсичных веществ, при невысокой их концентрации; а также и недостатки: дороговизна используемого оборудования, сложность при эксплуатации.

Равновесная концентрация (C_p) - концентрация вещества, участвующего в обратимой химической реакции, достигшей состояния равновесия. Равновесная концентрация в сточной воде C_p увеличивается с увеличением массы адсорбента, т.е. активного угля, а также и возрастает количество поглощенного загрязнителя. Для оценки очистки сточных вод зависимость равновесной концентрации от массы угля позволяет нам определять условия безопасности и условия качественной зависимости. На основании данной зависимости проводим расчет и определяем закономерность.

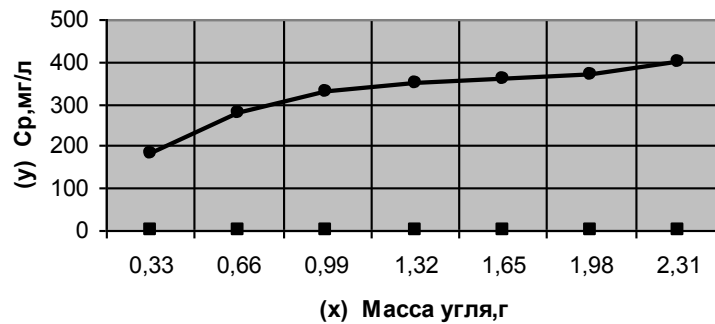


Рис.1 График зависимости равновесной концентрации от массы угля [1].

Для того чтобы определить закономерность по данной зависимости нужно определить значения X, Y по графику, данные занести в таблицу (таблица 1), и произвести соответствующие расчеты.

После чего определить $Y' = \ln Y$ и построить функциональную зависимость для данной закономерности.

Таблица 1

Функциональная зависимость равновесной концентрации от массы угля.

№	X	Y	Y'	X ²	Y ²	XY	X+Y	(X+Y) ²
1	0,33	180	5,2	0,1089	32400	5,94	180,33	32518,908
2	0,66	280	5,6	0,4356	78400	184,8	280,66	78770,035
3	0,99	330	5,8	0,9801	108200	326,7	330,99	109554,38
4	1,32	350	5,8	1,7424	122500	462	351,32	123425,74
5	1,65	360	5,8	2,7225	129600	594	361,65	130790,72
6	1,98	370	5,9	3,9204	136900	732,6	371,98	138369,12
7	2,31	400	5,9	5,3361	160000	924	402,31	161849,31

После построения графика проводим следующие расчеты : θ , θ_1 , θ_2 , θ' , коэффициент корреляции (\hat{r}).

$$\theta = \sum_x^n \sum_x^x = n \sum x^2 - (\sum x)^2 = 21,344$$

$$\theta_2 = \sum_x^n \sum_x^y = n \sum xy - \sum y \sum x = 1635,5$$

$$\theta_1 = \sum_{xy} \sum_x^x = \sum y \sum x^2 - \sum x \sum xy = 4762,9$$

$$\theta' = \sum_y^n \sum_y^y = n \sum y^2 - (\sum y)^2 = 223100$$

$$\hat{r} = \frac{\theta_2}{\sqrt{\theta \cdot \theta'}} = \frac{1635,48}{\sqrt{326 \cdot 827}} = 0,7494$$

Правильность полученных значений проверяется соотношением сходимости: $\sum (x+y)^2 = \sum x^2 + 2 \sum xy + \sum y^2 \rightarrow 775278,213 \neq 775278,21$

На основании всех расчетов находим зависимость при показателях: $y = b_0 e^{b_1 x}$

$$b_1 = \frac{\sum xy - \left(\frac{1}{n}\right) \cdot \sum x \sum y}{\sum x^2 - \left(\frac{1}{n}\right) \cdot \sum x^2} = \frac{3230,04 - 1/7 \cdot 9,24 \cdot 2270}{15246 - 1/7 \cdot 15246} = 17,879$$

$$b_0 = \bar{y} - b_1 \bar{x} = 324,2 - 1,32 \cdot 0,017 = 300,69$$

$$\bar{y} = \frac{y_1 + y_2 + \dots + y_n}{n} = 324,39$$

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = 1,32$$

где, \bar{y} – качественная концентрация, позволяющая определять условия достоверности данной зависимости. Тогда уравнение зависимости имеет вид $y = 300,69 e^{17,879x}$.

Таким образом, полученная закономерность $y = 300,69 e^{17,879x}$ позволяет проводить инженерные расчеты при определении зависимости равновесной концентрации для оценки очистки сточных вод.

Литература

1. Синельникова Е.А., Безопасность жизнедеятельности (Повышение надежности систем очистки воды путем разработки различных схем резервирования).- Москва: Новые технологии, 2006. – 31с.
2. Худошина М.Ю., Гусев Е.В., Безопасность жизнедеятельности (Очистка сточных вод). – Москва: Новые технологии, 2006. – С.25 – 27.

ИНВАЗИЯ КАК ОСНОВНАЯ ПРИЧИНА БИОЛОГИЧЕСКОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ МИРОВОГО ОКЕАНА

В.А. Горева

Научный руководитель доцент М.В. Буфетова

*Российский государственный геологоразведочный университет имени С. Орджоникидзе,
г. Москва, Россия*

Наша планета уникальна тем, что на ее поверхности есть жидкая вода, составляющая мировой океан. Он занимает 70% площади всей поверхности планеты и более 90% всей гидросферы Земли.

Мировой океан играет огромную роль в жизни людей и планеты: он оказывает влияние на формирование климата, накапливает солнечную энергию, участвует во влагообмене, является, с одной стороны, важнейшей транспортной артерией, а с другой – важным источником минеральных и рыбных ресурсов. Роль океана нельзя преувеличить.

Однако в последнее время мировой океан терпит бедственное положение из-за нарастающих объемов промышленной деятельности человека, подвергается различным видам загрязнения. Океан может подвергаться физическому, химическому, тепловому и биологическому загрязнению. Физическое загрязнение связано с изменением физического состава воды: прозрачности, количества взвешенных частиц, запаха, окраски. Эти изменения происходят из-за плоскостного смыва, воздушного переноса твердых частиц с распаханых полей или промышленных территорий. Химическое загрязнение обусловлено поступлением со сточными водами губительных для биоты неорганических и органических соединений. Тепловое загрязнение происходит при спуске недостаточно охлажденной воды АЭС и ТЭС. Теплая вода меняет режим водоемов, активируя процесс эвтрофикации, и приводит к деградации флоры и фауны водоемов. Так прибрежные нагретые «пятна» могут достигать площади 30 кв.км, что (в свою очередь) сильно влияет на самую важнейшую зону океана – шельфовую. На биологическом типе загрязнения мирового океана, мы остановимся более подробно.

Биологическое загрязнение океана связано с внесением в биоценоз несвойственных данному месту видов растений и животных. В данном контексте существуют два термина, обозначающих переселение флоры и фауны за пределы привычного ареала обитания: инвазия и интродукция. Под термином инвазия понимается вторжение на какую-либо территорию или в экосистему нехарактерного биологического вида, которое происходит без сознательного участия человека. Интродукция соответственно - процесс введения в экосистему чужеродных организмов. Интродукция может быть преднамеренной или случайной. Два этих процесса в настоящее время являются частью глобальных природных изменений и могут привести к потере природного биоразнообразия мирового океана.

Существует несколько источников биологического загрязнения. Это могут быть неконтролируемая добыча промысловых видов и интродукция определенных видов рыб, сброс канализационных стоков, водный транспорт.

Рыболовные суда, оснащенные донным тралом, спуская его под воду, разрушают подводный грунт, сметая подводные растения и рифы. Представители флоры и фауны в сетях могут переноситься на значительные расстояния, а в месте подъема сетей чужеродные организмы могут осесть на дне. Как следствие, привнесенные животные, растения и микроорганизмы, осваиваясь на новом месте, вмешиваются в устоявшиеся трофические цепи, что может значительно повлиять на численность автохтонов (растения и животные, возникшие и продолжающие существовать в данной местности).

Среди всех источников биологического загрязнения наибольший урон, как кажется, приносит водный транспорт и сооружения водные сооружения. В процессе эксплуатации корпус судна с большой скоростью заселяется животными, растениями и микроорганизмами, которых называют «обрастателями». Они не только снижают ходовые показатели транспорта, но служат причиной инвазии. Общий мировой ущерб от морского обрастания судов и гидротехнических сооружений составляет 50 млрд. долларов США в год [1]. В качестве примера можно привести переселение из Тихого океана в Черное море моллюска рапана (*Rapana*), который, как считается, прикрепил свою икру к днищу судна, после чего судно отправилось в Новороссийск. И через несколько лет рапаны распространились по всей акватории моря. Не имея естественных врагов в Черном море, рапаны начали активно вмешиваться в трофические цепи: со дня своего переселения они уничтожили почти всех гребешков, устриц и мидий. По данным специалистов Севастопольского института биологии южных морей, вдоль всего крымского побережья лишь в одном месте в Керченском проливе обнаружили единственный экземпляр живой иловой мидии [6], в то время как мидии являются одними из самых важных санитарно-очистителей воды. Таким образом, вследствие инвазии рапаны Черное море осталось без одного из важных естественных очистителей морской воды.

Однако морские суда заносят с собой не только «обрастателей». Также большое значение имеет сброс балластных вод в океан. Балластные воды – это воды, которые набираются для большей осадки танкера после его разгрузки в порту, с целью восстановления его мореходных качеств. Ежегодно в балластных танках судов по всему миру переносится около 10 млрд. тонн воды, а с ними более 3000 видов водных организмов, многие из которых могут представлять серьезную угрозу морским экосистемам и здоровью человека. Так, например, известны случаи заражения портовых вод холерой (Перу, 1991 г.) [4]. Балластные воды могут переносить не только опасные микроорганизмы, но и представителей морской флоры и фауны. Эти организмы встраиваются в уже устоявшиеся трофические цепи и могут сильно повлиять на естественный ход цепей питания данной экосистемы вплоть до частичного или полного исчезновения некоторых видов. Так, в начале 1980-х гг. вместе с входящими кораблями в акваторию моря был занесен гребневик мнемипсис (*Mnemiopsis leidyi*) [5]. Полагают, что этот вид гребешка появился именно благодаря балластным водам [7]. Гребневик мнемипсис - хищное желетелое животное. Он питается планктоном, который является пищей большинства промысловых рыб Черного моря (хамсы, шпрот). Размножаясь, все большее число гребневиков лишали рыбу пищи, и численность рыб в Черном море значительно сократилась. В начале 80-х годов XX века экономические потери из-за снижения запасов только хамсы составили 240 млн. долларов [1]. В 2005 году Европейское агентство по окружающей среде отметило в своем докладе, что в определенный момент эти медузы составляли 90% массы всех живых организмов в Черном море [7]. Баланс морской экосистемы был нарушен, в следствие чего, по цепи питания стали страдать хищные рыбы и дельфины. Однако у мнемипсиса появился естественный враг – гребневик берое (*Beroe abyssicola*), инвазивный вид гребневика, приплывший из Мраморного моря. Единственная пища берое – мнемипсис. Вселение берое было одним из наиболее удачных вселений чужеродного вида в экосистему, так как берое не питается планктоном и не вносит в цепи питания значительных изменений. Океанологи

надеются, что за счет сокращения количества мнемниопсиса восстановится популяция планктоноядных рыб, а с ними и популяции хищных промысловых рыб.

В настоящее время осуществляется различная деятельность, направленная на сокращение объемов биологического загрязнения. В настоящее время принимаются попытки сократить объемы биологического загрязнения: разрабатываются различные краски и покрытия для днищ кораблей и оснований гидротехнических сооружений с целью защиты от «обрастателей». Чтобы ограничить сбросы балластных вод, была учреждена международная научно-практическая программа «Снятие барьеров на пути эффективной реализации мер по контролю водяного балласта судов в развивающихся странах» [1]. Также в 2004 году была одобрена международная конвенция о контроле судовых балластных вод и осадков и управлении ими. Она содержит нормы и правила обращения с балластными водами, осадками и патогенами. Программы активно изучаются за рубежом, но в России работы в рамках этой программы не ведутся.

Изученный материал позволяет предполагать, что первоочередными методами в решении проблемы биологического загрязнения мирового океана могли бы стать: запрет донного трала, мониторинг мигрантов и биоинвазий, новые разработки в сфере обработки корпусов кораблей и гидротехнических сооружений от «обрастателей», а также государственный контроль за сбросами балластных вод.

Роль воды в жизни и развитии планеты невозможно переоценить. Все процессы на планете будут невозможны без ее присутствия. Мировой океан представляет собой около 94% всей воды на планете, поэтому мы должны тщательнее заботиться о нем и его состоянии, поскольку от этого зависит наше будущее. Российская сторона в первую очередь, должна позаботиться о состоянии Черного моря, так как его способность самоочищаться снижается, а экосистема перенасыщена загрязняющими веществами в пять раз [8].

Литература

1. Изменение окружающей среды и климата: природные и связанные с ними техногенные катастрофы: в 8 т. Т. 8: Солнечная активность и физические процессы в системе Солнце-Земля / Отв. ред. Г.А. Жеребцов. – М.: ИФЗ РАН, 2008. – 240 с.
2. Фашук Д.Я. Мировой океан: История, география, природа. – М.: Академкнига, 2002. – 282 с.
3. Широкова В.А., Фролова Н.Л. Океаны и моря. – М.: Академкнига, 2007. – 88 с.
4. Балластные воды – серьезная проблема [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://maritime-zone.com/articles/ballastnye%20vody%20sereznyaya%20problema/> (дата обращения: 12.10.2014)
5. История изменений экосистемы Черного моря [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://blacksea-education.ru/2-3.shtml> (дата обращения: 12.10.2014)
6. Черноморский апокалипсис [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://crimea.comments.ua/article/2010/12/29/080052.html> (дата обращения: 12.10.2014)
7. Рыбаки «распустили в Черном море медуз» [Электронный ресурс] – режим доступа: http://news.bbc.co.uk/hi/russian/sci/tech/newsid_6726000/6726063.stm (дата обращения: 12.10.2014)
8. Экологические проблемы Черного моря [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://ria.ru/spravka/20071031/86018545.html> (дата обращения: 12.10.2014)

**ГЛОБАЛЬНАЯ ПРОБЛЕМА ДЕФИЦИТА ПРЕСНОЙ ВОДЫ В СЦЕНАРИЯХ
БУДУЩЕГО****Е.В. Грибова**

Научный руководитель директор Института экономики и статистики

Н.А. Дмитриевская

*Московский государственный университет экономики, статистики и информатики,
г. Москва, Россия*

Деградация множества водных объектов служит ярким индикатором глобального экологического неблагополучия. Рост численности населения, загрязнение окружающей среды, увеличение уровня потребления и уничтожение природных экосистем и другие процессы современности постепенно приводят к тому, что вода питьевого и технического назначения станет дефицитным видом ресурсов, которых начинает не хватать в масштабах отдельных районов, городов, стран и даже континентов. Активному сокращению имеющихся на планете сравнительно небольших в процентном соотношении ко всей земной влаги ресурсов чистой питьевой воды, резкому ухудшению ее качества и увеличению водного дефицита способствуют также интенсивное использование, загрязнение и эвтрофирование водных запасов поверхностных и подземных источников в промышленности и хозяйственно-питьевом снабжении. Современное антропогенное воздействие человека на гидросферу как составляющую биосферы велико, многогранно и зачастую носит отрицательную направленность, в то время как вода остается необходимым компонентом для обеспечения глобального экономического роста и первоочередного выживания человечества.

Среди главных причин надвигающегося водного кризиса в глобальном масштабе можно отметить:

Сильное антропогенное давление, которое испытывают водные ресурсы от усиливающейся конкуренции за неё, ежегодного увеличения численности населения и активизации экономической деятельности.

Систематическое увеличение водозабора, соответствующее приросту населения.

Загрязнение водных ресурсов усиливающее водный дефицит из-за сокращения возможности использования воды ниже по течению, из-за невозможности забора воды из загрязненных водоемов.

Нерациональное управление водными ресурсами, в т.ч. концентрация на разработке и развитии новых источников вместо существующих.

Изменчивость климата и окружающей среды влекут за собой необходимость совершенствования механизмов управления водными ресурсами для возможности противостоять интенсивным наводнениям, засухам и прочим природным бедствиям в будущем.

Таким образом, обобщая ключевые причины недостатка пресной воды: интенсификация водопотребления в связи с быстрым ростом народонаселения и активным развитием требующих больших затрат водных ресурсов отраслей деятельности; значительные потери пресной воды из-за сокращения водоносности рек, осушения болот, вырубки лесов и пр.; загрязнение пресных вод отходами и выбросами производства.

Сокращение количества и ухудшение качества воды как составной части любой экосистемы оказывает серьезное негативное воздействие на окружающую среду. Превышение уровня естественной способности среды к самоочищению и абсорбции ведет к сокращению биоразнообразия, повреждению жизненно важных систем, нанесению ущерба естественным источникам продовольствия и другим издержкам. Суммарный экологический ущерб от загрязнения водных ресурсов следует рассматривать в двух аспектах: качественном и количественном, причем оба они имеют равноценную социально-медицинскую значимость. Загрязнение водных ресурсов физического, химического, бактериологического и иного характера неизбежно влечет за собой всплеск заболеваний и ведет к повышению риска заражения инфекциями людей через питьевую воду. Качество

воды в природных водных объектах оценивается ее пригодностью для различных целей – прежде всего это питьевое и хозяйственное водоснабжение, рыбоводство. Проблема повсеместного снижения качества водных ресурсов обусловлена усилением антропогенного воздействия на ее источники, превышающим несущую емкость водных объектов. К катастрофическим последствиям может привести распространение производимых человеком возмущений по причинно-следственной цепи так называемых гидрологических цепочек. Ситуация нехватки водных ресурсов удовлетворительного качества и в необходимом количестве для обеспечения потребностей людей в соответствии с Всемирной программой оценки воды (WWAP) называется «водный стресс», а текущий распространенный и постоянный недостаток безопасного и нужного количества питьевой воды и канализации в современной науке идентифицируется как «водный кризис». Из-за наблюдаемой в мире неравномерности распределения водных ресурсов и несбалансированного экономического развития часть государств испытывает постоянный недостаток водных ресурсов: констатируется, что сейчас в мире более 40% населения проживает в испытывающих среднюю или острую нехватку воды районах, испытывая соответственно умеренный или сильный водный стресс. Согласно прогнозам, к 2025 году с нехваткой пресной воды столкнутся уже две трети жителей. Ключевое значение при прогрессировании водного дефицита в будущем отводится общему экологическому неблагополучию, которое в настоящее время характерно для большинства стран мира и биосферы земли в целом.

Возникшая из-за экстенсивного развития водного хозяйства проблема водного дефицита и ограниченности соответствующих ресурсов продолжает усугубляться непрерывным ростом водопотребления, формированием целого сектора загрязненных вод и снижением санитарно-гигиенических показателей. Пресная вода занимает всего лишь 2,53% (или 31-35 млн. куб. км.) в общих запасах мировых океанических и континентальных вод, составляющих в свою очередь порядка 1,5 млрд. куб. км. Однако человечество условно располагает для собственных нужд и хозяйственно-экономических целей лишь 0,3% (или 93 тыс. куб. км), так как остальные водные ресурсы либо не доступны для освоения, либо непригодны для питья из-за высокого содержания солей. Согласно отчетам ООН, на сегодняшний день шестая часть мирового населения испытывает регулярный дефицит пресной воды: более 780 млн. человек ограничены в доступе к надлежащим источникам, а 200 млн. вообще лишены чистой, пригодной для питья воды. При этом продолжающаяся мировая индустриализация, рост числа населенных пунктов и расширение промышленных источников, интенсификация и химизация сельского хозяйства приводят к тенденции повышения уровня водопотребления и не соблюдению установленных режимов по сбросу загрязненных сточных вод (так, до 80% глобальных сточных вод сбрасываются без предварительного прохождения систем сбора и очистки).

Результатом активного антропогенного пресса и постоянной модификации водных ресурсов стало проявление противоположно направленных и одновременно с этим взаимодействующих процессов, способствующих перемещению водных масс из хозяйственно-доступных составляющих водного цикла в категорию хозяйственно-недоступных. Водная бедность территорий в совокупности с растущими темпами загрязнения соответствующих источников лишь усугубляет наблюдаемую тенденцию снижения показателей обеспеченности водой и потребности в ней. Прежде всего это связано с условным постоянством объема доступных и используемых водных ресурсов на фоне непрерывного прироста численного населения, что в пересчете на душу населения неизбежно уменьшает значения показателей водообеспеченности и усиливает конкуренцию за воду как на межгосударственном и межрегиональном уровнях, так и внутри государств между различными отраслями и секторами экономики. Учитывая неравномерность распределения водных ресурсов по территориям, представляется возможным проведение классификации стран мира по уровню подушевой водообеспеченности:

высокая водообеспеченность (годовое потребление воды превышает 2 тысячи куб.м. на душу населения);

недостаточная обеспеченность водными ресурсами (годовое потребление составляет менее 2 тысяч куб. м. на душу населения);

низкая водообеспеченность (годовое потребление находится на отметке менее 1 тысячи куб. м. на душу населения соответственно).

Согласно проводимым [2] исследованиям, в начале 50-х годов XX века с недостатком питьевой пресной воды столкнулись 15 государств, среди которых: Барбадос, Бахрейн, Бурунди, Джибути, Израиль, Иордания, Йемен, Катар, Кипр, Коста-Верди, Кувейт, Мальта, Оман, Сингапур, Тунис. К 90-м годам список таких стран увеличился вдвое, включив в себя: Алжир, Египет, Гаити, Кению, Ливию, Мадагаскар, Малави, Марокко, ОАЭ, Польшу, Руанду, Саудовскую Аравию, Сомали, ЮАР и Южную Корею. По прогнозам специалистов, к 2025 году более половины населения столкнутся с глобальной проблемой нехватки воды, а число государств возрастет до 50. К 2030 году уже около двух третей людей по всему миру будут испытывать острый дефицит пресной воды, а спрос опередит поставки на 35-45%. Нехватка воды в международном масштабе скажется на проблемах поддержания здоровья населения, усложнит обеспечение продовольственной безопасности и снизит темпы устойчивого социально-экономического прогресса. Данные [1] красноречиво говорят о том, что к 2050 году список стран, испытывающих острый недостаток пресной воды, пополнят (рис.): Бельгия, Бенин, Великобритания, Ирак, Кот-д'Ивуар, Мали, Мозамбик, Нигер, Сальвадор, Северная Корея, Сенегал, Таиланд, Турция, Шри-Ланка, Ямайка.



Рис.1 Территориальная карта динамики глобального дефицита пресной воды, 1950 (слева) и 2050 (справа) гг.[построено автором]

Таким образом, усиливающаяся экологическая деградация и рост численности народонаселения будут способствовать тому, что проблема качества располагаемых водных ресурсов и вопросы дефицита питьевой воды из глубокого кризиса приобретут характер глобальной экокатастрофы, охватывая все большее количество стран мира. К середине XXI века по предварительным данным и прогнозным оценкам лишь несколько государств не будут испытывать на себе нехватку чистой питьевой воды, к их числу, прежде всего, относят Бразилию, Канаду и Россию. Однако общая обеспеченность страны водными ресурсами не свидетельствует о равномерности распределения запасов пресной воды по ее территории и не всегда соответствует размещению и потребностям проживающего населения.

Литература

1. Глобальный центр окружающей среды при Агентстве международного развития США. [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL: <http://www.usaid.gov/gsearch/global%20environment> (дата обращения: 15.09.2014)
2. Канадское агентство международного развития. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.international.gc.ca/> (дата обращения: 16.09.2014)

**ЧРЕЗВЫЧАЙНАЯ ГИДРОГЕННАЯ СИТУАЦИЯ В РЕСПУБЛИКЕ АЛТАЙ В МАЕ
2014 ГОДА**

Д.А. Гуляев, А.А. Модоров

Научный руководитель доцент Н.А. Кочеева

Горно-Алтайский государственный университет, г. Горно-Алтайск, Россия

Важнейшей особенностью Земли является глобальный круговорот воды. В настоящее время невозможно сомневаться в том, что воде принадлежит одна из ведущих ролей в развитии жизни и планеты. В жизни человека и окружающей его среды особую роль играют три планетарные функции биосферы [2]: 1) наличие биологической продуктивности; 2) обеспечение оптимальных режима и баланса единой водной оболочки Земли и газового состава атмосферы; 3) естественная биологическая очистка [1, С.13].

Нарушения закона прямых и обратных связей, определяющих динамические особенности окружающей среды, чаще всего вызываются инженерной и хозяйственной деятельностью человека и всегда приводят к изменению окружающей среды. К сожалению, эти изменения всё чаще происходят с катастрофической скоростью и приводят к возникновению чрезвычайных ситуаций, наносят материальный ущерб. Наиболее часто возникают чрезвычайные ситуации гидрогенного характера. Рост материального ущерба вынуждает расширять меры прогноза. Для этого привлекаются различные данные, в том числе и данные дистанционного зондирования Земли.

Почти на всей территории Республики Алтай в конце мая 2014 года прошли обильные дожди. Повышение уровня воды в реках происходило с большой скоростью, что привело к разрушению мостов и подтоплению прибрежных территорий.

В 8 км выше села Кызыл-Озёк (Майминский район Республики Алтай) находится искусственный пруд, плотина которого была прорвана 30 мая 2014 в результате быстрого подъёма воды в пруду.

Цель работы состояла в привлечении данных космических снимков для выявления причин неожиданно сильного подтопления в г. Горно-Алтайск и в его окрестностях.

Орографическую основу территории составляют северные отроги хребта Иолго. Рельеф района типично низкогорный эрозионно-денудационный, расчлененный. Степень расчленения колеблется от значительной до сильной. Среднее превышение водоразделов над днищами долин около 300 м.

В небольших бассейнах таких, как бассейн рек Сайдыс и Майма, азональные факторы (мезо- и микрорельеф, геологическое строение, особенности почвенного и растительного покрова и др.) оказывают большое, а иногда и решающее влияние на формирование стока. В результате активного антропогенного воздействия на водосборы наметилась тенденция заметного изменения этих физико-географических факторов, проявляющаяся в возрастании доли поверхностей с низкой стокорегулирующей способностью, например пашни. В результате происходит перераспределение стока внутри года, как правило, увеличение в многоводные фазы и уменьшение в меженные периоды.

Одной из особенностей рельефа участка расположения пруда является значительный конус выноса, сформировавшийся в русле временного или постоянного правого притока р. Сайдыс. Он сформирован выносом обломочного материала, который перемещался вниз по распадку.

Космические снимки показывают, что р. Сайдыс собирает воды с обширной площади, большая часть которой покрыта лесом. Многочисленные ручьи и временные потоки также доставляют воду в русло рек, в частности реки Сайдыс. Однако большие площади водосбора р. Сайдыс, прилегающие к пруду Куташ, лишены леса. Это определяет выпадение дождя на поверхность земли.

На представленных снимках отчетливо видно, что плотина, перекрывающая русло р. Сайдыс является своеобразным продолжением этого конуса выноса. При строительстве автомобильной дороги насыпной грунт уплотняется, что препятствует пропуску подземных вод. При малом количестве осадков подземные воды медленно фильтруются и по

естественным и искусственным понижениям рельефа поступают в русло или остаются между частицами глинистого материала, который слагает рыхлые отложения. При «одномоментном» выпадении аномального количества дождя глина не может больше насыщаться водой и удерживать ее внутри пластов горных пород. Это приводит к повышению уровня грунтовых вод, иногда до поверхности земли, тогда вода по поверхности стекает в русло. Подземный поток пробивает себе дорогу, вынося мелкие частицы, что приводит к формированию западин, а на склонах к эрозии (разрушению склонов), что так же отражается на снимках.

Направления движения подземных вод на участке конуса выноса маркируются формами микрорельефа.

Снимки, позволяющие увидеть большие площади одновременно, обусловили другое понимание русловых процессов на реках Сайдыс и Майма в Республике Алтай.

Таким образом, использование данных дистанционного зондирования на территории наибольшего воздействия на инфраструктуру Республики Алтай позволили дать более объективную картину гидрогенной чрезвычайной ситуации - прорыва дамбы пруда Куташи и общего хода подтопления в Республике Алтай в мае 2014 г.

Проведенные полевые работы дали ориентировочные цифры для проведения расчетов.

Получены следующие результаты.

Первый створ изучения – створ дамбы.

В первом створе высота волны прорыва составила 6 м. Время полного опорожнения водохранилища – 1,3 часа.

Расстояние от пруда до города было разбито на два участка. Первый участок протягивается от пруда до начала с. Кызыл-Озёк; соответственно второй створ – начало села Кызыл-Озёк; второй участок протягивается от с. Кызыл-Озёк до города Горно-Алтайск.

Время добегания волны прорыва до второго створа составило 4 часа, высота волны - 1,8 м, время прохождения волны прорыва через второй створ – 3,15 часа.

Время добегания волны до третьего створа составило 10 часов (от Куташи до начала г. Горно-Алтайска), высота волны прорыва составила 1,3 м, время прохождения волны прорыва через третий створ – 4,5 часа.

Эти расчёты согласуются с событиями, которые происходили в действительности.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ 12-05-00108-а; 13-05-98077.

Литература

1. Белоусова А.П., Гивич И.К., Лисенков А.Б., Попов Е.В. Экологическая гидрогеология. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2006. – 397 с.
2. Плотников Н.И. Техногенные изменения гидрогеологических условий. – М.: Недра, 1989. – 268 с.

ДЕФИЦИТ ПРЕСНОЙ ВОДЫ В МИРЕ И МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

М.А. Денисова, С.С. Ковальчук

Научный руководитель профессор Л.О. Штриплинг
Омский государственный технический университет, г.Омск, Россия

Ашок Швайн (Университет Уппсала, Швеция) указывает на опасность региональных конфликтов из-за ресурсов пресной воды ввиду нарастающего их дефицита. «Главной причиной войн следующего века может стать борьба не за нефть, а за воду». По прогнозам, запасы пресной воды на каждого жителя Земли за сто лет (1950-2050 гг.) уменьшатся на 73%. Уже сейчас возникают трения между государствами, использующими ресурсы одних и тех же рек) [1].

Самый яркий пример - Египет, получающий почти всю пресную воду из Нила, который питается из источников за пределами страны. И хотя существуют договоренности, котирующие использование воды, они часто нарушаются. Одни и те же источники водоснабжения нередко находятся под юрисдикцией враждующих государств (таковы Израиль и Палестина; Турция, Сирия и Ирак; Египет, Судан и Эфиопия). Зависимость разных государств от одних и тех же источников водоснабжения может быть и фактором их сближения, как это происходит, когда они осознают необходимость совместных усилий, например для предотвращения загрязнения своих рек. Проблему распределения дефицитной воды нельзя решить вне рамок международных договоров, однако этого недостаточно.

Существующее глобальное неравенство в распределении источников пресной воды еще более усугубляется демографическими тенденциями. Почти 80% осадков выпадает на Севере, население которого относительно невелико. А в тропических и засушливых областях, страдающих от дефицита воды, положение усугубляется быстрым ростом населения, высокими темпами урбанизации и их преимущественно сельскохозяйственной экономикой. Вместо того, чтобы искать все новые источники водоснабжения, человечество должно научиться рационально использовать и охранять уже существующие ресурсы. Это поможет не только предотвратить «водные войны», но и наладить кооперацию в системе использования международных рек [1].

Аша Ханс, индийский социолог, анализирует влияние дефицита пресной воды на положение женщин во многих странах мира. Индустриализация, рост ирригационных сетей и рост населения Земли резко обострили этот дефицит, что осложняет мировую продовольственную проблему и ухудшает здоровье населения. Автор полагает, что, «подобно зеленой революции 60-х годов, преобразовавшей мировое сельское хозяйство, сегодня назрела необходимость синей революции, которая поможет сохранению и рациональному использованию ресурсов пресной воды» [2].

Доставка питьевой воды к жилищу традиционно связывается с образом женщины, романтическим в прошлом и очень прозаическим в настоящем: это девушки и женщины, совершающие изнурительные переходы от дальнего источника к дому или стоящие в длинных очередях к водоразборным колонкам в городах. В большинстве стран мира эта обязанность женщин остается «важным компонентом невидимой экономики». Необходимо учитывать при этом, что обострение дефицита пресной воды не просто увеличивает бремя, лежащее на плечах женщин, но и изменяет образ их жизни.

Как и раньше, в обязанности мужчин, даже владеющих транспортным средством, входит снабжение водой только домашнего скота (это приблизительно половина всей потребляемой воды), а женщины и дети отвечают за питьевую воду для семьи, доставляя ее на себе. В Африке женщины, по оценкам, затрачивают на это 40 млрд. человеко-часов в год.

Дефицит пресной воды ухудшает «качество жизни» населения развивающихся стран. Так, из 37 болезней, влияющих на смертность в этих государствах, 21 связана потреблением некачественной воды. Заболевшие женщины заражают и своих детей при кормлении грудью. Проблема заключается в том, что «хотя бремя обеспечения семьи и натурального сельскохозяйственного производства водой по-прежнему возлагается на женщин, их возможности повлиять на принятие решений в этой сфере постоянно уменьшаются по мере развития» [2].

В мире в целом 69% потребляемой воды используется в сельском хозяйстве, но в развивающихся странах этот показатель гораздо выше – в Индии, например, 90%. По мере коммерциализации вода переходит из «женского», ориентированного на выращивание продовольственных культур для своей семьи, в «мужской» сектор сельскохозяйственного производства, что «угрожает продовольственной безопасности маргинализирующегося населения». По оценкам, чтобы обеспечить продовольствием одного человека, в среднем требуется всего 300 т воды в год, и это вполне реально, но неэффективное использование и управление водными ресурсами не позволяет выполнить эту задачу.

Следствием дефицита воды, стимулирующим миграцию, становится концентрация сельскохозяйственных земель в руках более богатых крестьян. Нередко также мужчины

вынуждены мигрировать в города, возлагая на женщин полную ответственность за выживание семьи. Очевидно, что переселение и миграции вследствие строительства крупных дамб и разрушения традиционной сельскохозяйственной практики означают рост бедности и разрыв социальных связей. При этом женщины всегда платят большую цену за развитие, чем мужчины. На конференции по неравенству полов в 1995 г. (под эгидой ЮНИСЕФ), было установлено, что ухудшение материального положения семьи в первую очередь сказывается на женщинах.

Дефицит воды приводит к увеличению платы за нее, что не только делает семью беднее, но и ухудшает положение женщин, ответственных за эту сферу. Выделенные тенденции особенно опасны на фоне мировой демографической ситуации, причем основной проблемой становится не абсолютный рост населения, а региональное и классовое неравенство при использовании этого ресурса.

Так, только 12% населения Афганистана, 24% - Чада и 25% - Эфиопии имеют в настоящее время доступ к чистой питьевой воде.

Ситуация с водными ресурсами в мире начала осознаваться как кризисная лишь в конце 80-х годов. Однако и до сих пор ее нередко воспринимают как чисто техническую проблему, а не глобальный вопрос, требующий принципиально новых подходов к развитию. Человечеству необходима синяя революция, исключая «чисто мужской» подход.

Синяя революция должна включать изменения как на глобальном, так и на национальных, региональных и индивидуальных уровнях. При этом вода, в отличие от земли, не может быть частной, а должна оставаться общественной собственностью.

Литература

1. Кибанов А.Я., Родкина Т.А. Глобальная война за ресурсы. – М.: Экзамен, 2000. – 575 с.
2. Михайлюк Г.В. Проблемы пресной воды. – М.: РАГС, 2007. – 168 с.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОНЦЕПЦИИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К АРКТИЧЕСКИМ ПРОЕКТАМ

Д.Г. Дубинский

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Оценки запасов месторождений арктического шельфа и затрат на их освоение

В современных условиях изменения геополитической обстановки и поиска новых направлений стратегического партнерства России необходимо развивать все отрасли народного хозяйства, в том числе и минерально-сырьевой комплекс. Одновременно сокращение запасов основных районов нефтегазодобычи – Надым-Пур-Тазовского, Волго-Уральского – заставляет искать новые, в том числе расположенные в суровых климатических условиях Крайнего Севера и Арктики. Одним из таких перспективных регионов является арктический шельф, обладающий уникальными запасами углеводородов высокого качества. Согласно последним оценкам Сибирского отделения РАН, ресурсы углеводородов шельфов Арктики составляют около 58% от запасов всего Мирового океана.

Что касается освоенных Россией арктических месторождений, то, к примеру, запасы Приразломного оцениваются в 72 млн т нефти [2], а ресурсная база по первой ловушке месторождения «Победа» (скважина «Университетская-1») – уже более чем в 100 млн т [6]. По материалам общего собрания некоммерческого партнерства «Координатор рынка газа», к 2040 г. шельф Арктики (район Карского и Баренцева моря) станет крупнейшим источником добычи природного газа [5] (табл. 1):

Таблица 1

Добыча газа по регионам России, млрд м³ [5]

Регион добычи	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2100 г.
Надым-Пур-Тазовский район	415,0	236,0	220,0	84,0
П-ова Ямал и Гыдан	86,0	250,0	197,0	71,0
Восточная Сибирь и Дальний Восток (суша)	88,4	89,8	90,8	72,8
Карское море	16,7	102,0	209,0	77,0
Баренцево море	72,0	75,0	75,0	30,0
Прочие моря России	37,4	39,5	25,5	29,0

Кроме того, по данным геофизических исследований, большие запасы углеводородов могут быть обнаружены на шельфе восточно-арктических морей. Однако, вся Русская Арктика на данный момент исследована крайне слабо. Средняя плотность сейсмической изученности Баренцева и Печорского морей составляет 0,41 км/км², Карского – 0,13 км/км², Чукотского и Лаптевых – 0,04 км/км².

Основными препятствиями для исследований являются суровые климатические условия, сезонный характер проведения работ, отсутствие инфраструктуры, малая и сравнительно молодая специализированная техническая база. Еще одним затруднительным аспектом освоения арктического шельфа является его капиталоемкость. Так, если затраты на освоение нефти в Западной Сибири составляют 30 долл./т, в Восточной Сибири – 80 долл./т, на шельфе Сахалина – 300 долл./т, то на арктическом шельфе они ожидаются в размере 700 долл./т [4].

Для составления алгоритмов решения вышеозначенных проблем специалистами создаются определенные модели и концепции. Наиболее актуальной на сегодняшний день и получившей признание научного сообщества является концепция устойчивого развития.

Устойчивое развитие – синтез четырех фундаментальных основ

Парадигма «устойчивого развития» является, по сути, синтезом социальных, экономических, экологических и технических идей и представляет собой конкретную модель гармоничного, сбалансированного развития региона. В основе ее лежат два ключевых понятия:

Потребность в ресурсах (в данном контексте, углеводородов арктического шельфа);

Ограничения, накладываемые на добычу, переработку и транспортировку этих ресурсов.

Эти понятия четко взаимосвязаны технологиями освоения шельфа, грамотное применение которых должно сохранить баланс между потребностью и ограничениями и базируется на ряде факторов:

Объем сырьевой базы;

Ресурсоэффективность;

Объем инвестиций;

Окупаемость проекта

Все эти факторы были учтены при составлении Декларации по окружающей среде и развитию («Саммит Земли», 1992 г.), провозглашавшей пять положений устойчивого развития [1]. Спустя 20 лет, на конференции ООН «Рио+20» эти положения были закреплены и дополнены. В данном случае будут рассмотрены только три, объединяющие в совокупности четыре фундаментальные основы нашей модели (рис. 1).



Рис.1 Взаимосвязь четырех фундаментальных основ устойчивого развития

1. *Принцип удовлетворения потребностей современности без угрозы для будущих поколений* («экономика» + «общество»). Первоочередная задача освоения Арктики для России – расширение своей сырьевой базы. Оптимальным решением может быть включение некоторых крупных нефтегазоносных объектов шельфа в федеральный фонд резервных стратегических месторождений, что позволит рационально распределить добычу ресурсов и не приведет к их преждевременному исчерпанию.

2. *Относительность имеющихся ограничений в области эксплуатации природных ресурсов* («технологии» + «экономика» + «экология»). Ключевыми факторами являются: современный уровень материально-технической базы, способность окружающей среды восстанавливаться после хозяйственной деятельности человека и адаптироваться к ее последствиям. В процессе освоения Арктики технологии разработки должны быть модернизированы, сделаны более экологически чистыми (как мы помним, чем лучше оснащено производство, тем меньшие ограничения на него накладываются). Несовершенство технологий может привести к большим ресурсным потерям при добыче нефти (что противоречит первому положению устойчивого развития), а также к серьезным экологическим и техногенным катастрофам – аварийные подледные разливы нефти крайне трудно локализовать и ликвидировать. В частности, в вопросе технологий полезно перенимать зарубежный опыт [3].

3. *Необходимость согласования международным сообществом разумного потребления ресурсов арктического шельфа* («экология» + «общество»). Сотрудничество между странами не должно ограничиваться техническим вопросом. Экологические аспекты освоения Арктики, рациональное соотношение объемов потребления ресурсов и темпов восстановления окружающей среды уже сейчас волнуют мировую общественность и мотивируют создание совместных шельфовых проектов.

Как мы видим, модель, разработанная ведущими специалистами ООН в области экономики, экологии и социологии, оптимально вписывается в процесс освоения арктического шельфа и может послужить основой для разработки специальной стратегии исследования и разработки месторождений. Также этот факт подтверждает обоснованность применения концепции устойчивого развития к топливно-энергетическому комплексу в целом.

Литература

1. Гизатуллин Х. Н. Концепция устойчивого развития: новая социально-экономическая парадигма / Х. Н. Гизатуллин, В. А. Троицкий // *Общественные науки и современность*. – 1998. – № 5. – С. 124 –130.
2. Дмитриевский А. Н. Энергетические приоритеты и безопасность России (нефтегазовый комплекс) / А. Н. Дмитриевский, А. М. Мастепанов, М. В. Кротова. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – 336 с.
3. Фадеев А. М. Зарубежный опыт освоения углеводородных ресурсов арктического континентального шельфа / А. М. Фадеев, А. Е. Череповицын,

- Ф. Д. Ларичкин // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2011. – Т. 13, № 1. – С. 79 – 89.
4. Шкатков М. Ю. Перспективы регионального геологического изучения континентального шельфа России / М. Ю. Шкатков, И. Ю. Винокуров // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2001. – № 4.
 5. Материалы общего собрания Некоммерческого партнерства «Координатор рынка газа». – М., 2008.
 6. «Роснефть» нашла большие запасы газа и нефти в Карском море [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.oilcapital.ru/upstream/253317.html> (дата обращения: 16.10.2014).

ЭЛЕМЕНТЫ-ИНДИКАТОРЫ ЯДЕРНОГО ТЕХНОГЕНЕЗА (НА ПРИМЕРЕ РУЧЬЯ КАРАБУЛАК)

Г.М. Есильканов

Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, руководитель группы элементного анализа М.Т. Койгельдинова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
Институт радиационной безопасности и экологии, г. Курчатова, Казахстан*

Семипалатинский испытательный ядерный полигон (СИЯП) – место проведения первых атмосферных и подземных ядерных взрывов в СССР. Подземные ядерные взрывы (ПЯВ), в частности, проводились и на испытательной площадке «Дегелен» с 1961 по 1989 гг., расположенной в одноименном горном массиве. Несмотря на то, что штольни и шахты на площадке законсервированы, высока вероятность загрязнения воды долгоживущими осколочными радионуклидами и продуктами активаций. Также вода может содержать повышенные концентрации ряда химических элементов, вызванных влиянием природных и техногенных факторов [1, 4].

Для изучения особенностей загрязнения поверхностных потоков и родников, через которые идет разгрузка водоносных горизонтов горного массива Дегелен, нами был изучен элементный состав воды рч. Карабулак.

Ручей Карабулак расположен в северной части горного массива Дегелен и имеет ряд особенностей:

основной источник питания – атмосферные осадки,
непостоянный водоток,

в бассейне ручья находится большое количество штолен, где проводились подземные ядерные испытания.

Отбор проб воды осуществлялся по стандартным методикам в июле 2013 года [2]. Всего было отобрано 43 пробы и определено содержание 27 химических элементов (Mn, Be, Cr, Co, Ni, Cu, Zn, Pb, U, Fe, B, V, As, Sr, Ag, Cd, Ba, La, Ce, Nd, Sm, Ti, Zr, Nb, Mo, W, Re). Определение элементного состава проводилось методом ICP-MS в Институте радиационной безопасности и экологии (г. Курчатова) на квадрупольном масс-спектрометре Elan 9000 фирмы «Perkin Elmer SCIEX». Статистическая обработка материала проводилась с помощью программ MS Excel 2010 и Statistica 10.

В ходе нашего исследования выяснилось, что химические элементы в воде ручья «Карабулак» имеют неравномерное распределение. Концентрации химических элементов варьируют в больших пределах: коэффициент вариации колеблется от 44 % до 325 %. Например, минимальная концентрация урана в воде составляет 0,13 мкг/л, а максимальная 168 мкг/л. Для корректной оценки точки отбора были разделены по территориальному принципу в зависимости от рельефа местности. Были выявлены особенности распределения элементов в каждом районе, всего выделено 11 районов, которые обозначены на рис.

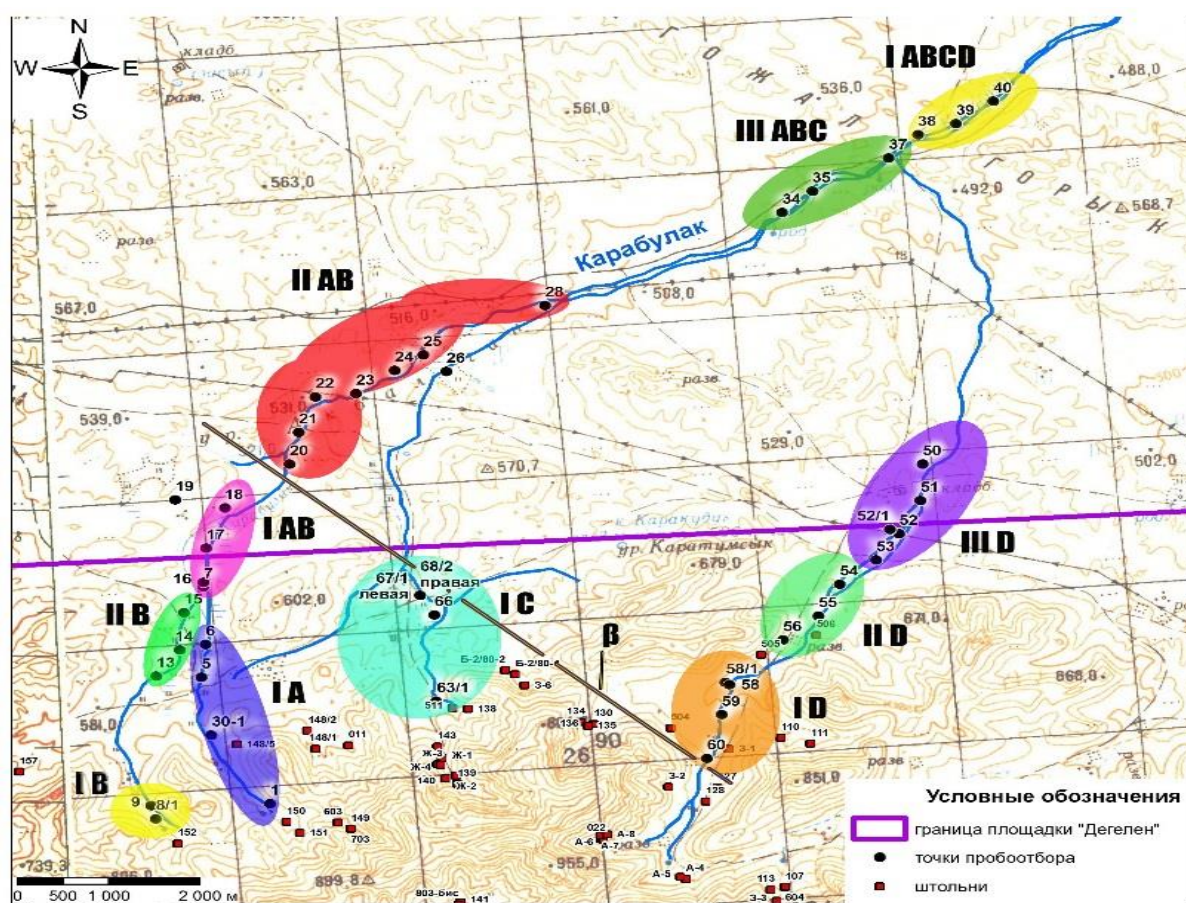


Рис.1 Карта расположения точек пробоотбора воды руч. Карабулак

Были выявлены следующие особенности элементного состава в рассматриваемых участках. Участки IA, IB, IC характеризуются низким содержанием урана. Но на участках IIAB, IIIABV, IABCD, расположенных вниз по течению ручья, были выявлены максимальные концентрации урана в воде. По отношению к таким элементам как Cr, Co, Cu, Ni, Pb, V, Sr, Cd, Nb, Mo, Zr, W, данным участкам свойственно концентрирование, что может указывать на присутствие геохимических барьеров в этих районах.

Другие участки также имеют существенные особенности. Участок IC сравнительно отличается от остальных повышенной концентрацией Mn, Be, Zn, B, La, Ce, Nd, Sm, Re. Районы объединенные под буквой «D», расположенные на одном притоке, отличаются содержанием Ti, Zr, Ba. Участки IA, IB, IBV и IAB не характеризуются высокими содержаниями элементов.

Надежным индикатором ядерного техногенеза может служить величина отношений содержания отдельных элементов, такие как La/Sm и La/Ce отношения. По литературным данным известно, что для территорий, где проводились ядерные испытания, характерно преобладание La над Sm и преобладание La над Ce [3]. В ручье Карабулак были выявлены точки с высокими значениями данных отношений. По La/Sm отношению это точки из участков: IC (точки № 67/1, 68/2), IID (№ 56), IIID (№ 51), IIIABV (№ 35), IABCD (№ 39). Значения La/Ce отношения меньше, равно одному, или превышают единицу не значительно.

Из полученных данных была получена картина распределения химических элементов в воде ручья Карабулак. Так по содержаниям химических элементов были выделены участки IC, IIAB, ID, IID, IIID, IIIABV, IABCD. Этим районам соответствуют те части ручья, в которых расположены штольни, или область слияния притоков ручья. Точки с повышенными значениями отношения La/Sm находятся рядом с местами проведения ПЯВ,

особенно это характерно для участков группы «D», где вдоль притока располагается 3 штольни.

Литература

1. ГОСТ 17.1.5.05-85 Общие требования к отбору проб поверхностных и морских вод, льда и атмосферных осадков.
2. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиоэкологии: учебное пособие. – Томск: СТТ, 2009. – 430 с.
3. Субботин С.Б. Подземная миграция искусственных радионуклидов за пределы горного массива Дегелен / С.Б. Субботин, С.Н. Лукашенко, В.М. Каширский, Ю.Ю. Яковенко, Л.В. Бахтин // Актуальные вопросы радиоэкологии Казахстана. Выпуск 2. – Павлодар: Дом печати, 2010. – С. 103 – 156.
4. Smith D.K., Finnegan D.L., Bowen S.M. An inventory of long-lived radionuclides residual from underground nuclear testing at the Nevada test site, 1951–1992 // Journal of Environmental Radioactivity. – 2003. – Vol. 67. – Iss. 1. – P. 35 – 51.

ДЕЙТЕРИЙ В ВОДЕ КАК ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКТОР

Ш.Б. Жакупова, М.Т. Джамбаев

Научные руководители заведующая лабораторией А.В. Липихина, профессор
Л.П. Рихванов

*Научно-исследовательский институт радиационной медицины и экологии, г. Семей,
Казахстан, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.
Томск, Россия*

Тяжелая вода (D_2O) – изотопная разновидность воды, в которой лёгкий атом водорода 1H замещен его тяжёлым изотопом 2H – дейтерием D. Впервые открыта в природной воде Г. Юри и Э. Ф. Осборном (США) в 1932 и выделена из неё в 1933 Г. Н. Льюисом и Р. Макдональдом (США) [4]. Разница между тяжелой водой и обычной заключается в их плотности. Тяжелая вода плотнее обычной. В природе ее содержание в соотношении атома дейтерия с атомом водорода составляет 1 на 5000-7000. Содержание тяжелой воды определяется с помощью масс-спектрального анализа, денсиметрии и методом инфракрасной спектрометрии [4]. Физические свойства тяжелой воды тоже отличаются от обычной. Температура закипания тяжелой воды $101,43^{\circ}C$, температура замерзания $3,81^{\circ}C$, плотность $1,104 \text{ г/см}^3$. Химические свойства D_2O и H_2O сильно не отличаются. Характерным отличием D_2O является замедление или ускорение скорости химических реакций до 2-3 раз.

Исходя из своих химических особенностей, тяжелая вода применяется в ядерной физике и энергетике как замедлитель нейтронов и теплоносителя в ядерных реакторах. В биологии, химии и гидрологии как изотопный индикатор. Часто тяжелая вода применяется как источник дейтерия, который в свою очередь, может применяться как ядерное топливо в энергетике, основанной на управляемом термоядерном синтезе. Для такого применения тяжелая вода должна иметь концентрацию дейтерия не менее 99,81 мол. %. В мире производство тяжелой воды составляет несколько тысяч тонн в год. В основном производится в Канаде, США, Индии и в Норвегии. Отмечается высокая стоимость производственной тяжелой воды (200-250 долларов за кг), поскольку ее производство очень энергоемко. Обычно получают тяжелую воду из обычной воды или водорода методами изотопного обмена воды и сероводорода, дистилляции водорода или многоступенчатого электролиза [7].

Тяжёлая вода и биологические процессы

Особенности химических свойств тяжелой воды проявляются в исследовании различных биологических процессов. Исследования разных ученых в разное время показали, чтоо тяжелая вода негативно воздействует на растительность и живые организмы.

Однако, отмечают и случаи адаптации некоторых клеток бактерий, водорослей и растений к росту на тяжелой воде. Как правило, это живые организмы с более простой морфологией. Эти факты свидетельствуют о негативном воздействии тяжелой воды на живой организм. Необходимо отметить, что тяжелая вода токсична в слабой степени. Основное негативное воздействие происходит вследствие замедления скорости химических реакций, необходимых для нормальной жизнедеятельности [7].

Об этом свидетельствуют исследования российских ученых, показавших, что тяжелая вода тормозит рост бактерий, водорослей, высших растений и культуры тканей животных. В результате экспериментов, проведенных над млекопитающими (собаки, мыши, крысы), они обнаружили, что замещение 25 % водорода в тканях дейтерием приводит к стерильности, а иногда даже и необратимой [6].

Основные изменения в организме млекопитающих, подвергшихся эксперименту, заключались в расстройстве обмена веществ, разрушении почек. Значимую роль играет и продолжительность употребления тяжелой воды. Так, млекопитающие, которых поили тяжелой водой в течение недели, погибли, 50% воды в их организме была заменена дейтерием. Более простые беспозвоночные погибают лишь при 90 % дейтерировании воды в организме. Как уже говорилось ранее, простейшие способны адаптироваться, а некоторые способны и жить даже в чистой тяжелой воде [8]. Организм человека тоже может пережить без вреда небольшое количество тяжелой воды, употребленной один раз. Несколько стаканов выпитой человеком тяжелой воды будут выведены из организма через несколько дней.

Было исследовано воздействие так называемой «легкой воды» со сниженной концентрацией дейтерия до 50 %. В результате было установлено что «легкая вода» положительно воздействует на живой организм, способствуя увеличению биомассы, количества семян, ускорению развития половых органов [6].

Концентрации тяжелых изотопов (дейтерия и кислорода-18) в образцах воды из различных источников представлены в таблице в относительных единицах [3].

Таблица 1

Содержание дейтерия и кислорода-18 в образцах воды из различных источников

	Международный стандарт стабильных изотопов воды (МАГАТЭ)	Озеро Байкал	Городской водопровод, г. Москва	Каспийское море, р-н Актау	Средиземное море, р-н г. Ашкелон	Опресненная вода после установки г. Ашкелон	Вода из потребительского крана, г. Ашкелон
$\delta D, \text{‰}$ SMOW	0,00	-118	-90	-28	+5	+6	-27
$\delta^{18}O, \text{‰}$ SMOW	0,00	-15,7	-7,0	-4,8	+0,8	+0,8	-4,7

Тяжелая вода и здоровье

Установлено, что изотоп дейтерия водопроводной воды негативно влияет на организм человека, повреждая гены, вызывая онкологические заболевания и инициируя старение организма [10]. Поэтому вода, потребляемая населением с природным содержанием изотопов дейтерия, вредна для здоровья, тем более, если речь идет об опресненной морской воде, где изотопов дейтерия больше. К примеру, в 2006 г. в Израиле было окончено строительство одной из самых больших в мире опреснительных установок, и опресненная морская вода была введена в питьевой рацион населения г. Ашкелон.

Институтом экологии человека в Киеве была исследована опресненная морская вода и сделано заключение: вода не пригодна для питьевого употребления и вредна для человека. Аналогичное исследование было проведено и Институтом геологии в Москве, и сделаны следующие заключения:

- в результате опреснения воды в ее содержании не изменяется количество дейтерия, которое было до опреснения.

- содержания тяжелых изотопов Каспийского моря исследованного в районе г. Актау и в водопроводе г. Ашкелон одинаковы. Здесь необходимо учесть, что в Ашкелоне вода после опреснения разбавляется пресной водой.

- концентрация тяжёлых изотопов в ашкелонском водопроводе (после разбавления пресной водой) в 2 раза выше, чем в московском водопроводе и в 4 раза выше, чем в воде озера Байкал [5].

В г. Шевченко (сейчас Актау, Казахстан) в 1972 году были построены атомная электростанция и опреснительная установка на берегу Каспия. Через 15 лет после пуска установки и применения опресненной воды «возросло количество онкологических заболеваний, рождение мёртвых и неполноценных детей, другие тяжкие заболевания» [2]. Медики предупредили: к 2030 году каждый второй житель Актау будет онкологическим больным (в городе проживают 100 тыс. человек). В настоящее время опресненная вода там используется для коммунальных служб.

Врачами в онкологических центрах России, Украины и Венгрии в начале 90-х годов был сделан вывод, что уменьшение количества дейтерия на 10-35% в водопроводной воде, то есть на 0,015-0,045 г/л достаточно для лечения больных [10]. В 1993 г. были впервые опубликованы исследования венгерского микробиолога Г. Шомлаи, что вода с малым содержанием изотопов дейтерия (легкая вода) позволяет уменьшить концентрацию дейтерия в клетках организма и, тем самым, оздоровить организм и замедлить скорость размножения раковых клеток, даже остановить развитие рака [11]. Результаты исследований по лечению онкологических больных обедненной дейтерием водой в Московском научно-исследовательском онкологическом институте им. П.А. Герцена и НИИ канцерогенеза Российского онкологического научного центра им. Н.Н. Блохина подтвердили, что уменьшение дейтерия в организме тормозит процессы размножения и роста опухолевых клеток, приводит к нормализации биохимических реакций, улучшению функционирования иммунной системы, подавлению метастаз. Полное изъятие дейтерия из употребленной в пищу воды привело бы к ускорению обменных процессов в организме человека, а, следовательно, к увеличению его физической и интеллектуальной активности. Но существуют опасения, что полное изъятие из воды дейтерия приведет к сокращению общей длительности человеческой жизни [10].

Организм человека почти на 70% состоит из воды. И в этой воде 0,015% дейтерия. По количественному содержанию (в атомных процентах) он занимает 12-е место среди химических элементов, из которых состоит организм человека. В этом отношении его следует отнести к разряду микроэлементов. Содержание таких микроэлементов как медь, железо, цинк, молибден, марганец в нашем теле в десятки и сотни раз меньше, чем дейтерия. Что же случится, если удалить весь дейтерий? На этот вопрос науке еще предстоит ответить. Пока же несомненным является тот факт, что, меняя количественное содержание дейтерия в растительном или животном организме, мы можем ускорять или замедлять ход жизненных процессов.

Литература

1. Бердышев Г.Д. Аквабиотика – наука о роли воды в жизненных процессах. – Киев, 2003. – 128 с.
2. Водоснабжение Израиля // Интернет издание [isra.com](http://www.isra.com), 2007 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.isra.com/news/86251> (дата обращения: 11.02.2014)

3. Ветштейн В. Еще раз о качестве питьевой воды. // Интернет издание [ecoimper.net](http://www.ecoimper.net) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ecoimper.net/articles/Shevchenko.htm> (дата обращения: 11.02.2014)
4. Киршенбаум И. Тяжёлая вода. Физические свойства и методы анализа. – М., 1953. – 488 с.
5. Лихцер А. Опресненная морская питьевая вода – благо или страшная беда? Наука против Невежества // Интернет издание [pensiaolim.org](http://www.pensiaolim.org) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.pensiaolim.org/techno/Magazine/Lichzer.htm> (дата обращения: 11.02.2014)
6. Лобышев В.Н, Калиниченко Л. П. Изотопные эффекты D2O в биологических системах. – М.: Наука, 1978. – 215 с.
7. Мосин О.В. Всё о дейтерии и тяжёлой воде. // Интернет издание voda.kmw.kz [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://voda.kmw.kz/PDF/1_tyajelaya_voda.pdf (дата обращения: 11.02.2014)
8. Мосин, О. В., Игнатов, И. Изотопные эффекты дейтерия в клетках бактерий и микроводорослей при росте на тяжелой воде (D2O) // Вода: химия и экология. – М., 2012. – № 3. – С. 83 – 94.
9. Мэрфи Дж.М., Юри К.И., Киршенбаум И. Производство тяжелой воды. – М., 1961. – 518 с.
10. Сергеева Н.С. и др. Исследование влияния воды с пониженным содержанием дейтерия на рост опухолевых клеток человека в экспериментах *in vitro* // Материалы конференции «Новые биокрибернетические и телемедицинские технологии XXI века». – Петрозаводск, 2003. – С. 68 – 72.
11. Somlyai G., Jancso G. at al. Naturally occurring deuterium is essential for the normal growth rate of cells // FEBS Letters, – 1993. – Vol. 317. – Iss. 1-2. – P. 1 – 4.

ДЕФИЦИТ ПРЕСНОЙ ВОДЫ НА ПЛАНЕТЕ ЗЕМЛЯ

А.Р. Кайтукаев

Научный руководитель доцент А.К.Полиенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вода покрывает приблизительно 3/4 Земли, что в цифрах дает очень немаленькое значение ($13 \cdot 10^8 \text{ км}^3$), т.е. на человека в среднем приходится 180 млн. км^3 . воды, но из всех этих запасов только 3% приходится на пресную воду, а это 30 млн. км^3 . А если учитывать что из этих 30 млн. км^3 - 29,5-29,9 млн. км^3 находится в ледниках и подземных водах, то ситуация выглядит и вовсе безрадостной...

Другая проблема – неоднородность расположения источников пресной воды. Так в России используют менее 1% общих запасов питьевой воды, а из подземных горизонтов ежегодно извлекают менее 10%. Именно эта неоднородность мешает устойчивому экономическому развитию многих регионов.

Одной из острейших на данный момент проблемой человечества является загрязнение пресной воды, нефтеперерабатывающей, химической и другими отраслями промышленности. Следствием химических и физических воздействий антропогенного происхождения является изменение состава донных отложений и живого вещества водных объектов. Поэтому проблема очистки водных систем охраны вод от загрязнения стала не только гидрологической. В ее решении принимают участие химики, биологи, физики, математики, гидрогеологи.

Доклад ООН (организации объединённых наций), представленный 12 марта 2012 года выдал неутешительную картину, по прогнозу экспертов ООН, на данный момент каждый 10-й человек испытывает острый дефицит питьевой воды и из года в год ситуация будет только ухудшаться, т.к. численность людей будет только расти и не будем забывать про глобальное потепление. Нужно также учитывать, что чем больше людей, тем больше им

нужно еды. Ученые всего мира говорят, что проблема нехватки пресной воды – уже стала критической и требует немедленного разрешения.

Но, не все так уж безрадостно – эти данные приблизительные, а также мы не знаем настоящую глубину большинства океанов и, по сути, водный мир нами очень плохо изучен. А также не все места пресной воды найдены учеными, так время от времени в новостях появляется заголовок «Ученые нашли новый источник пресной воды», так последнее открытие было 5 декабря 2013 года – Австралийские ученые обнаружили под океанским дном неизвестные прежде запасы несоленой воды, объем которых оценивается в 500 тысяч кубических километров. По их словам: «Добыча из скважин будет обходиться дешевле, чем опреснение морской воды».

В условиях дефицита пресной воды, неудивительно желание общества использовать, поистине, неисчерпаемые запасы соленой воды, с последующей ее переработкой. Технологии нашего века позволили создать «опреснительные установки», но использование таких установок имеет и свои минусы. Так на использование/изготовление этих установок тратится очень много энергии, а процесс опреснения воды порождает проблемы антропогенного воздействия на окружающую среду. При опреснении воды удаляется не только избыточная часть солей и полезные микроэлементы, поэтому для производственно-пищевых целей приходится дорабатывать состав этой воды.

Ситуация с количеством пресной воды становится все более труднорешимой, т.к. источники новой пресной воды мы находим не так уж часто, а количество людей растет с каждым днем. Проблема нехватки пресной воды выходит на политический уровень, т.к. множество экспертов и ученых считают, что вода станет «камнем преткновения» многих стран, не имеющих запасы питьевой воды. Война за воду – это не сюжет нового фильма, а вполне реальная действительность нашего будущего...

Литература

1. Семенов В.А. Ресурсы пресной воды и актуальные задачи гидрологии // Соросовский образовательный журнал. Науки о Земле. – 1996. – № 10. – С. 63 – 69.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ОТ УРАНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПОЗИТНЫХ НАНОРАЗМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ОКСИДОВ ТИТАНА И ЖЕЛЕЗА

Т.Г. Макаревич, А.В. Москаленко

Научные руководители старший преподаватель А.Н. Третьяков, доцент М.П. Чубик
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время во всём мире всё острее встаёт вопрос энергетического кризиса. Непрерывное течение научно-технического прогресса требует постоянного увеличения объема потребляемой энергии, однако легкодоступные природные ресурсы планеты исчерпываются. Добывать сырье приходится уже и на больших глубинах или на морских шельфах.

Более того, известно, что нефть, газ, газовый конденсат и сопутствующие им пластовые воды иногда содержат в повышенных концентрациях естественные радионуклиды уранового и ториевого рядов (U-238, Th-232). В результате добычи нефти и газа происходит вынос радиоактивных веществ на дневную поверхность, приводящий к формированию участков радиоактивного загрязнения [2].

Одним из известных альтернативных источников энергии является атомная энергетика. Ядерный сектор энергетики наиболее силен в промышленно развитых странах, не имеющих достаточного количества собственных природных энергоресурсов – во Франции, Бельгии, Финляндии, Швеции, Болгарии и Швейцарии [4]. Однако использование мирного атома несёт на себе ряд проблем: атомная энергетика не является устойчивой, так

как ядерное топливо весьма ограничено, как и ископаемое топливо. Радиоактивные отходы должны быть изолированы от биосферы на период времени, несопоставимый с продолжительностью человеческой жизни. Также, отдельно можно отметить опасения, связанные с загрязнениями при непосредственной промышленной добыче урана и потенциальной возможностью возникновения аварийных ситуаций.

Исходя из вышеперечисленного, можно сказать, что всё большее значение приобретает поиск способов дезактивации сточных вод от загрязнения радиоактивными элементами. Среди существующих способов особое место занимает сорбционный метод очистки вод от трансурановых элементов. Масштабность проблем связанных с загрязнением окружающей среды требует адекватных усилий по разработке сорбирующих материалов и технологий их использования. Полученные сорбенты должны обладать низкой себестоимостью, являться массовыми, а также иметь компактный остаток, содержащий радионуклиды, удобный для длительного хранения, захоронения и переработки. Одним из известных направлений поиска сорбентов является использование наночастиц, пригодных для сорбции. Примером можно считать использование наночастиц оксида титана в качестве сорбента для поглощения уранил-ионов из водных сред [6]. В последние годы во многих странах мира широко развиваются исследования по созданию сорбентов нового класса, состоящих из веществ биогенного происхождения или включающих их как основной элемент (биосорбенты). Например, биосорбентами служат материалы, произведенные из микробной массы или грибов, являющихся отходами микробиологической промышленности [1]. Однако данные методы имеют ряд недостатков: титан имеет высокую стоимость, что не позволяет использовать его в массовых масштабах, к тому же, небольшой размер частиц затрудняет отделение воды от материала, а степень сорбции биосорбентов зачастую не превышает 60% [1, 5].

Можно предположить, что композитные материалы, состоящие из биосорбента и наночастиц оксидов металлов, проявят лучшие сорбционные способности, чем чистые сорбенты.

В настоящей работе была поставлена цель: исследовать сорбционные способности композитных материалов на основе плесневых грибов и наночастиц оксидов металлов.

Из многих литературных источников известна высокая сорбционная способность плесневых грибов [1]. Вследствие чего, в качестве матрицы был выбран плесневый гриб *Aspergillus niger*, известный своей неприхотливостью и высокой скоростью роста мицелия. В качестве армирующего элемента были выбраны наноматериалы оксида титана и железа.

Изучение процесса сорбции уранил-ионов проводили в статических условиях при комнатной температуре. Измерения массовой концентрации уранил-ионов в растворах были выполнены люминесцентным методом на анализаторе жидкости «Флюорат-02-2М», согласно ПНДФ 14.1.2:4.38 – 95 [3].

Таблица 1

Сорбционные характеристики материала

Сорбент	Исходная концентрация уранил-ионов, мкг/л	Конечная концентрация уранил-ионов, мкг/л	Степень сорбции, %
Fe_3O_4	1800	1480	18
TiO_2	1200		62 [4]
<i>Aspergillus niger</i>	2325	1152	50
<i>Aspergillus niger</i> + Fe_3O_4	1581	245,4	84,5
<i>Aspergillus niger</i> + TiO_2	2325	420	82

Проведенные исследование позволяют сделать следующие выводы:

степень сорбции полученного композитного материала на основе оксида железа превышает 80%, как и его более дорогостоящего аналога на основе оксида титана (табл.).

Очевидно, что использование композита на основе оксида железа является экономически привлекательным вследствие схожих сорбционных способностей при меньшей себестоимости материала.

степень сорбции полученных композитных материалов существенно превосходит по сорбционной способностям самостоятельные сорбенты.

Таким образом, можно говорить о перспективности использования композитных материалов на основе наноматериалов оксида железа, оксида титана и плесневого гриба *Aspergillus niger* для очистки природных и техногенных вод от уранил-ионов.

Литература

1. Горовой Л.Ф., Косяков В.Н. Клеточная стенка грибов – оптимальная структура для биосорбции // Биополимеры и клетка. – Киев, 1996. – Т.12. – №4. – С. 49 – 60.
2. Очистка труб НКТ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://gidroneftemash.ru/face/info.php> (дата обращения: 10.11.2013).
3. ПНДФ 14.1:2:4.38 – 95. Методика выполнения измерений массовой концентрации урана в пробах природной, питьевой и сточной воды люминисцентным методом на анализаторе жидкости «Флюорат – 02- 2М», 2005. – 18 с.
4. Попов И., Попова Л. В поисках разумной энергетической политики // Pro et Contra. – Москва, 2002. – Vol.7, N 1. – С. 33 – 53.
5. Селиверстов А.Ф. Сорбция хитином, хитозаном и хитинсодержащими материалами радиоактивных элементов из водных растворов. Дис. ... канд. хим. наук. – Москва, 2004. – 120 с.
6. Xu, Mingze; Wei, Guodong et al Titanate Nanotubes as a Promising Absorbent for High Effective Radioactive Uranium Ions Uptake // Journal of Nanoscience and Nanotechnology. – 2011. – Vol. 12. – № 8. – pp. 6374-6379.

ПОДВОДНЫЕ ТАЙНЫ АРКТИКИ А.С. Мишунина

Научный руководитель доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

Арктика находится на значительном удалении от большой суши и населенных городов, но именно этим она и привлекает свои взоры. Узнать о жизни Арктики, о ее водах, животных и людях живущих на этих землях возможно лишь благодаря путешественникам и редким очевидцам. Жизнь в мире льдов это работа в самых отдаленных и неблагоприятных местах на планете.

Проблема раздробления полярных регионов широко освещается среди ученых и популяризируется в прессе. Учеными «Нэшнл деографик» предоставлены неопровержимые доказательства, что в полярных регионах потепление происходит в несколько раз быстрее, чем в остальных частях планеты. Если мы потеряем лед, мы рискуем потерять целую экосистему. Морской лед формирует самую основу пищевой цепочки, от которой зависят полярные виды. Это то же самое, что почва для сада [1].

Кто же обитает в глубинах Северного Ледовитого океана и омывающих его морей? Животных приспособившихся к трудным условиям можно сосчитать на пальцах, суровые условия низких температур осложняются многочисленными штормами с высокими волнами, густым туманом и многометровым льдом. В морях Арктики обитают тюлени, моржи, а также несколько видов китообразных: усатые киты, нарвалы, косатки и белухи.

Началом пищевой цепочки служит фитопланктон, он начинает расти на внутренней стороне льда весной, когда солнце возвращается в Арктику. Крошечный зоопланктон питается фитопланктоном. На следующей пищевой цепочке - и ледовая треска, и

могущественный полярный кит, основу рациона которых составляет зоопланктон. Далее идут тюлени, белухи и нарвалы, питающиеся треской. На верхушке пищевой цепочки стоят белые медведи, главная пища которых - тюлени и моржи. Однако среди всего этого морского разнообразия нарвалы стоят как бы в стороне. Эскимосы называют нарвалов китами - «единорогами».

По рассказам Пола Никлена фотографа и исследователя крайних широт Земли, Северного и Южного полюса возвращение нарвалов в Арктике считается одним из самых любимых времен года любого путешественника. После долгих темных месяцев, на протяжении которых дуют сильнейшие ветра, а температуры падают порой до -40, зима уступает место весне. Морской лед, покрывающий пролив Ланкастер, начинает растрескиваться. Пространства с открытой водой, так называемые расщелины, становятся «трассами» для маленьких китов. По этим трассам нарвалы следуют за отступающим морским льдом к своим летним «пастбищам» вокруг острова Баффинова Земля. Место зимовки нарвалов – море Баффина, территория между островом Баффинова Земля и Гренландией. Здесь нарвалы питаются тюрбо – девятикилограммовой плоской рыбой, напоминающей среднего размера палтуса, которая обитает на дне океана, на глубине около 1500 метров. Нарвалы могут нырять на глубину свыше 1800 метров, чтобы поесть этой крупной рыбы. После кормежки животные возвращаются ближе к поверхности и при помощи эхолокации находят узкую расщелину во льду - место, где можно вынырнуть на поверхность и вдохнуть воздуха. Весной нарвалы мигрируют через заполненный колотым льдом пролив Ланкастер в те части моря, которые расположены вблизи острова Баффинова Земля и пролива Принца-Регента. Здесь они уходят глубоко в расщелины и узкие отверстия, где и живут всю весну, лето и осень. Сильная привязанность нарвалов к «дому» заставляет их каждый год почти в одно и то же время возвращаться в одни и те же места.

Десятки китов поочередно поднимаются к поверхности через отверстия, диаметр которых бывает, не превышает одного метра, чтобы подышать. При большом скоплении нарвалам приходится вставать почти вертикально, но и это не вызывает паники, а движения остаются плавными и просчитанными, такими же как их координированные действия во время охоты, когда нарвалы окружают косяки ледовой трески. Сделав один вдох нарвалы снова становятся в очередь, чтобы сделать второй. Различать животных совсем не сложно, все они отличаются различной длиной бивней и шрамами. Когда нарвалы всплывают на поверхность, воздух дрожит от их визжащих голосов и от бесчисленных ударов по льду.

Нарвалы часть исчезающей полярной экосистемы, нарвалы это последние из единорогов.

Пролив Ланкастер - уникальное место: здесь кипит насыщенная морская жизнь, в которой участвует бесчисленное множество морских животных. К сожалению, скоро по этим водам, пока еще изобилующим живностью, пойдут крупные суда и вытеснят обитающих здесь китов и тюленей.

Экологический контроль необходим и в Арктических морях таких далеких от «цивилизации».

Как внимание со стороны человека или его вмешательство могут по-разному влиять на сложившийся жизненный цикл здешних обитателей. Например, для сохранения некоторых видов, возможно, требуется их отлов и разведение, в настоящий момент экосистема находится в хрупком равновесии.

Мы относимся к животным покровительственно, сочувствуя их несовершенству и тому, что они обречены, быть намного ниже нас по развитию. Думая так, мы глубоко заблуждаемся. Потому что животных нельзя сравнить с человеком. В мире более древнем, в мире, устроенном сложнее, чем наш животные это гармоничные и совершенные создания, наделенные особыми чувствами – теми, которых мы лишились или которыми никогда не обладали. Животные способны слышать голоса, которые мы никогда не услышим. Они не наши братья, но и не более слабые существа. Они – представители других «наций» пойманные вместе с нами в сети жизни и времени. Они такие же пленники этой величественной и прекрасной Земли, как и мы.

Литература

1. Никлен П. Полюс. Притягательная красота: пер.с англ.Т. Платоновой. – М.: Эксмо, 2012. – 240 с.

ЗНАЧЕНИЕ МОНИТОРИНГА ИЗМЕНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ЛЬДА
Д.А. Нечаев

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследования ледяного покрова арктических морей ведутся с начала прошлого века и по сей день не теряют своей актуальности. Сейчас Арктика приобретает огромный интерес, в связи с тем, что именно в арктических морях сосредоточены огромные запасы углеводородов (примерно 58% от запасов всего Мирового океана). Но при разработке месторождений наибольшие трудности связаны с характером ледового покрова, который является одним из основных факторов, определяющих доступность и недоступность запасов углеводородов. На данный момент объем доступных запасов составляет немногим более 50% от начального потенциала извлекаемых ресурсов нефти (8 млрд т.) и газа (41,5 трлн м³), при этом необходимая материально-техническая база создана лишь для добычи 5,7 млрд т. нефти и 22,2 трлн м³ газа [3]. Из этого следует, что увеличение значимости освоения арктического шельфа и Арктики в целом ведет к возрастанию востребованности в использовании более современной технике. Стоит заметить, что любое техническое воздействие может привести к изменениям как арктических льдов, так и всей окружающей среды. Чтобы четко понять, какие техногенные последствия могут произойти при дальнейшем развитии событий, необходимо проводить точный мониторинг, который позволит:

1. Исключить процессы, влияющие на климатические и экологические условия.
2. Правильно подобрать новые технологии, которые будут работать в совокупности с экологическими наблюдениями.

Таким образом, мониторинг изменений является одной из основных и приоритетных задач в дальнейшем процессе освоения и изучения Арктики, а результаты, полученные в ходе проведенных исследований, обязательно должны учитываться при разработке новых арктических проектов.

Несомненно, основные климатические изменения состояния ледового покрова Северного Ледовитого океана вызываются процессами в атмосфере и океане, на которые оказывают влияние различные воздействия. Данные воздействия подразделены на внешние и внутренние факторы.

К наиболее важным *внешним факторам* относятся изменения коротковолнового электромагнитного излучения Солнца, поступающего на поверхность Земли, а также колебания солнечной активности, связанные с процессами, происходящими внутри него и приводящими к изменению ультрафиолетовых потоков и магнитного поля Солнца.

К *внутренним факторам*, которые влияют и определяют состояние ледяного покрова Арктики, относятся:

1. *Высокое отражательная способность* (альbedo) снежно-ледяной поверхности, которая усиливает охлаждение прилегающих слоев воздуха и одновременно замедляет таяние и прогрев нижележащих слоев воды. Изменения альbedo варьируется в широких пределах: от 0,98 (для свежеснежного покрова) до 0,1-0,3 (для снежинок, а также сильно загрязненного льда). Чем выше альbedo снежно-ледяной поверхности, тем меньше поглощение солнечной радиации.

2. *Изолирующий эффект морских льдов*, который оказывает прямое влияние на температуру воздуха и воды. Т.е. чем больше толщина ледяного покрова, тем меньше количество теплоты океан может отдавать атмосфере.

3. *Состояние морского ледяного покрова*, оказывающее влияние на характер и интенсивность циркуляции воздушных масс, от которых, в свою очередь, зависит теплообмен между атмосферой и океаном (например, связь между ледовитостью арктических вод и Арктическим антициклоном, который, в свою очередь, влияет на положение траекторий соседних циклонов).

Но стоит заметить, что наряду с чисто природными факторами, влияющими на цикличность изменений ледового покрова Арктики, все большее значение приобретает *антропогенный фактор*, связанный с производственной и жизненной деятельностью человека. К основным угрозам этого фактора относят загрязнение компонентов полярной среды в условиях накопления отходов и поступления загрязняющих веществ. Антропогенный фактор искажает научные прогнозы и предположения об изменениях климата, внося в них значительные корректировки [2, 5].

На основании вышеуказанных факторов можно классифицировать гипотезы, определяющие дальнейшие изменения состояния льдов Арктики:

1. *Гипотезы, предполагающие полное или частичное исчезновение арктических льдов.*

Согласно докладу «Оценка климатических воздействий в Арктике», или ACIA (Arctic Climate Impact Assessment), в разработке которого принимали участие 14 исследователей из девяти стран (в том числе и из России), ожидается сокращение площади морского льда на протяжении всего XXI в. По прогнозам, приведенным в докладе, начиная со второй половины XXI в. ледяной покров океана становится сезонным, так что в конце лета Арктический бассейн полностью освобождается ото льда. Однако отмечается значительная временная и пространственная изменчивость, связанная с непредсказуемыми антропогенными изменениями [2].

2. *Гипотезы, которые противоречат исчезновению арктического льда.*

Один из прогнозов предложил Мотоака Накамура, японский ученый-океанолог. Проанализировав температуру воды на поверхности Гренландского моря с 1957 года и по настоящее время, ученый пришел к выводу, что с 2015 года в Северном полушарии начнется период похолодания. Между тем Накамура честно предупредил, что его модель не учитывает влияние парникового эффекта на глобальное потепление [6].

К аналогичным выводам пришел и российский ученый, завсектор космических исследований Солнца Пулковской обсерватории, Хабибулло Абдусаматов в одной из своих последних статей «Двухвековое снижение солнечной постоянной ведет к дефициту энергетического бюджета Земли и малому ледниковому периоду». В основе его гипотезы лежит снижение солнечной активности. По его прогнозам пик придется примерно на 2055 год, а средний уровень температуры на планете понизится на 1–1,5 градуса [4].

Однако, получение полной картины изменений арктического льда невозможно без рассмотрения всех факторов в совокупности. Для систематического изучения данных процессов существуют следующие методы:

1. Спутниковое пассивное микроволновое зондирование (позволяет получить наиболее длинный ряд данных о состоянии полного ледяного покрова Арктики).

2. Исследования состояния льда и вод арктических морей при помощи различных технических средств.

3. Анализ данных и наблюдений, полученных в результате различных полярных экспедиций.

Результатом синтеза вышеперечисленных методов является составление трендовых моделей, основанных на полученных данных. Наиболее значительные изменения климата происходят в определенных временных интервалах (циклах): полувековые циклы, 20-летние и 10-летние циклы, а также короткопериодные циклы. Так, полувековой цикл позволяет грубо оценить периоды изменения площади льда в течение 50-60 лет. Более короткие циклы (продолжительностью 10-20 лет и короткопериодные циклы) особо важны в связи с проблемой разработки методики ледовых прогнозов (рис.).

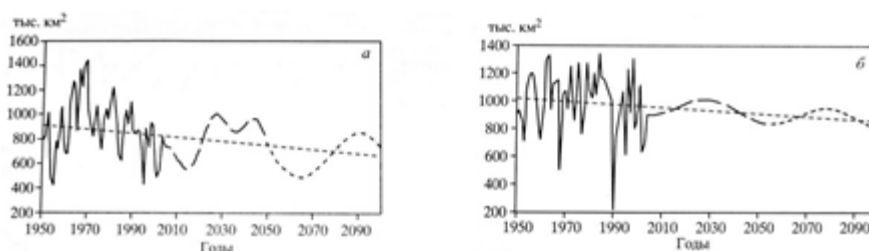


Рис. Прогноз климатических изменений площади арктического льда в западных (слева) и восточных (справа) арктических морях на XXI в. с учетом линейного тренда во второй половине XX в. [5]

Полученные данные позволили выделить три эпохи изменения ледовитости: уменьшение в первой половине XX в., увеличение до начала 70-х годов и последующее сокращение площади льдов в течение трех десятилетий. Следовательно, изменение площади арктических льдов имеет циклический характер, т.е. состоит преимущественно из периодов уменьшения и увеличения ледовитости северных морей [2].

Таким образом, главными направлениями в дальнейшем развитии исследований арктических льдов являются:

1. Усовершенствование уже имеющейся технической базы, а также создание нового оборудования, которое позволит более детально и точно выявить дальнейший процесс изменения льдов Арктики, а также факторы, влияющие на эти изменения.

2. Укрепление международного сотрудничества в решении вопроса мониторинга изменений. Как мы видим, существует множество различных гипотез и предположений, которые выявлены как учеными, так и группами ученых, объединенных в различные организации. Синтез полученных знаний позволит получить еще более точные прогнозы, связанные с изменениями климата Арктики.

3. Систематический анализ совокупности факторов, который приведет к более точным и долговременным прогнозам изменений арктических льдов.

Следуя этим направлениям, человечество сможет минимизировать риски при освоении Арктики в неустойчивых климатических условиях северных морей.

Литература

1. Бондаренко Л.А. Арктическая зона России. Углеводородные ресурсы: проблемы и пути решения / Бондаренко Л.А., Аполонский А.О., Цуневская А.Я. – М.: ИАЦ «Энергия», 2009. – 120 с.
2. Возможности предотвращения изменения климата и его негативные последствия: проблемы Киотского протокола: материалы Совета-семинара при Президенте РАН / отв. ред. Ю.А. Израэль. – М.: Наука, 2006. – 408 с.
3. Дмитриевский А.Н. Энергетические приоритеты и безопасность России (нефтегазовый комплекс) / А.Н. Дмитриевский, А.М. Мастепанов, М.В. Кротова. — М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – 336 с.
4. Фролов И.Е. Научные исследования в Арктике. Т.2. Климатические изменения ледяного покрова морей Евразийского шельфа / И.Е. Фролов и др. – СПб.: Наука, 2007. – 158 с.
5. Нужно заготавливать дрова [Электронный ресурс] // «Взгляд» – режим доступа: <http://vz.ru/society/2012/2/17/562249.html>, свободный (дата обращения: 16.10.2014).
6. Японский ученый заявил, что Северное полушарие с 2015 года ждет похолодание [Электронный ресурс] // МК.RU – режим доступа: <http://www.mk.ru/science/article/2013/07/01/877191-yaponskiy-uchenyiy-zayavil-cto-severnoe-polusharie-s-2015-goda-zhdet-poholodanie.html>, свободный (дата обращения: 16.10.2014).

ПРОЕКТ ШТОКМАН**Г.П. Поворознюк**

Научный руководитель доцент М.В. Буфетова

*Российский государственный геологоразведочный университет им. С.Орджоникидзе,
г.Москва, Россия*

Штокмановское газоконденсатное месторождение (рис.) – это уникальное месторождение природного газа, которое расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря. Проект Штокман является стратегически важным для Российской Федерации. По разведанным запасам природного газа Штокман сегодня входит в десятку крупнейших месторождений в мире, и его запасы оцениваются в 3,9 трлн м³ природного газа. Штокман на длительный срок может укрепить энергетическую безопасность на региональном, европейском и глобальном рынках, поставляя газ, необходимый для удовлетворения растущего спроса на энергоресурсы во всём мире [1].



Рис.1 Местоположение Штокмановского газоконденсатного месторождения

Газ, добытый в рамках Штокмановского проекта, определен в качестве ресурсной базы для поставок голубого топлива по трубопроводу «Северный поток» в страны Западной Европы, а также для производства российского СПГ, который впоследствии будет реализован на западноевропейском и североамериканском рынках.

Проект фактически является основой дальнейшей разработки русского арктического шельфа. Запасы углеводородов в Арктическом бассейне, по некоторым оценкам, достигают 200 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте. Это означает, что Арктика может содержать более четверти еще не разведанных мировых запасов углеводородного сырья. Штокмановский проект открывает собой эпоху промышленного освоения Арктики.

Всё это означает, что Штокмановский проект создаст базу для переноса в Россию современных технологий управления, проектирования и производства промышленной продукции для освоения морских месторождений углеводородов и обеспечит загрузку производственных мощностей российских промышленных предприятий в условиях глобального экономического кризиса и повсеместной геополитической изоляции России, что немаловажно.

Одной из важнейших задач в рамках проекта является привлечение максимального числа российских предприятий. Российские промышленные предприятия, сотрудничая с ведущими мировыми нефтегазовыми компаниями, получают бесценный опыт проектирования и производства промышленной продукции для освоения морских

месторождений углеводородов. Участие российских компаний в освоении первой фазы Штокмановского проекта станет стартовой площадкой для их участия в реализации последующих фаз.

К сожалению, у данного проекта, со временем, может проявиться и отрицательное воздействие, на экологию:

Для того чтобы считать шельфовые проекты в Арктике безопасными, необходимо иметь эффективные технологии ликвидации разливов нефти в арктических ледовых условиях. Это требование и закона, и здравого смысла. Всемирный Фонд Дикой Природы уже несколько лет изучает проблему нефтеразливов в арктических странах. Они пришли к выводу, что если разлив 50–100 т в полярных условиях еще можно локализовать и убрать, то с разливом объемом тысячи или десятки тысяч тонн нефти ни одна из имеющихся в мире технологий и существующих сил реагирования не справится. Яркие примеры такого рода – разлив с *Runner-4* у берегов Эстонии в 2006 году, *Godafoss* у берегов Норвегии и Швеции в 2011 году. В России яркими примерами сложности проведения эффективных аварийно-спасательных работ в условиях низких температур, сильнейших ветров и волнения, огромного удаления от баз в 2011–2012 годах стали катастрофа траулера *Oriental Angel* (2011–2012) и гибель танкера «Каракум». Очередным напоминанием о возможности аварийных разливов нефти стала авария в апреле 2012 года на месторождении «Требса» на побережье Ненецкого автономного округа, когда, по независимым оценкам, за 2,5 суток в окружающую среду попало до 2 тыс. тонн нефти. [2]

Помимо угроз загрязнения Арктики вследствие аварийных разливов нефти есть еще одна актуальная для России экологическая проблема – выбросы в атмосферу загрязняющих веществ и сажи вследствие сжигания попутного нефтяного газа на факелах.

Я считаю, что для более эффективной добычи и сохранения экологической девственности Арктики, сначала необходимо максимально снизить весь возможный вред, который только можно нанести этой уникальной природе.

Если исходить из относительно оптимистичных оценок Международного Экономического Агенства, то оказывается, что арктические запасы не так велики, чтобы считать их «нефтегазовым Эльдorado мира», и достаточно дороги по сравнению с другими источниками. В связи с этим к активному освоению ресурсов Арктики при существенных экологических рисках следует подходить осторожно, тем более что имеются доступные альтернативы – использование попутного газа, развитие газохимии, повышение нефтеотдачи или добыча тяжелой и трудноизвлекаемой нефти и т.д.

Так же, по вполне понятным причинам, есть и противники данного проекта как на Западе, так и в либеральных кругах в нашей стране.

Безусловно, нашему государству сейчас предстоит принять наитруднейшие и важнейшие решения, для обеспечения нашего экономически стабильного и экологически чистого будущего. Нужно принять во внимание все возможные экологические и экономические риски, которые могут ожидать нас в Арктике, и учесть те проблемы которые сложились к сегодняшнему дню в нефте-газодобывающем комплексе нашей страны.

Надеюсь, что принятые на высшем уровне решения, являются единственно верными и не понесут тяжёлых последствий, в том числе и экологических.

Литература

1. Штокмановское газоконденсатное месторождение. – Режим доступа: <http://www.shtokman.ru/>, свободный (дата обращения: 09.10.2014)
2. Экологи опасаются последствий освоения шельфа // Экологическая правда. – Режим доступа: <http://www.eco-pravda.ru/page.php?id=4917>, свободный (дата обращения: 10.10.2014)

**ДЕФИЦИТ ПРЕСНОЙ ВОДЫ КАК УГРОЗА БЕЗОПАСНОСТИ
ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ****А.Л. Семенова, М.В. Алехина**Научный руководитель профессор Н.В. Куликова
Томский государственный педагогический университет, г. Томск, Россия

По материалам Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ) более 2-х миллиардов человек на Земле страдают от дефицита питьевой воды. Это связывают с ростом населения, резким увеличением водопользования, изменением климата и некоторыми другими причинами [3].

Считают, что дефицит пресной воды к середине XXI в. примет глобальные масштабы и приведет к структурной перестройке мировой экономики, способствуя развитию водосберегающих, водоохраных технологий и секторов водоемкой продукции. Учитывая, что в России имеются огромные ресурсы пресной воды, это не только позволит обеспечить коммунально-бытовые нужды населения, но и вызвать экономический рост в стране [5, 6].

Урбанизация увеличивает водопотребление: так суточный расход на нужды жителя города от 100 до 400л, а во многих странах Мира эта цифра составляет лишь 20-30 л. Рост мирового водопотребления (сельскохозяйственное, промышленное и коммунально-бытовое) с середины XX резко увеличился почти в 4 раза и достиг 3500 куб. км/год [4].

Роль пресной воды во всех жизненных процессах очень важна и ее никто не отрицает. Человек на 60%, а растения на 90% состоят из воды и все жизненные процессы в организме происходят только в водной среде. Человек прожить без питья воды может чуть более недели [1].

В настоящее время происходит деградация водных ресурсов за счет повышения содержания различных солей, увеличения числа микроорганизмов и других нарушений гигиенических требований к качеству питьевой воды. В результате этого возникают различные заболевания, что нарушает жизнедеятельность отдельного человека. А на уровне популяции происходит увеличение заболеваемости и повышение смертности населения.

Как пример, на Земном шаре можно привести зоны, где мочекаменная болезнь носит характер эндемии - это районы Средиземноморья, Индии, Китая, Средней Азии, Закавказья, Закарпатья. Считают, что причина увеличения данного заболевания повышенная жесткость воды, обусловленная высоким суммарным содержанием кальция и магния.

Длительное употребление воды с содержанием фтора выше 1,5 мг/л вызывает такую эндемическую патологию, как флюороз. Для флюороза характерна крапчатость и бурая окраска эмали зубов. При более продолжительном употреблении воды, в течение 10-20 лет, с концентрацией фтора 10 мг/л и выше возможны изменения костей и суставов в виде деформации скелета и суставов, склерозирования костей. При долговременном употреблении питьевой воды со скудным содержанием солей фтора (0,5 мг/л и менее) выявлен кариес зубов у половины населения данной местности. Низкое содержание фтора наблюдается в источниках Латвии, Грузии и Белоруссии [2].

По данным Всемирной организации здравоохранения, 80 % всех инфекционных заболеваний в мире связано с неудовлетворительным качеством воды либо с нарушением санитарно-гигиенических норм вследствие ее недостатка. Инфекционные заболевания водной этиологии регистрируются преимущественно в развивающихся странах с низким санитарным уровнем жизни. В настоящее время треть населения земного шара (около 2 млрд. человек) лишена возможности потреблять в достаточном количестве чистую пресную воду. 61% сельских жителей развивающихся стран не могут пользоваться безопасной в эпидемиологическом смысле водой и лишь 13% из них обеспечены канализацией [3].

В хозяйственной деятельности человека пресная вода также необходима при орошении сельскохозяйственных земель для выращивания пшеницы, риса, капусты. Например, для выращивания 1 т пшеницы требуется 1000 куб. м воды. В сельском хозяйстве вода нужна при обслуживании птицефабрик, животноводческих комплексов, теплиц.

Огромное количество воды используется в промышленности при производстве чугуна, стали, бумаги. Например, для производства 1 т бумаги необходимо 200 куб. м пресной воды, на производство 1 т стали расход воды 20 куб. м, 1т химического волокна – более 4000 куб. м. АЭС мощностью 1 млн кВт потребляет около 1,5 куб. км воды в год [8].

Хозяйственная деятельность человека привела к тому, что снижается количество пресной воды на планете. И, как следствие, - мелеют водоемы и реки за счет вырубки лесов. Например, в Томской области в селах, расположенных в районе подземного водозабора, высыхают колодцы. Снижение уровня грунтовых вод уменьшает продуктивность сельскохозяйственных земель, что приводит к снижению урожая сельско-хозяйственных культур.

Все выше перечисленное свидетельствует о том, что человечеству необходимы огромные количества пресной воды. Но по расчетам количество пресной воды составляет лишь всего 2,5% всей воды на планете, а остальные водные ресурсы - это морская вода, имеющая высокую минерализацию.

Также, используемая пресная вода, распределена крайне неравномерно. В Европе и Азии, где проживает 70% населения Земли, мировых запасов пресных вод очень мало. Гидроресурсы нашей страны велики, и по данным Организации объединенных наций (ООН) к 2025 г. Россия вместе со Скандинавией, Южной Америкой и Канадой будут регионами наиболее обеспеченными пресной водой [3]. Однако в России более 80% речного стока приходится на малонаселенные районы Севера и Востока. На Европейской части России проживает около 80% населения и на них приходится всего 20% гидроресурсов [7].

Кроме того, происходит деградация водных ресурсов за счет повышения содержания солей. Увеличение содержания солей в воде чаще всего - это результат вырубки лесов, выпаса скота и распаивания земель. Вода в таких условиях не задерживается в почве и не насыщает ее, а сливается через реки в моря.

Промышленные стоки также способствуют увеличению минерализации вод в водоемах. Водоемы – это сложная экосистема, которая сложилась в течение длительного времени и стремится к состоянию равновесия, самоочищению. А если данное состояние нарушается, то это приводит к гибели организмов, живущих в воде.

Основными процессами очищения считают [7]:

осаждение грубодисперсных и коагуляция коллоидных примесей;
окисление (минерализация) органических примесей;
окисление минеральных примесей кислородом;
нейтрализация кислот и оснований за счет буферной емкости воды водоема;
гидролиз солей тяжелых металлов, приводящий к образованию малорастворимых гидроксидов и выделению их из раствора и др.

Важнейшие характеристики сточных вод сильно влияют на состояние водоемов - это температура, содержание кислорода, минеральный состав примесей, водородный показатель и концентрация вредных примесей. По образованию их делят на [1]:

- бытовые сточные воды - стоки душевых, прачечных, бань, столовых, туалетов, от мытья полов и т.д. Их количество в среднем составляет 0,5-2 л/с. с 1 га жилой застройки города; они содержат примерно 58% органических и 42% минеральных веществ;

- атмосферные сточные воды, или ливневые; их сток неравномерен: 1 раз в год – 100-150 л/с. с 1 га; 1 раз в 10 лет - 200-300 л/с. с 1 га. Особенно опасны ливневые стоки на промышленных предприятиях. Из-за их неравномерности сбор и очистка этих стоков затруднены;

- промышленные сточные воды - жидкие отходы, которые возникают при добыче и переработке сырья. Расход воды при этом исчисляют из удельного водопотребления на единицу продукции.

Главным критерием качества воды и атмосферы в нашей стране являются предельно допустимые концентрации веществ (ПДК). Но они установлены далеко не для всех веществ. Спуск в водоемы новых веществ, ПДК которых не определены, в нашей стране запрещен. Кроме того, часто используют значения ПДК не для сточных вод, а для водоема. Этим часто

пользуются чтобы достичь установленного ПДК простым разбавлением сточных вод. Около половины сточных вод на Земле не подвергается специальной очистке перед сбросом в водоемы. Их обезвреживание заключается лишь разбавлении чистой водой и самоочищении водоемов. Например, сточные воды заводов по производству полиэтилена и полистирола надо разбавлять в 30 раз; сточные воды от производства синтетического каучука - в 185 раз [7].

По оценкам Gleick P.H., если продолжать использовать воду «как обычно», затраты на развитие водного хозяйства (водоснабжение, очистка, канализация, сельское хозяйство, охрана окружающей среды) ежегодно до 2025 г. могут составить 180 млрд долларов США. Но если применять интенсивные технологии, то затраты можно для следующих 20 лет сократить до 10-25 млрд долларов в год [9].

Таким образом, хозяйственная деятельность человека ведет к:

- росту водопотребления;
- сокращению количества воды в водоемах суши;
- исчерпанию самоочищения водоемов;
- деградации природных вод;
- усилению дефицита пресной воды.

Проблему дефицита пресной воды в мире пытаются устранить различными способами: это экспорт воды, создание искусственных водоемов, экономия воды, опреснение морских или соленых вод. Каждый из этих способов имеет свои положительные и отрицательные стороны [4].

Заключение. Дефицит пресной воды угрожает безопасности жизнедеятельности человечества. За счет недостатка пресной воды и ее загрязнения нарушаются санитарно-гигиенические нормы потребления населения, что может привести к росту заболеваемости и увеличению смертности. Дегградация природных вод является результатом снижения продуктивности сельскохозяйственных земель, что в дальнейшем оборачивается повышением стоимости продовольствия и голоданием части населения. Дефицит пресной воды в промышленности нарушает экономический рост стран. Необходимы меры по уменьшению объема используемой воды и улучшению ее качества в природных источниках за счет снижения антропогенного воздействия на них.

Литература

1. Безопасность жизнедеятельности / под ред. Л.А. Муравья. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2002. – 431 с.
2. Биржаков М.Б., Казаков Н.П. Безопасность в туризме. – СПб.: Герда, 2007. – 209 с.
3. Вода для людей, вода для жизни. Доклад ООН о состоянии водных ресурсов мира. – М., 2003. – 36 с.
4. Глобальная проблема нехватки пресной воды [Электронный ресурс]. – Русское географическое общество – режим доступа: <http://www.old.rgo.ru.>2011/09/globalnaya-problema...vody/> (дата обращения: 05.10.2014)
5. Данилов-Данильян В.И., Лосев К.С. Потребление воды: экологический, экономический, социальный и политический аспекты. – М.: Наука, 2006. – 221 с.
6. Данилов- Данильян В.И. Глобальная проблема дефицита пресной воды // Век глобализации.– 2008. – № 1. – С. 45-56.
7. Степановских А.С. Охрана окружающей среды. – М.:ЮНИТИ-ДАНА, 2001. – 559 с.
8. Экологический энциклопедический словарь. – М.: Ноосфера, 2002. – 930 с.
9. Gleick P.H. Global freshwater resources: soft-path solutions for the 21th century// Science. – 2003. – Vol. 302. – pp. 1524-1528.

ПРОБЛЕМА РТУТНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ Р. ИРТЫШ

Р.Р. Шайхитдинов

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Иртыш - самая длинная река-приток в мире. Протекает по территории Китая (525 км), Казахстана (1700 км) и России (2010 км). Площадь бассейна —1643 тыс. км².

Река Иртыш испытывает интенсивную нагрузку от сбросов сточных вод, содержащих загрязняющие вещества. Всего в бассейн реки Иртыш только в 2000 году сброшено со сточными водами около 86390 тыс. т. загрязняющих веществ, в том числе токсичных металлов от предприятий металлургии и горнодобывающей промышленности: Zn – 125,6 т, Cu – 5,48 т, Pb – 0,76 т. Сточными водами только двух очистных сооружений г. Семипалатинска в реку сбрасывается 418,1 т соединений различных металлов. Наиболее сильно загрязнение этого водотока (до 30 %) хромом, цинком, медью, стронцием, никелем.

Основными источниками поступления химических элементов на территории бассейна реки являются обнаженные поверхности горных выработок, их отвалы, хвостохранилища и продуктоохранилища обогатительных фабрик, отвальные продукты и промышленные стоки металлургических, химико-металлургических, химических, машиностроительных, теплоэнергетических предприятий и предприятий стройиндустрии, а также их промышленные выбросы в атмосферу, осаждающиеся впоследствии на земную поверхность.

По многочисленным результатам среднегодовая концентрация загрязняющих веществ в воде р. Иртыш составляет: азот аммонийный – 2,3 ПДК, фенолы – 6 ПДК, медь – 6,6 ПДК, соединения железа – 5 ПДК, цинк – 4,4 ПДК, марганец – 6,8 ПДК.

Важной экологической проблемой также является забор воды Китаем на промышленные и сельскохозяйственные цели. В начале 1999 г. в КНР началось строительство канала для отвода вод Черного Иртыша на Каратайские нефтепромыслы в Синьцзян - Уйгурском автономном районе для питьевого и промышленного водоснабжения, в последнее время стало известно о строительстве новых водохранилищ. По предварительным подсчетам, у китайского канала максимальный водозабор составляет 10-11 % общего объема воды реки, что меньше 12 % предусматриваемых Хельсинскими соглашениями.

Также внимание общества в 1993 году привлекло другое экологическое бедствие - угроза попадания ртути в реку Иртыш. В 1975 году в Павлодарской области, в трех километрах от реки Иртыш, началось строительство химического завода по производству соды и каустика, который уже с момента пуска представлял серьезную угрозу для жителей города: завод был построен в черте города.

В научно-исследовательских центрах Казахстана спроектировали технологические линии на основе ртутного метода, хотя уже в это время существовали более безопасные и совершенные способы разложения соли на хлор и каустик. Но главным для Советского Союза тогда было получение высококачественного продукта при минимуме затрат. Поэтому была выбрана самая "грязная" и опасная для здоровья людей технология - ртутная.

С 1975 по 1993 годы в цехе по производству каустической соды методом ртутного электролиза из-за несовершенства технологий и оборудования было пролито около 1000 тонн ртути.

Первоначально очаг загрязнения включал в себя лишь цех № 31, где ртуть скопилась в грунтах, строительных конструкциях, шлаках, поверхностных и грунтовых водах на глубине более трех метров. Однако часть ее проникла до уровня водоносного слоя и образовала там ореол очень ядовитого хлорного соединения – сулемы.

По данным лабораторных исследований, максимальное содержание ртути было отмечено в скважине, которая находится между заводом и озером Былкылдак. Там оно превышает предельно допустимую концентрацию почти в 14 раз.

Опасность представляет не столько металлическая ртуть или ее пары, сколько ее соединения с неметаллами, которые накапливаются в рыбе, планктоне, водорослях, а так же уже упоминавшиеся соединения с хлором (сулема). Аномально высокое содержание этого химического вещества в организме человека приводит к поражению, прежде всего, центральной нервной системы, а также почек, печени и т.д. Только по официальным данным, за 20 лет 17 работников "Химпрома" получили производственные заболевания, связанные с отравлениями ртутью. В частных разговорах павлодарские врачи называют другую цифру - 250 и более человек.

Эта проблема актуальна не столько для населения Казахстана, сколько для жителей Прииртышья. Ртуть и ее соединения переносятся тальми водами в Иртыш, продолжается накопление этих веществ в донных отложениях.

Естественные процессы вымывания соединений ртути из почвы в Иртыш ускоряются в связи наличием массивного золотвала в непосредственной близости от завода. Химически активные вещества, содержащиеся в золотвале ТЭС, реагируют с ртутью и ее соединениями, а давление массы золотвала на почву влияет на циркуляцию подземных вод.

Летом 2013 года были отобраны пробы воды и донных отложений р. Иртыш. Пробы были проанализированы на содержание ртути в учебно-научной лаборатории Международного инновационного научно-образовательного центра «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета. Содержание ртути в пробах определяли на атомно-абсорбционном спектрометре РА-915+ с зеэмановской коррекцией. Пробы донных отложений анализировали с помощью пиролитической приставки ПИРО-915 (метод пиролиза; предел обнаружения ртути - 5 мкг/кг), пробы воды - с помощью приставки РП-91 (метод «холодного пара»; предел обнаружения ртути - 0,005 мкг/дм³).

Проанализировав природные компоненты на содержание ртути, можем сделать вывод, что концентрация ртути в воде (рис.) по течению р. Иртыш растет, но находится в пределах санитарно-гигиенических нормативов, кроме озера Балкылдак, который являлся отстойником "Химпрома".

По данным омских ученых, с 1997 года экологическая и санитарно-гигиеническая обстановка на "Химпроме" резко ухудшилась. На самой территории предприятия в 9 раз возросло содержание паров ртути в воздухе, увеличилось содержание ртути в грунтовых водах. Зарегистрировано превышение ПДК уже в 1,5 км от очага загрязнения. Кроме того, зарегистрировано присутствие ртути на глубине уже не 3, а 23-25 метров. То есть ртуть активно "расползается" по всем направлениям. Можно предположить, что в случае ежедневного поступления ста килограммов ртути из очага загрязнения в реку Иртыш на водозаборе будет отмечаться 2,25 и более ПДК в течение 25 лет. То есть, время, в течение которого была возможна локализация очага заражения, уже упущено.

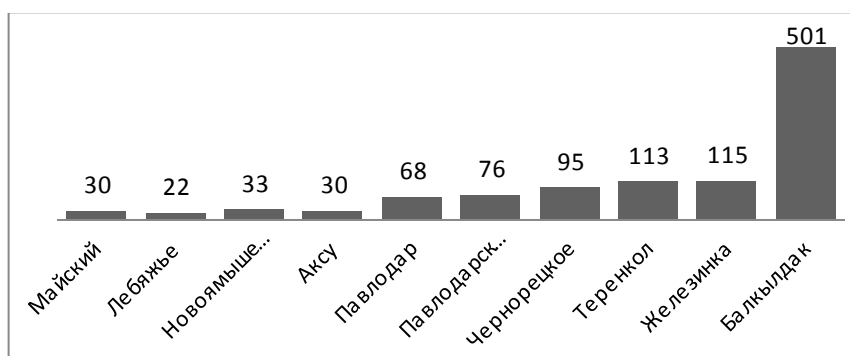


Рис.1 Концентрация ртути в воде р. Иртыш, мг/л

Сейчас проблема ртутного загрязнения Иртыша, наряду со многими другими, находится в ведении Российско-казахстанской комиссии по трансграничным водам.

Проблему активно пытаются решать власти Омской и Павлодарской областей. Но на федеральном уровне она только поднимается, никаких реальных действий пока нет, как нет и никаких обещаний от казахстанского правительства в сторону правительства России. А ведь надо задумываться о том, как полностью ликвидировать очаг ртутного заражения.

Литература

1. Фролова Е.В. Экологические проблемы реки Иртыш // Экология производства. – М., 2006. – № 6. – С. 53-56.
2. Распопов А., Лифантьева Е., Саплинова М. Ртутное озеро движется к Иртышу // Экология и право. – СПб., 2002. – № 7. – С. 23-27.
3. Задорожный А.А. Мутные воды Иртыша // Эксперт Казахстан. – Астана, 2006. – № 24. – С. 80.

Секция 4

**НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ОСВОЕНИЯ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ****РАЗРАБОТКА ГИДРОМОНИТОРНО-ЭЖЕКТОРНОГО ДОЛОТА ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ
КРЕПКИХ ГОРНЫХ ПОРОД ГИДРОАБРАЗИВНЫМ СПОСОБОМ****Ф.Р. Алиев, Д.А. Якушев, В.М. Горбенко**

Научный руководитель ассистент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В последнее десятилетие широкое применение при бурении скважин получили долота, армированные алмазными поликристаллическими резцами и импрегнированные буровые долота. Применение такого породоразрушающего инструмента позволило значительно повысить механические скорости бурения по сравнению с использовавшимися ранее шарошечными долотами. Однако эффективность их использования при разбуривании крепких и очень крепких горных пород ограничивается низкой механической скоростью бурения и быстрым износом инструмента. Кроме того, данные долота сложны в технологическом исполнении, что обуславливает их высокую стоимость. Поэтому актуальность приобретают разработки альтернативных способов разрушения крепких и очень крепких горных пород. Наиболее перспективным из них является гидроабразивный способ разрушения, при котором на забой скважины можно передавать большую гидравлическую мощность, при этом скорости проходки возрастают в 2-3 раза по сравнению со стандартными долотами. Из группы абразивных способов разрушения горных пород наиболее перспективным является гидромониторно-абразивный способ, реализуемый с помощью шароструйных аппаратов, осуществляющих непрерывную циркуляцию шаров в призабойной зоне.

Следует отметить, что данный способ разрушения горных пород ударами шаров был предложен в 1955 г. группой ученых американской нефтяной компании «Картер Ойл К°». Результаты этих исследований освещены в работах И.Э. Эскеля, Ф.Г. Дэйли, Л.У. Леджервурда [3, 7]. Некоторые данные приводятся в работах А.У. Маккрея и Ф.У. Коле [4]. После проведения целого комплекса исследований уже в 1961 Л.У. Леджервурд отмечал, что на достигнутом уровне данным способом можно разрушать породы, однако его применение для бурения скважин нецелесообразно с экономической точки зрения. Одной из главных причин этого являлся сильный износ поверхности снаряда. Отечественные исследователи [1, 5] также утверждали о бесперспективности названного ими ударно-дробового способа.

Однако в работе [6] опубликованы результаты лабораторных и полевых исследований шароструйного бурения, проведенных в 1963-1968 гг. При определенных условиях были достигнуты высокие значения механической скорости (до 20 м/ч) в крепких и очень крепких породах, выявлена возможность надежного управления искривлением скважин. По его словам, сильный износ снаряда можно избежать за счет создания оптимальной скорости вылета шаров, при которой исключаются отскоки шаров от забоя.

В диссертации казахского ученого Заурбекова С.А. 1995 г. [2] были определены рациональные параметры процессов разрушения при шароструйном бурении, на основании чего разработана новая конструкция шароструйного снаряда ШСМ-216. Промышленные испытания показали превышение механической скорости на 20% и проходки на долото на 43% по сравнению с серийными долотами при бурении пород средней твердости.

На основании вышеизложенного, можно отметить ряд преимуществ шароструйного бурения:

возможность реализации на забое скважины большой мощности;

значительная продолжительность рейса, которая будет ограничиваться лишь износостойкостью шароструйного аппарата, т.к. заменять износившиеся шары можно подсыпанием их в скважину;

простота конструкции шароструйного аппарата;
отсутствие необходимости в создании высоких осевых нагрузок на ПРИ;
возможность бурения с малой частотой вращения ПРИ (а также без вращения), что позволяет уменьшить износ бурильных труб, упростить условия для проходки направленных скважин.

Анализ и обобщение результатов работ, посвященных исследованию шароструйного бурения, позволяет прийти к выводу, что оно является довольно перспективным, однако требует проведения дальнейших теоретических и экспериментальных исследований, а также конструкторских проработок, что может позволить выйти на применение в практике буровых работ.

Так, на кафедре бурения скважин Томского политехнического университета была создана установка для абразивного бурения с применением долота гидромониторно-эжекторного типа. В основу разработки был положен принцип разрушения горной породы за счёт непрерывной циркуляции породоразрушающих частиц на забое, осуществляемой при помощи струйного аппарата, приводимого в действие потоком промывочной жидкости.

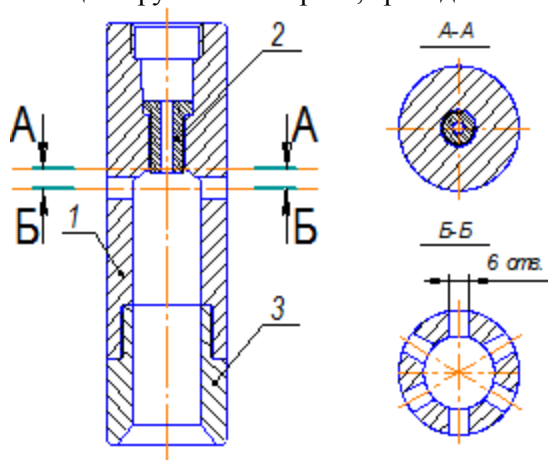


Рис.1 Струйный аппарат гидромониторно-эжекторного долота: 1 – корпус аппарата, 2 – сопловая насадка, 3 – насадка с диффузором

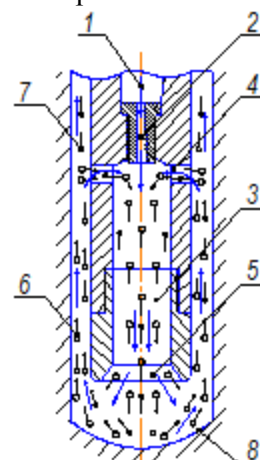


Рис.2 Схема работы струйного аппарата разрабатываемого долота: 1 – камера подвода рабочей жидкости, 2 – сопло, 3 – камера смешения, 4 – впускные окна, 5 – диффузор, 6 – породоразрушающие частицы, 7 – частицы шлама, 8 – разрушаемый материал

Схема струйного аппарата разрабатываемого долота представлена на рисунке 1. Данный аппарат состоит из корпуса 1, сменных сопловой насадки 2 и насадки 3 с диффузором. Сменная сопловая насадка позволяет при необходимости варьировать диаметр сопла, а насадка с диффузором - длину камеры смешения и угол раствора диффузора. Принцип действия данного струйного аппарата следующий (рисунок 2): рабочая жидкость, подводимая к аппарату с большой скоростью, проходит камеру подвода рабочей жидкости 1, ускоряется в сопле 2 и на выходе из него истекает с большой скоростью в камеру смешения 3. При этом в пространстве, окружающем выход сопла с внешней стороны, образуется зона разрежения. В корпусе аппарата выполнены впускные окна 4 (6 шт.), через которые благодаря разрежению происходит всасывание рабочей жидкости со взвешенными породоразрушающими частицами 6 и частицами шлама 7 из затрубного пространства. Далее двухфазная смесь проходит через камеру смешения, где происходит выравнивание скоростей, поступает в диффузор 5 и ударяется о разрушаемый материал 8, осуществляя разрушение.

Для исследования работы струйного аппарата был разработан стенд, схема рабочего узла которой представлена на рисунке 3. С целью фиксации необходимого расстояния от

аппарата до образца материала и обеспечения возможности плавного спуска инструмента в скважину по мере ее углубления был сконструирован механизм подачи долота 4 на основе фрикционной реечной передачи. Для минимизации поперечных колебаний долота вследствие пульсаций давления на насосе между долотом 7 и напорным рукавом 5 установлен тяжелый стальной переводник 6. Для предотвращения перемещений стакана 8 с образцом породы под воздействием высоконапорной струи, в конструкцию основания короба 1 встроены специальные зажимы 2. Для зажима образца горной породы и визуального наблюдения за процессом всасывания частиц был разработан стакан специальной конструкции (рис. 4), состоящий из нижней 1 и верхней 2 частей, прижимного кольца 4, обеспечивающего фиксирование образца 3 к основанию, набора уплотнительных колец 5 для герметизации модели скважины и трубки из оргстекла 6, имитирующей стенки скважины.

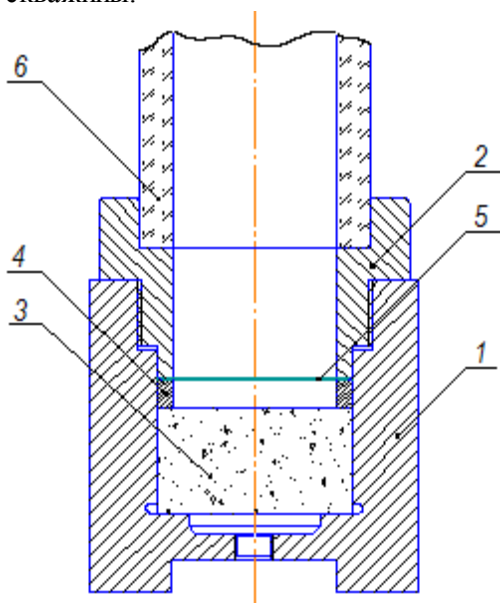


Рис.3 Стакан для зажима образца разрушаемого материала: 1 – нижняя часть стакана, 2 – верхняя часть стакана, 3 – образец разрушаемого материала, 4 – прижимное кольцо, 5 – набор уплотнительных колец, 6 – прозрачная трубка

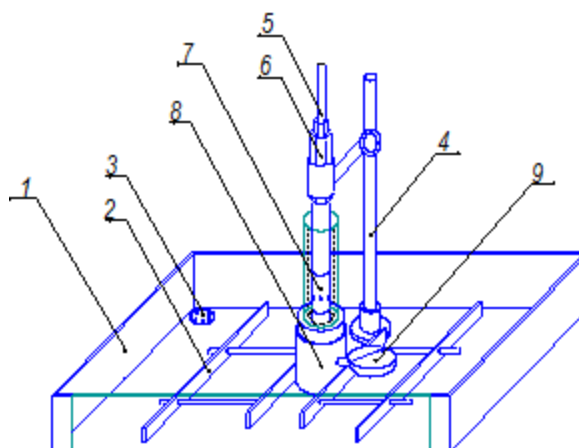


Рис.4 Рабочий узел стенда после модернизации:

1 – контейнер, 2 – зажим стакана, 3 – слив, 4 – механизм подачи долота, 5 – напорный рукав, 6 – переводник, 7 – струйный насос, 8 – стакан, 9 – манометр

С использованием стенда планируется проведение исследований по выявлению влияния различных факторов, влияющих на скорость бурения. А именно: размеры долота (длины камеры смешения, диаметра сопла и пр.), давление, развиваемого насосом, размер частиц «Релита» и их количество, расстояние от долота до забоя, прочностные свойства горной породы.

Первым этапом было определение зависимости механической скорости бурения от расстояния между долотом и забоем. Для этого был проведен комплекс опытов на керамической плитке и массе частиц «Релита», равной 100 г. При этом расстояние между долотом и забоем увеличивалось от 5 до 35 мм с шагом 5 мм, причем с каждым его значением проводилось 3 опыта с последующим усреднением полученных значений механической скорости (рис. 5). По результатам опытов обнаружено, что расстояние между долотом и забоем влияет на диаметр скважины (рис. 6).

Таким образом, экспериментально установлено, что при увеличении расстояния от долота до забоя значение механической скорости бурения и диаметра скважины вначале растет, а потом падает. Это свидетельствует о существовании оптимального расстояния (15 мм в данном случае), при котором наблюдается наиболее эффективное разрушение. Этот результат можно объяснить тем, что при малом расстоянии между долотом и породой скорость частиц «Релита» после всасывания не успевает сравняться со скоростью струи жидкости, а при большом – теряют скорость за счет гидравлических сопротивлений.

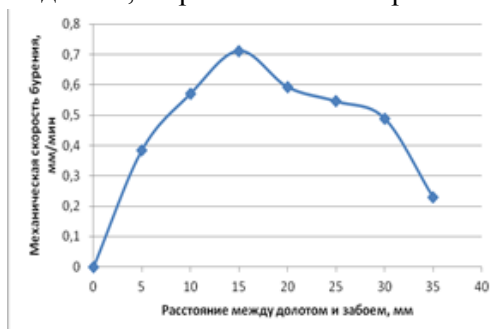


Рис. 5 Зависимость механической скорости бурения от расстояния от долота до забоя

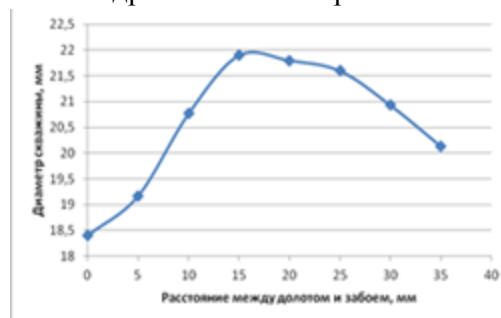


Рис. 6 Зависимость диаметра скважины от расстояния от долота до забоя

Для определения зависимости механической скорости бурения от массы «Релита» был проведен комплекс опытов на керамической плитке при тех же, как и в предыдущем комплексе опытов. Расстояние от долота до забоя выдерживалось равным 15 мм. Причем были проведены две серии опытов с разными длинами камеры смешения. По полученным результатам построены графики зависимости механической скорости бурения от массы «Релита» (рис. 7).

Приведенные графики показывают, что при шароструйном бурении существует оптимальное значение массы частиц, при котором механическая скорость бурения максимальна. Когда количество абразивных частиц в скважине меньше оптимального, порода разрушается при недостаточном количестве ударов, а когда больше – возникает множество соударений между отскочившими от забоя и летящими на забой частицами, что ведет к потере скорости последних.

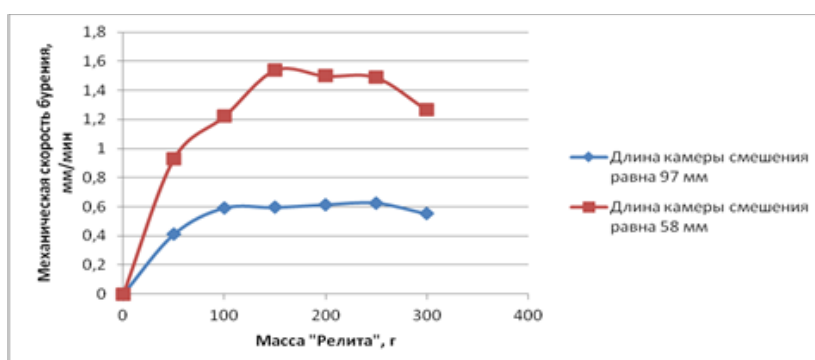


Рис. 7 Зависимость механической скорости бурения от массы «Релита»

В дальнейшем планируется:

Проведение опытов по определению зависимостей механической скорости бурения от геометрических размеров составных частей долота, прочностных свойств горных пород, типа и свойств используемых жидкостей и пр.

Исследование теории работы шароструйных аппаратов, определение механизма разрушения горных пород при шароструйном бурении, выявление основных аналитических зависимостей, характеризующих разрушение пород ударами шаров.

Разработка и апробация долот, способных образовывать акустические колебания, способствующие более эффективному разрушению горных пород (например, при организации слабого внезапного расширения за соплом, при применении сопла с переменным сечением и др.).

Проведение широкого патентного поиска, разработка новых эффективных конструкций долот подобного класса и их патентование.

Разработка технических средств для доставки и извлечения шаров, разработка средств автоматизации и контроля за процессом углубки.

Разработка методики гидравлического расчета промывки скважины при шароструйном бурении.

Литература

1. Воздвиженский Б.И., Васильев М.Г. Буровая механика. – М.: Госгеолтехиздат, 1954 г. – 491 с.
2. Заурбеков С.А. Повышение эффективности призабойных гидродинамических процессов при шароструйном бурении скважин: автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук: 05.15.11 / С. А. Заурбеков. – Алматы, 1995. – 18 с.
3. Леджервуд Л.У. Обзор работ по созданию усовершенствованных способов бурения нефтяных скважин (перевод с англ.). – ГОСИНТИ, 1961. – 258 с.
4. Маккрей Л.У., Коле Ф.У. Технология бурения нефтяных скважин. – Гостоптехиздат, 1963. – 417 с.
5. Сулакшин С.С. Современные способы разрушения горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1964. – 107 с.
6. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
7. Eckel I.E., Deily F.H., Ledgerwood L.W. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits // Transaction AIME. – Vol. 207. – 1956. – p. 135.

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗНОСА ШАРОСТРУЙНО-ЭЖЕКТОРНОГО ДОЛОТА, РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ЕГО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЙ Ф.Р. Алиев

Научный руководитель ассистент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность бурения скважин, особенно в твёрдых горных породах, в значительной степени определяется эксплуатационными показателями породоразрушающего инструмента.

Основным породоразрушающим инструментом при бурении скважин в различных геолого-технических условиях являются алмазные и твердосплавные коронки, а также шарошечные долота. Для их изготовления используются алмазы, твердые сплавы, легированные стали и различные наполнители. Все перечисленные материалы имеют высокую стоимость и относятся к категории остродефицитных, поэтому инструмент из них является достаточно дорогим и заметно влияет на себестоимость бурения скважин [5]. Этим определяется высокая актуальность поиска путей, обеспечивающих повышение его эксплуатационных показателей.

К числу таких показателей можно отнести износостойкость породоразрушающего инструмента, которое является значительным резервом увеличения производительности труда при бурении скважин. Повышение его ресурса резко сокращает затраты времени на непроизводительные операции, увеличивает непрерывность рабочего процесса, снижает энергозатраты и материальные затраты на сооружение скважин.

Недостаточный ресурс породоразрушающего инструмента ограничивает рост производительности и снижение стоимости буровых работ. Повышение его сдерживается

недостаточной теоретической и экспериментальной проработкой новых технологий повышения прочностных характеристик материалов, используемых для изготовления бурового инструмента.

Для изготовления шарошечных долот применяют высоколегированные цементуемые стали 17НЗМА, 20ХНЗА, 17ХН2, 12ХН2 [2]. Вооружение шарошек выполняется из твердосплавных зубков из сплава ВК8В для долот типов К и ТК, а для долот остальных типов стальные зубья наплавляются зернистым твердым сплавом различной крупности. Гидромониторные насадки изготавливают из твердого сплава или металлокерамики. Лапы шарошечных долот изготавливают из штамповок. Шарошки так же, как и лапы, изготавливают из штамповок, выполненных из конструкционной легированной стали.

Твердосплавные пластины и передние грани поверхности лопастей истирающе-режущих долот наплавляются зернистым твердым сплавом релита. Калибрующая рабочая поверхность каждой лопасти армируется твердосплавными резцами пластинчатой и цилиндрической форм, а также наплавляется зернистым твердым сплавом [2].

Лопастные долота работают в очень тяжелых условиях. В условиях работы больших осевых нагрузок и значительных вибраций наиболее важное значение приобретают прочность и износостойкость материалов, из которых они изготавливаются. Лопастные режущие долота выполняют из стали 40Х, 40ХН, 20ХНЗА и других марок. Поверхность долота подвергается армированию из металлокерамических твердых сплавов.

Существующие способы упрочнения твёрдых сплавов и композиционных алмазосодержащих материалов из-за большой сложности и малой эффективности не нашли широкого применения при создании породоразрушающего инструмента. Практически отсутствуют способы повышения износостойкости серийно выпускаемого инструмента [5]. Поэтому создание породоразрушающего инструмента с высокими эксплуатационными показателями является актуальной проблемой и её решение станет существенным резервом дальнейшего роста эффективности буровых работ.

Так, по-моему мнению, наиболее перспективным способом бурения, отвечающий на все требования при строительстве скважин, является шароструйный способ бурения с применением шароструйно-эжекторных буровых снарядов. Работу, технологические, а также технические процессы снаряда проводят на базе кафедры бурения скважин Томского политехнического университета, где и была создана установка для абразивного бурения [1]. В основу разработки был положен принцип разрушения горной породы за счёт непрерывной циркуляции породоразрушающих частиц на забое, осуществляемой при помощи струйного аппарата, приводимого в действие потоком промывочной жидкости. На рис. 1 изображена схема работы такого аппарата. Принцип действия следующий: рабочая жидкость, подводимая к аппарату с большой скоростью, проходит камеру подвода рабочей жидкости 1, ускоряется в сопле 2 и на выходе из него истекает с большой скоростью в камеру смещения 3. При этом в пространстве, окружающем выход сопла с внешней стороны, образуется зона разрежения. В корпусе аппарата выполнены впускные окна 4, через которые благодаря разрежению происходит всасывание рабочей жидкости со взвешенными шарами 6 и частицами шлама 7 из затрубного пространства. Далее двухфазная смесь проходит через камеру смещения, поступает в диффузор 5 и ударяется о разрушаемый материал 8, осуществляя разрушение.

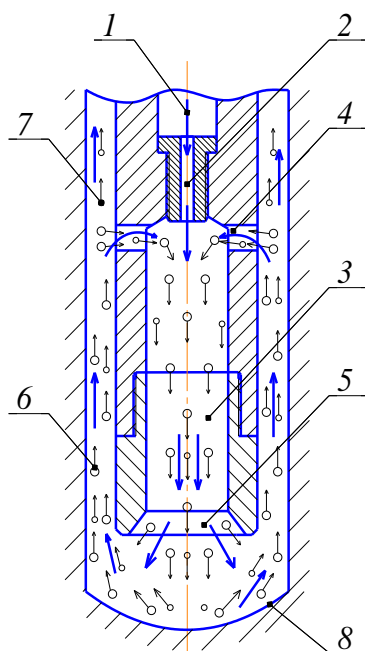


Рис.1 *Схема работы шароструйного аппарата: 1) камера подвода рабочей жидкости; 2) сопло; 3) камера смешения; 4) впускные окна; 5) диффузор; 6) шары; 7) частицы шлама; 8) разрушаемый материал*

Обширные исследования шароструйного бурения проводились в середине прошлого столетия, их анализ позволил выделить ряд преимуществ шароструйного бурения:

- возможность реализации на забое скважины большой мощности;
- значительная продолжительность рейса, которая будет ограничиваться лишь износостойкостью шароструйного аппарата;
- простота конструкции шароструйного аппарата;
- отсутствие необходимости в создании высоких осевых нагрузок на породоразрушающего инструмента;
- возможность бурения с малой частотой вращения породоразрушающего инструмента (а также без вращения), что позволяет уменьшить износ бурильных труб, упростить условия для проходки направленных скважин.

Самым важным звеном при шароструйном бурении является непосредственно сам шароструйный аппарат, так как именно он реализует взаимодействие шаров с породой на забое, создавая необходимые условия и передавая необходимую энергию для циркуляции шаров и осуществления разрушения горной породы. В процессе исследований было проведено значительное количество поисковых работ, а также проанализированы различные конструкции шароструйных снарядов, которые позволили выделить следующие проблемы:

Серьезнейшей проблемой является формирование периферийной части забоя скважины, т.к. он имеет вогнутую форму (рис. 1);

Известно, что для эффективного разрушения горных пород буровой снаряд необходимо располагать на определенном расстоянии от забоя скважины. Поэтому имеет место проблема поддержания оптимального расстояния между долотом и забоем;

Износ наиболее важных составных частей шароструйно-эжекторного бурового снаряда таких, как сопло, диффузор, впускные окна, камера смешения, выходной торец диффузора (рис.2).

Процесс бурения сопровождается постоянным износом шароструйного снаряда, который взаимодействует с шарами, а также происходит износ самих шаров, которые осуществляют процесс разрушения горной породы. На рис. 2 представлены наиболее сильно подверженные износу части шароструйных снарядов.

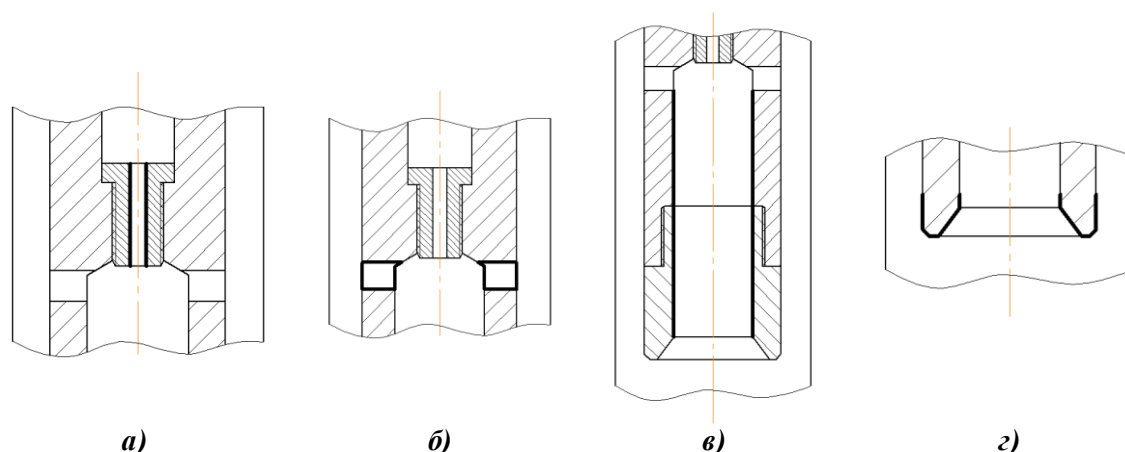


Рис.2 Части бурового снаряда, наиболее сильно подверженные износу (показаны жирной линией): а – первичное сопло; б – впускные окна; в – камера смешения; г – выходной торец диффузора

При этом сильный износ первичного сопла возможен вследствие абразивного воздействия бурового раствора, износ окон всасывания – за счет взаимодействия с шарами и шламом, камеры смешения – за счет кавитационной эрозии, выходного торца диффузора – вследствие отскоков шаров от забоя скважины. Поэтому актуальна разработка мероприятий по уменьшению износа снаряда.

Уменьшить влияние абразивного износа на особенно важные узлы снаряда можно, обеспечив упрочнение поверхности шароструйно-эжекторного бурового снаряда.

Проанализировав различные источники литературы по методам повышения прочностных характеристик металлов, пришел к выводу, что на сегодняшний день имеется достаточно большой опыт упрочнения металлов, твердых сплавов, композиционных материалов, а так же готового металлорежущего и некоторого видов породоразрушающего инструмента с различными физическими способами. Эти методы упрочнения основаны на использовании различных видов энергии: тепловой, механической, энергии заряженных частиц (радиационное облучение) и т.д. Также существуют комбинированные способы упрочнения, для реализации которых используются различные виды энергии.

Детально изучив существующие способы упрочнения породоразрушающего инструмента стало ясно, что более перспективным для повышения эксплуатационных показателей породоразрушающего инструмента являются методы объемного упрочнения материалов. Однако некоторые из них, также как и методы поверхностного упрочнения, имеют существенные недостатки, которые не позволяют использовать их для повышения ресурса породоразрушающего инструмента. Хочу отметить тот факт, что для повышения прочностных характеристик металлов и сплавов наибольшее распространение в различных отраслях промышленности находят термические способы. Способность твердых сплавов к пластическому деформированию можно увеличить не только технологическими приемами в процессе их изготовления, но и изменениями свойств структурных составляющих уже спеченных твердосплавных изделий. Осуществить это можно путем объемной термической обработки при закалке от температур выше 1300 К, которая одновременно повышает прочность, вязкость и сопротивление абразивному износу и делает этот метод упрочнения универсальным [3, 4].

В дальнейшем планируется:

Детально изучить условия работы шаров и шароструйно-эжекторных буровых снарядов;

Проанализировать современные технологии изготовления породоразрушающего инструмента;

Сформировать перечень требований к материалам и свойствам шароструйно-эжекторных буровых снарядов, а также породоразрушающих шаров;

Выбрать технологии изготовления шароструйно-эжекторных буровых снарядов, а также породразрушающих шаров в рамках противоабразивного износа.

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 Шестнадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2013. – С. 263 – 266.
2. Корнилов Н.И., Травкин В.С., Берестень Л.К., Коган Д.И. Породазрушающий инструмент для геологоразведочных скважин. Справочник. – М., Недра, 1979. 359 с.
3. Креймер Г.С. Прочность твердых сплавов. – М.: Металлургия, 1971. 248 с.
4. Лошак М.Г. Прочность и долговечность твердых сплавов. – Киев: Наумова думка, 1984. – 326 с.
5. Рябчиков С. Я. Объемное упрочнение твердосплавного и алмазного породоразрушающего инструмента с целью повышения его эксплуатационных показателей: дис.... доктор. техн. наук. – Томск, 2002. – 309 с

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОМ БУРЕНИИ НА ШЕЛЬФЕ

В.Ю. Афиян

Научный руководитель доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для удовлетворения потребностей в углеводородном сырье, при отсутствии достойной замены нефти и газу как топливу, требуется усовершенствование процесса добычи запасов углеводородов. Для определения возможных мест скопления углеводородов в настоящее время используются геофизические методы исследований – измерение разных физических параметров, которые позволяют определить геологические свойства пород.

ННБ – сооружение скважин при помощи создания угла от вертикали на заданной траектории. В настоящее время объемы наклонно-направленного бурения составляют до 80-90% от общего объема эксплуатационного бурения. Идет постоянное совершенствование технологий и техники сооружения скважин, разрабатываются новые системы интеллектуальной геонавигации.

Наклонно-направленное бурение целесообразно применять при сложном рельефе, сложных геологических условиях залегания пород, многозабойном бурении, при котором этот вид бурения более эффективен, чем другие, для тушения горящих фонтанов. Стоимость сооружения направленной скважины естественно выше, чем вертикальной и обуславливается затратами на искусственное искривление и вывод в заданную точку пласта, а также издержками на проведение профилактики аварий и осложнений, вероятность которых существенно возрастает. С другой стороны, возможность сооружения до 20 скважин с одного кустового основания позволяет окупить указанные затраты за счет экономии на сооружении отдельно стоящих буровых площадок (если рассматривать эксплуатационное бурение вертикальных скважин) и достигнуть наиболее высоких значений цикловой скорости бурения.

Осложнения, которые могут возникнуть при бурении искривленных скважин, очень часто связаны с тем буровым раствором, применяемым для бурения. Недостаточная очистка ствола скважины, увеличенный крутящий момент, зашламление ствола, прихваты бурового инструмента, неустойчивость стенок скважины, недостаточная циркуляция, плохое качество циркуляции и другие проблемы могут возникать, если неправильно подобрать буровой раствор для данной скважины. Опыт бурения горизонтальных скважин, скважин с резким

изменением направления ствола показал, что, прежде всего, необходимо решать основные проблемы, характерные для всех типов скважин, а после решать вопросы, которые имеют непосредственное отношение к искривленным скважинам. Наклонно-направленное бурение и горизонтальное бурение с большим отклонением угла скважины от вертикали имеет аспекты, обусловленные геологическими, технико-технологическими и организационными особенностями. Следовательно, для высоких показателей качества проводки наклонно-направленных скважин с большим отходом забоев от вертикали и с горизонтальным окончанием ствола необходимо использовать комплексный подход к решению задач оптимизации процессов их строительства. Технология промывки скважин влияет на расходы, превышающие 60% прямых затрат на их строительство. Таким образом, вопросы, связанные с совершенствованием технологии промывки горизонтальных скважин, весьма актуальны, так как свойства промывочной жидкости, ее компонентный состав и гидравлика промывки ствола в значительной степени определяют технико-экономические показатели и качество строительства таких скважин.

Основные растворы, используемые при бурении наклонно-направленных скважин в районе Западной Сибири:

Силикатные растворы

Силикатные растворы содержат в качестве ингибирующей добавки силикат натрия. Они применяются для повышения устойчивости ствола скважины при разбуривании осыпающихся пород. Принцип упрочнения сланцев основан на легком проникновении жидкого стекла в трещины и поры стенок скважины, быстром выделении геля кремниевой кислоты, цементирующей поверхность ствола. Растворы не пригодны при разбуривании мощных отложений гипсов и ангидритов.

Силикатный раствор готовят из предварительно гидратированного в пресной воде глинопорошка, в который вводят УЩР, КМЦ, силикат натрия.

Показатели раствора: плотность 1050-2000 кг/м³ УВ= 20-40 с; Ф=4-8 см³/30 мин; СНСj = 9-45 дПа, рН = 8,5-9,5. Оптимальное значение рН, при котором раствор считается термостойким, находится в пределах 8,5-9,5. Повышение структурно-механических характеристик достигается вводом пасты, приготовленной из бентонитового глинопорошка с добавкой УЩР.

Буровой раствор ИКГЛИК - это новый, современный калиевый раствор на водной основе с добавлением гликолей, которые при сравнительно невысокой стоимости существенно меняют технологические свойства буровых растворов на водной основе. Наименование раствора и реагента одинаково - ИКГЛИК. Система ИКГЛИК обладает высокой степенью ингибирования водочувствительных неустойчивых глин. По эффективности эта система приближается к растворам на нефтяной основе со сбалансированной активностью водной фазы.

Система ИКГЛИК предназначена: для бурения в неустойчивых глинах, качественного вскрытия продуктивных пластов, бурения наклонных и горизонтальных стволов большой протяженности.

Благодаря применению раствора ИКГЛИК в неустойчивых глинах можно получать ствол скважины практически номинального диаметра. Для этих целей используются специально модифицированные гликоли. В результате особого экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов. Система ИКГЛИК позволяет полностью предупредить осыпи и обвалы неустойчивых глин.

Состав раствора ИКГЛИК, кг/м³: ХВ - полимер 2-4; ИКГЛИК 2050; КС1 50-100; КОН (NaOH) 1-2; ИКСТАБ 0,2-2; ИКР 10-15; ЭКОПАК - R(SL) 2-4; ИКФАК - 1; ИКБАК - 1; ИКДЕФОМ - 0,2; ИККАРБ-75/150 - 50.

Свойства раствора: плотность 1030-1100 и более кг/м³, условная вязкость 30-50 сек, пластическая вязкость 10-20 сПз, ДНС = 40-100 дПа, СНС_{0/10} = 10 - 20/30-60 дПа, Водоотдача 4-6 см³/30мин (API), рН 9-10.

Система ИКГЛИК совместима с большинством реагентов и материалов, применяемых в буровых растворах на водной основе.

В отличие от растворов на нефтяной основе, ИКГЛИК является экологически чистой системой. Входящие в состав раствора гликоли и другие компоненты нетоксичны.

С применением системы ИКГЛИК снижаются затраты времени и средств на решение следующих проблем: проработки, затяжки и прихваты из-за осыпей и обвалов глинистых пород; предупреждение сальникообразований, затяжек и репрессий при подъеме инструмента; приготовление и обработка раствора; технологические промывки скважины; при высокой степени очистки снижается темп разбавления раствора, а следовательно, сокращается расход реагентов и материалов; при эффективной очистке и низком содержании твердой фазы повышаются показатели работы долот; в стволе номинального диаметра сокращается расход цемента; при отсутствии каверн повышается качество разобщения пластов; значительно сокращаются затраты времени на освоение скважины; по сравнению с растворами на нефтяной основе значительно снижаются затраты на решение экологических проблем.

Ингибирующий калиевый раствор на основе лигносульфонатов

В этом растворе в качестве основного реагента - регулятора свойств (водоотдачи и вязкости) - используется поликонденсированный лигно-сульфонатный реагент ИКЛИГ-2. Отличительная особенность этого раствора состоит в том, что реагент ИКЛИГ-2 обладает универсальным действием: умеренно разжижает раствор и снижает водоотдачу. Особенно эффективна комбинация ИКЛИГ-2 с полисахаридным реагентом ЭКОПАК. Глинистая корка раствора, содержащего лигносульфонатный реагент, отличается низким напряжением сдвига, что очень важно для предупреждения затяжек и прихватов, особенно в наклонных и горизонтальных стволах. Кроме того, этот раствор отличается повышенной термостойкостью (130-140 °С) и стабильностью свойств во времени.

Состав раствора, кг/м³: бентонит 20-30; NaOH 1-2; KCl - 50; ИК-ЛИГ-2 30-40; ЭКОПАК-R(SL) 3-5; ИКДЕФОМ - 0,3; ИКЛУБ 3-5.

Свойства раствора плотность 1080 кг/м³; условная вязкость, 30-40 сек; пластическая вязкость 8-12 сПз; ДНС, 50-100 дПа; СНС_{0/10} = 10 - 20/20 -50, дПа; водоотдача, (API) = 6-8 см³/30мин; рН = 9-10

Основные проблемы при бурении сильно искривленных боковых скважин на месторождениях Западной Сибири:

сложные геологические условия, в частности, высокие забойные температуры (свыше 95°С) и давления;

большие зенитные углы свыше 40° (исходя из задания заказчика);

длина бокового ствола часто превышает 800 м при глубине бурения в среднем 3100 м.

Литература

1. Булатов А.И., Пенков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. М.: Недра, 1984, 317 с.
2. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987.
3. Вадецкий Ю.В., Бурение нефтяных и газовых скважин, М., 1967 г.
4. Городнов В.Д. Буровые растворы. – М.: Недра, 1985.
5. Конесев Г.В. Буровые промывочные жидкости. Уфа: УНИ, 1983. 91 с.
6. Паус К.Ф. Буровые растворы. – М.: Недра, 1973 – 304 с.
7. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Буровые промывочные жидкости: Учебное пособие для вузов – Тюмень: Изд-во Экспресс, 2008.-309 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ОРГАНОБЕНТОНИТА В БУРЕНИИ

Ч.Ц. Барадиев

Научный руководитель ассистент А.В. Пахарев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день с развитием технологий наблюдается тенденция числа скважин с горизонтальным окончанием и большим отходом от вертикали. Добыча нефти осуществляется в сложных горно-геологических условиях. Актуальным является вопрос об увеличении дебитов посредством качественного вскрытия продуктивного пласта. Использование растворов на водной при вскрытие продуктивных пластов имеют негативное воздействие на пласт и как следствие на дебиты и на коэффициент извлечения нефти. Одной из передовых технологий для решения этих задач являются растворы на углеводородной основе (РУО) с органобентонитом в частности. РУО может использоваться как для качественного вскрытия, так и для отбора керна с его естественными показателями водонасыщенности и проницаемости в разведочном бурении, и для капитального ремонта скважин на нефть и газ.

В конце 40-х годов в США впервые применили РУО, который готовился на основе сырой нефти, в качестве структурообразователя использовался «Бентон-34». В применении растворы были пожароопасными, реологические характеристики оставляли желать лучшего, использование было весьма затратным. Плюс к этому раствор негативно воздействовал на окружающую среду.

Далее в 70-х, после качественных изменений в рецептуре были разработаны и внедрены инвертные эмульсионные буровые растворы. Дизельное топливо или нефть были дисперсионной средой, минерализованная вода - дисперсной фазой, эмульгатор являлся эмульгатором, а окисленный петролариум - структурообразователем. Недостатком данных растворов были: невысокие структурномеханические свойства, низкая термостойкость (до 90°C).

Решить эти задачи удалось посредством использования органобентонита как регулятора реологических свойств, эффективного структурообразователя. Так же была достигнута высокая термостойкость (до 200°C). Однако в отечественной промышленности внедрение данной технологии оказалось затруднительным, в виду высокой стоимости, и воздействию на окружающую среду.

Важной из проблемой использования данной технологии в России являлась высокая стоимость приобретения структурообразователя за рубежом. Значительный прогресс в использовании РУО наметился в последние годы с налаживанием промышленного производства на отечественном предприятии ООО "Консист-А", органо-фильного бентонита на (органобентонита, аналога «Бентон-34»), являющегося наиболее эффективным структурообразователем и регулятором реологических свойств РУО и одновременно придающего им высокую термостойкость и ряд других положительных свойств.

Таблица 1

Материалы, используемые для приготовления 1 м³ раствора при соотношениях вода/масло 65/35 и 25/75

Материалы	Ед. измер.	Значение
Углеводородная среда	м ³	0,33 – 0,72
Водная фаза	м ³	0,65-0,25
Эмульгатор	м ³	0,02-0,025
Органобентонит	м ³	15-20

Использование отечественного бентонита в отличии от зарубежных, менее затратно. Так же малокомпонентный состав предполагаемых растворов так же снижают затраты. В условиях буровой раствор быстро готовится, легко очищается от выбуренной породы и без затруднений прокачивается. Реологические параметры в процессе бурения регулируются хорошо. Так же органобентонит обеспечивает раствору требуемую вязкость, высокие

смазочные способности, неограниченную солестойкость, большую глиноёмкость, полную коррозионную устойчивость, устойчивость к CO_2 и H_2S , высокую термостойкость и электростабильность, возможность утяжеления раствора до удельного веса 2,2 г/см.

В зависимости от материалов и горно-геологических условий посредством лабораторных проверок уточняется состав раствора (табл. 1). Плотность неутяжеленного раствора может изменяться в пределах от 0,95 до 1,15 г/см³. Зависит от соотношения углеводородной и водной фазы и плотности.

Минерализацией водной фазы, утяжелители (мел, барит, соль и т.д.), дизельное топливо являются регуляторами плотности раствора. Гидрофобизатор используют в случае значительного утяжеления модифицированным баритом.

Соотношением фаз и органобентонитом регулируется вязкость РУО. С добавлением водной фазы вязкость повышается, а с добавлением дизтоплива - снижается.

Органобентонит и эмульгатор обеспечивают низкий уровень фильтрации (отсутствие в фильтрате водной фазы обязательное условие), а так же термостойкость и электростабильность всей системы раствора, глиноёмкость в 20%. Добавкой ЖС7 достигается устойчивость к H_2S . Устойчивость РУО к CO_2 практически неограничена.

При удовлетворительной очистки можно повторно использовать РУО. С помощью CaCl_2 или NaCl достигается минерализация водной фазы. При высокой плотности можно использовать ZnCl_2 .

Перспективность использования раствора на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин была подтверждена в ходе опытно-промышленных испытаний в июле-августе 2012 года на Еты-Пуровском («Газпромнефть-Муравленко») и Вынгапуровском месторождениях («Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»). В испытаниях при проводке горизонтальных скважин использовался раствор на углеводородной основе Megadril. Как рассказал заместитель начальника управления строи-тельства скважин, начальник службы инжиниринга «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» Дмитрий Черкасов, на Вынгапуровском месторождении испытания прова-дились на базе двух скважин: «Одним из условий испытаний было бурение горизонтальных скважин, общая длина которых могла достигать более 200 м, под большим углом в неустойчивых отложениях. Главная задача, поставленная перед испытателями, — не допустить обрушения ствола скважины за счет оптимизации химического состава промывочной жидкости — успешно решена». В результате испытаний было подтверждено изначальное предположение, что раствором, полностью удовлетворяющим поставленным задачам, станет РУО на основе минерального масла, рецептура которого была разработана компанией M-I SWACO.

Испытаниям на месторождениях компании предшествовали масштабные исследования различных рецептов буровых растворов в лаборатории «Газпромнефть НТЦ». В итоге было разработано несколько оптимальных вариантов промывочной жидкости для бурения длинных горизонтальных участков в сложных горно-геологических условиях Вынгапуровского месторождения. Первичный анализ проведенных испытаний показывает, что инновационные разработки, впервые используемые на месторождениях «Газпром нефти», оправдывают заявленные показатели эффективности. Например, применение промывочных жидкостей с олеофильной фильтрационной коркой (система Flo-Thru), уже опробованных в ходе проведенных испытаний, дает сокращение времени на освоение скважины до одних суток. В среднем по скважинам, освоенным с применением инновационной технологии, фиксируется увеличение дебита на 5%. При этом общие затраты на бурение и освоение скважины увеличиваются всего на 1%.

В то же время эксперты обращают внимание на некоторые сложности, с которыми неизбежно придется столкнуться при масштабном применении новых растворов в ходе бурения и освоения скважин. Для внедрения и масштабного применения растворов на углеводородной основе, промывочных жидкостей с олеофильной фильтрационной коркой, высоко ингибирующих систем требуется дорогостоящее оборудование, которое обеспечивает экологически безупречную систему очистки и циркуляцию жидкости.

Значительны затраты и на новейшие химические реагенты, которые отечественная промышленность практически не выпускает.

Литература

1. Калинин В. Раствор инноваций//Сибирская нефть серия "Газпром-нефть". – М.: 2013. – №1/98. – с. 38.
2. Бродский Ю.А, Файнштейн И.З. Качественно вскрыть продуктивный пласт поможет буровой раствор с органобентонитом // Нефтегазовая вертикаль - М.: 2002. – №5. – С. 56 – 58.
3. Бродский Ю.А., Файнштейн И.З., Заворотный В. Буровые растворы на углеводородной основе с применением органобентонита// Нефть и капитал. – №7. – 2003.
4. Беспанеева З. Л. Новые органоглины и полиэтилен-слоистосиликатные наноккомпозиты/ Автореферат дисс. на соискание канд. техн. наук. – Нальчик, 2011.

АНАЛИЗ ПРИЧИН ПРИХВАТОВ ПРИ СООЖЕНИИ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ И СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ

А.А. Барышников

Научный руководитель ассистент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема предупреждения и ликвидации прихвата бурильных и обсадных колонн является одной из самых актуальных тем в современном бурении. К сожалению, даже при использовании современных технологий и оборудования для сооружения скважин, практика бурения нефтегазовых компаний часто сталкивается с таким осложнением, как прихват бурильной колонны. По данным буровых компаний самым распространённым осложнением во время бурения является прихват бурового инструмента. Количество прихватов бурильной колонны ежегодно остается высоким. На долю прихватов приходится более 60% от общего числа осложнений, возникающих при ведении буровых работ, при этом 40% скважин, в которых произошли прихваты, пришлось ликвидировать или перебуривать.

Буровые компании ежегодно несут большие убытки по причине прихвата бурильного инструмента вследствие:

- потери времени на его ликвидацию;
- потери части бурильной колонны;
- необходимости бурения бокового ствола в обход оставленного в скважине инструмента;
- потери скважины.

Прихваты можно разделить на две большие группы: 1) механический прихват, возникающий вследствие зашламовывания ствола, обрушения стенок скважины, заклинивания инструмента по геометрическим причинам; 2) дифференциальный прихват.

Основными причинами прихвата бурильных и обсадных колонн являются [1,3,4,8]:

Непосредственный контакт некоторой части бурильных и обсадных колонн со стенками скважины в течение определенного времени.

Резкое изменение гидравлического давления в скважине в результате выброса, водопроявления или поглощения бурового раствора.

Нарушение целостности ствола скважины, вызванное обвалом, вытеканием пород или сужением ствола.

Образование сальников на долоте в процессе бурения или во время спуска и подъема бурильного инструмента.

Заклинивание бурильной или обсадной колонны в желобах, из-за попадания в скважину посторонних предметов, заклинивания нового долота в суженной части ствола из-за выработки по диаметру предыдущего долота.

Оседание частиц выбуренной породы или твердой фазы глинистого раствора при прекращении циркуляции бурового раствора.

Неполная циркуляция бурового раствора через долото за счет пропусков в соединениях бурильной колонны.

Преждевременное схватывание цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов.

9. Отключение электроэнергии или выход из строя подъемных двигателей буровой установки.

В практике бурения нефтяных и газовых скважин можно выделить общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов [7,8,10,11]:

Использование высококачественных буровых растворов, дающих тонкие плотные корки на стенках скважины;

Обеспечение максимально возможной скорости восходящего потока бурового раствора;

Обеспечение полной очистки бурового раствора от обломков выбуренной породы;

Регулярное прорабатывание в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;

Утяжеление бурового раствора при вращении бурильной колонны;

Отслеживание температуры раствора, так как ее резкое снижение свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота;

При вынужденных остановках необходимо через каждые 3–5 мин расхаживать бурильную колонну и проворачивать ее ротором;

При отсутствии электроэнергии подключить аварийный дизель-генератор и бурильную колонну периодически расхаживать;

Использование профилактических добавок в утяжеленные буровые растворы: нефть (10–15 %), графит (не более 0,8 %), поверхностно-активные.

В практике бурения применяют ряд методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн:

Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируют путем расхаживания (многократное, чередуемое опускание и поднимание колонны) и проворачивания ротором бурильной колонны.

Установка нефтяной, водяной или кислотной ванны.

Гидроимпульсный способ (ГИС) рекомендуется для ликвидации дифференциальных прихватов, при заклинивании колонны в желобе и прихватов, которые возникли при подъеме бурильной колонны [2].

Освобождение бурильной колонны взрывом торпеды из детонирующего шнура (ТДШ), освобождение прихваченной бурильной колонны методом «встряхивания», а также для облегчения отвинчивания резьбового соединения труб, находящихся выше места прихвата [8].

Для освобождения прихваченного инструмента используют также яссударный (ЯУ), предназначен для нанесения осевых ударов по бурильному инструменту.

Ясс ударно-вибрационный (ЯУВ), предназначен для освобождения прихваченного бурильного инструмента нанесением по нему осевых ударов, направленных сверху вниз, или же созданием вибрации в колонне вращением бурильного инструмента под натяжением [9].

Одним из новых методов ликвидации прихватов является, использование поверхностно-активных добавок для увеличения эффективности жидкостных ванн. Компания «M-I Drilling Fluids Company», предлагает линию продуктов для добавления в жидкостные ванны с целью освобождения дифференциальных прихватов «PIPE-LAX». Данные поверхностно-активные добавки отлично зарекомендовали себя при ликвидации

прихватов в Западной Сибири, в состав линейки добавок «PIPE-LAX» входят: («PIPE-LAX»; «PIPE-LAXW»; «PIPE-LAXENV»)[5].

На основании исследований, проводившихся в лабораториях компаний «ССК» и «СГК»[6]; были получены результаты, представленные в табл. 1–5 свойств.

Таблица 1

Физико-химические свойства смазочных добавок

Наименование реагента	Внешний вид	Запах	Плотность, кг/м ³ , при 20 °С	Вязкость, сСт, при 20°С	Вязкость, сПз, при 20 °С
«PIPE-LAX»	Густая жидкость Темно-коричневого цвета	Специфический, олифы	-	3698,24	-
«PIPE-LAX W»	Маловязкая жидкость темно-коричневого цвета	Специфический, олифы, резкий	877	8,68	7,61
«PIPE-LAX ENV»	Вязкая жидкость грязно-желтого цвета	Специфический, олифы, нерезкий	1000,4	87,77	87,81

Таблица 2

Определение вспенивающей способности

Наименование реагента	Количество добавляемого реагента, %	Время перемешивания, мин	Объем до и после перемешивания, мл	Увеличение объема, %	Объем после отстоя в течение 1 ч, мл
«PIPE-LAX»	1	1	101/110	8,91	110
«PIPE-LAX W»	1	1	101/104	2,97	104
«PIPE-LAX ENV»	1	1	101/102	0,99	102

Таблица 3

**Влияние реагентов PIPE-LAX на основные и смазочные свойства
естественного бурового раствора**

Обработка раствора	Свойства раствора									
	УВ, с	ρ кг/м ³	pH	ПФ см ³ /30 мин	К, мм	η, мПа·с	τ ₀ , дПа	СНС 1/10, дПа	Ктр	Противо-прихватные св-ва
1. Исходный буровой раствор (ИБР)	29	1157	9,45	17	1,5	5	12	8/10	0,231	68,79
2. ИБР+ 0,1% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	10	7/10	0,176	-
3. ИБР+ 0,3% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	11	7/11	0,176	42,30
4. ИБР + 0,5% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	10	7/10	0,156	38,00
5. ИБР+ 0,7% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	10	7/10	0,105	26,40
6. ИБР+ 1,0% PIPE-LAX	29	1157	9,30	16,0	1,5	4	10	7/10	0,090	29,20

Таблица 4

Интенсивность пропитки фильтровальной бумаги в различных средах

Среда	Время пропитки на см ² пористой среды, с	
	сухой фильтр	влажный фильтр
PIPE-LAX	51	77
PIPE-LAX W	307	1700
PIPE-LAX ENV	160	959
Нефть	2400	7140
Нефть + 2,5% PIPE-LAX	1028	1040
Нефть + 2,5% PIPE-LAX W	309	1810
Нефть + 2,5% PIPE-LAX ENV	1710	2720

Таблица 5

Степень проникновения жидкости в глино порошок

Исследуемая среда	Объем пропитки
	уплотненного бентонитового порошка за 10 мин, см ³
Реагент PIPE-LAX	1,5
Нефть	0,2
Нефть + 2,5% PIPE-LAX	0,6

На основании результатов, полученных в ходе лабораторных исследований компаниями «ССК» и «СГК», можно сделать следующие выводы:

Применение реагентов группы «PIPE-LAX» приводит к увеличению эффективности противоприхватных свойств (низкое содержание твердой фазы, малой фильтрацией, вязкость, СНС, высоким ингибирующими и смазочными свойствами, стабильностью, поддержкой липкости глинистой корки) растворов.

«PIPE-LAX» – это, в сущности, лучший из всех известных малотоксичный состав для освобождения прихваченной колонны буровых труб вследствие воздействия дифференциального давления.

«PIPE-LAX» легко смешивается и приготавливается. Для этого необходимо лишь правильно взвесить материал, чтобы получился раствор необходимой плотности.

«PIPE-LAX» выполняет также роль эффективного смазочного материала.

Эффективность «PIPE-LAX» равна эффективности токсичных растворов для освобождения прихваченных труб на основе углеводородов.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин, 2000г – 679 с.
2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
3. Каменских С.В. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: метод. указание / С.В. Каменских, А.С. Фомин. – Ухта: УГТУ, 2010. – 40 с.
4. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов: В 2-х частях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 413 с.
5. Петров Н.А., Давыдова И.Н., Попов А.Н. Исследование зарубежных лубрикантов и эмульгаторов в качестве смазочных добавок промысловых растворов // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2012 – №5 – С. 405 – 418.
6. Промысловые данные буровых компаний ЗАО «ССК» и ООО «СГК-Бурение».

7. Рязанов В.И. Осложнения при бурении скважин: Курс лекций //Томск: ТПУ, 2013. – 71с.
8. Сеид-Рза М.К., Шерстнев Н.М., Бабаев О.А. и др. Причины прихватов бурильного инструмента, способы их предупреждения и ликвидации. – Баку: Азернедр, 1975 – 176 с.
9. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 333 с.
10. <http://neftandgaz.ru>
11. <http://www.scriu.com>

РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ В БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ В.В. Барцайкин

Научный руководитель старший преподаватель Н.В. Козлова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Повышение экономической эффективности всегда было коренным вопросом хозяйственной жизни предприятия. Достигается оно с помощью многочисленных факторов, сводящихся либо к увеличению производственного эффекта, например, к росту объемов производства, либо к уменьшению затрат на получение данного производственного эффекта, т.е. снижению себестоимости за счет снижения трудоемкости и материалоемкости производства.

Решающим фактором повышения экономической эффективности является внедрение в производство новой техники и технологий, разработанных с учетом современных требований и предоставляющих выбор альтернативных вариантов производственных процессов. Одним из важных требований, предъявляемых к методам и технологиям, особенно в добывающей промышленности, можно назвать ресурсосбережение и как следствие ресурсоэффективность. В первую очередь это следующие виды ресурсов:

- материальные (как природные, так и созданные человеком средства производства и потребления);
- трудовые (совокупность физических и интеллектуальных способностей человека, используемых в производстве);
- финансовые (для обеспечения капиталовложений);
- временные (ресурсы времени, затраченные на производство единицы продукции).

[5]

Цель работы рассмотреть и сравнить альтернативные способы бурения скважин и сравнить их ресурсоэффективность.

В мире постоянно возрастает объём разведочного и промышленного бурения скважин различного назначения.

По назначению скважины разделяются на:

структурно-поисковые — служат для установления литологии, тектоники, стратиграфии местности и оценки продуктивности пластов;

разведочные скважины служат для нахождения продуктивных объектов, а также для оконтуривания уже разрабатываемых нефтяных и газонасыщенных пластов;

опорные - бурятся для изучения геологического строения крупных регионов, чтобы установить общие закономерности залегания горных пород и выявить возможности образования в этих породах месторождений нефти и газа.

добывающие – их назначение заключается в добычи нефти и газа из недр Земли. К ним также относятся:

а) нагнетательные – предназначаются для закачки в пласт воды, газа или пара с целью поддержания пластового давления. Чтобы продлить период фонтанного способа добычи нефти;

б) оценочные скважины – с их помощью определяют начальную нефтеводонасыщенность и остаточную нефтенасыщенность пласта;

в) контрольные и наблюдательные скважины служат для наблюдения за объектом разработки, исследования характера передвижения флюидов и изменения газонасыщенности пласта. [12]

Поскольку бурение остается основным видом разведки, необходимо его совершенствовать и удешевлять. Особенно, если принять во внимание, что затраты на проведение буровых работ при разведке и поисках полезных ископаемых составляют значительную часть от общих затрат на поисковые и разведочные работы.

Основной наиболее трудоёмкой и затратной операцией при бурении скважин является разрушение горных пород. Скважина — это направленная цилиндрическая горная выработка в земле, диаметр которой мал по сравнению с её длиной по стволу, сооруженная без доступа человека на забой. Бурение скважин – это процесс, в ходе которого разрушаются горные породы, и раздробленные частицы выносятся на поверхность. [10]

Экономическая оценка бурения геологоразведочных скважин зависит от характеристики (состава) буримых пород, способов бурения и от применяемой техники. Для бурения этих скважин применяются различные, главным образом, механические способы бурения.

Механическое бурение, или бурение скважин породоразрушающими инструментами, это бурение при котором горная порода разрушается в результате механического воздействия (резание, раздавливание, скол, истирание) породоразрушающего инструмента на породу забоя. Разделяют следующие виды механического способа разрушения пород:

ударное или канатное бурение. Его особенность – большие временные затраты и ограниченная глубина бурения. Заключается в измельчении породы за счет подъема и бросания тяжелого плоского ударного инструмента и ударной штанги, на конце которой привязан канат. По мере углубления ствола скважины, он облицовывается обсадной колонной, для предупреждения обрушения стенок скважины. Очень трудоёмкий, в настоящее время редко используется;

роторное бурение. Наиболее распространенный метод при бурении добывающих и разведочных скважин;

роторно-ударное бурение. Это комбинация роторного и ударного бурения. Роторный бур использует циркулирующую гидравлическую жидкость для управления механизмом, похожего на большой молот. Он производит серию быстрых ударных толчков, которые позволяют и бурить и пробиваться сквозь землю;

электробурение и турбобурение. Обеспечивают большую мощность прямо буровому инструменту за счет установки бурильного двигателя над самим инструментом на забое скважины. [11]

Основным видом бурения при разведке полезных ископаемых в крепких породах является вращательное и ударно-вращательное бурение, до недавнего времени широко использовались шарошечные долота. Сегодня предприятиями используются буровые долота с поликристаллическими алмазными режущими (долота режущие – скальвующего действия).

Механический способ бурения обладает рядом безусловных достоинств. В первую очередь это возможность отбора образцов пород для их изучения и составления геологического разреза, возможность бурения скважин в заданном направлении, а также благоприятные условия вскрытия и исследования подземных горизонтов.

К недостаткам механического бурения можно отнести:

износ дорогостоящих рабочих элементов породоразрушающих инструментов, приводящий к необходимости его замены, особенно при бурении крепких и очень крепких горных пород;

низкий коэффициент использования энергии, уменьшающийся с увеличением глубины скважины, если двигатель расположен на поверхности земли. Этот недостаток привел к созданию забойных двигателей (турбо - и электробуров), у которых двигатель установлен в скважине над породоразрушающим инструментом;

низкие скорости проходки скважин;

особой проблемой является проходка скважин большого диаметра (более 300мм).

Кроме того, бурение скважин долотами любого типа имеет достаточно высокую аварийность, существенно снижающую производительность буровых работ, можно предположить, что применение долот, даже алмазных истирающего типа сократится до минимума, что приводит к необходимости проведения исследований по выявлению альтернативных способов бурения, особенно в крепких горных породах. Примером одного из перспективных направлений являются исследования в области шароструйного бурения, проводимые на кафедре бурения скважин ТПУ. [8]

Также в ТПУ ведется поиск других физических «бездолотных» способов разрушения горных пород при бурении, например, электроимпульсный способ бурения скважин.

Полное название этого способа, открытого и разрабатываемого в ТПУ - электроимпульсный способ разрушения твёрдых диэлектрических и полупроводящих материалов. (Свидетельство на открытие № А-122 от 29.04.1998 с приоритетом от 14.12.1961 / А.А. Воробьев, Г.А. Воробьев, А.Т. Чепиков. Закономерности пробоя твердого диэлектрика на границе раздела с жидким диэлектриком при действии импульса напряжения). Способ основан на обнаруженном эффекте превышения электрической прочности жидких диэлектриков и воды над прочностью твёрдых диэлектриков и горных пород при времени до пробоя 10^{-6} с и менее. [2]

Разрушение породы происходит посредством откалывания крупных кусков породы, что обеспечивает высокую эффективность превращения энергии, низкий уровень энергопотребления и большой объем разрушения. Последовательность внедрения заряда на забое контролируется автоматически, что исключает необходимость вращения буровой коронки и других частей механической системы. Все это позволяет изготавливать компоненты бурового устройства из обычной стали. Разрушающая способность буровой коронки рассчитана на не менее, чем 1000 м. Форма поперечного сечения скважины может быть различной, в зависимости от расположения электродов на коронке. Особенностью электроимпульсного метода является значительная скорость бурения при увеличенном диаметре скважины.

Когда высокое напряжение подается на породу, погруженную, в изоляционную жидкость разряд проходит через эту породу и разрядная плазма разрушает её. Данный процесс можно определить как электроразрыв породы. Используя этот метод, можно разрушить практически любую породу, за исключением лишь той, что обладает высокой электропроводностью.

Система электроимпульсного бурения состоит из трех основных подсистем, таких как само буровое устройство, источники импульсов высокого напряжения и система промывки. Важным фактом является то, что составные компоненты этих систем производятся в настоящее время промышленностью и их производство не требует переналадки существующих технологических процессов. Колонна буровых труб предназначена для спуска буровой коронки на забой, передачи энергии от энергонакопительного элемента к буровому наконечнику и выноса разрушенной породы на поверхность. Буровой наконечник диаметром 270 мм приведен на рисунке 1. Самым важным элементом бурового устройства является твердый изолятор.[6]

В литературе приводятся результаты эксперимента, проведенного в НИТПУ Важовым Владиславом Федоровичем и группой других ученых на разрушение горных пород механическим и электроимпульсным методом. Был разработан образец бурового наконечника, совмещающий в себе электродную систему для электроимпульсного разрушения и резцы для механической обработки всей поверхности забоя. Диаметр наконечника – 200 мм. Расстояние между электродами 22 мм. Частота следования импульсов - 2 имп/с. Конструкция бурового наконечника предполагает первичное разрушение горной породы электрическими разрядами, а вторичное – резание её механическими резцами. Высота резца 6,0 мм. Сила давления на наконечник составляла 7200 Н. В качестве жидкости использовалась деионизованная вода. Количество воздействующих импульсов, разрядные напряжения и токи фиксировались осциллографом Tektronix.



Рис.1 Буровой наконечник: 1 – высоковольтный электрод; 2) – заземленный электрод; 3) – изолятор бурового наконечника; S – расстояние между электродами.

При механическом бурении образуется скважина диаметром 200 мм. Глубина разрушения за один оборот образца составила для песчаника 1 мм, для гранита 0,14 мм, что в 7,14 раза меньше, чем для песчаника в связи с высокой механической прочностью гранита.

Электроимпульсное бурение осуществлялось на тех же образцах песчаника и гранита, что и при механическом бурении. Осевое давление на буровой наконечник отсутствовало, что исключало механическое разрушение поверхности забоя. Поскольку при электроимпульсном воздействии на горную породу имеет место существенная шероховатость поверхности, то глубина разрушения оценивалась по средней величине, которая для песчаника составила 3,6 мм, что в 3,6 раза больше, чем при механическом бурении. Для гранита глубина бурения составляет 1,78 мм, что только в 2 раза меньше, чем для песчаника. А глубина бурения увеличилась в 12,7 раз.

Комбинированное бурение проводилось на тех же образцах после выравнивания поверхности механическим способом и при тех же условиях, которые отмечены выше. Глубина комбинированного бурения за один оборот образца для песчаника составила 5,7 мм, что в 5,7 раза больше, чем при механическом бурении, и в 1,58 раза больше, чем при ЭИ бурении. Для гранита глубина комбинированного бурения составила 2,95 мм, что в 1,93 раза меньше, чем для песчаника. Но в сравнении с механическим бурением гранита глубина возросла в 21,1 раза, а при сравнении с ЭИ бурением - в 1,66 раза, что ещё раз подчеркивает меньшую зависимость ЭИ составляющей комбинированного бурения от механической прочности горных пород. [3]

Процесс бурения скважины электроимпульсным методом включает в себя такие основополагающие шаги как проходка (разрушение) породы, вынос разрушенных кусков на поверхность. Разрушенная порода выносится с помощью жидкости, которая часто используется для выноса породы в горных выработках. Такая жидкость должна быть электрически изоляционной, но может быть различной по составу, включая обыкновенную воду.

Область применения электроимпульсного бурения это бурение геотермальных скважин, глубоких скважин на нефть и газ, скважин под опоры мостов и вентиляционных шахтных скважин. Электроимпульсная технология бурения может применяться для геологической съемки и разведки, в строительстве и горнопроходческих работах. Данная технология может использоваться для бурения в проходке крепких и очень крепких горных пород, в мерзлом грунте. Электроимпульсный способ бурения может применяться там, где существует затрудненность по передаче вращательного движения породоразрушающему инструменту и шахт диаметром 5м и более. Опытная установка была испытана в полевых условиях в различных регионах и на различных горных породах. Оборудование показало более высокую эффективность по сравнению с обычными механическими методами. Это выразилось в таких показателях как снижение временных затрат на замену буровой коронки и как следствие, увеличению производительности проходки скважин.

Основные преимущества метода электроимпульсного бурения включают следующее: преобразование электрической энергии конденсаторов в механическую работу разрушения происходит непосредственно в разрушаемом материале без промежуточных этапов, обеспечивая высокую производительность и низкое энергопотребление;

возможность концентрировать высокую энергию на забое и контролировать её в зависимости от условий бурения;

буровой наконечник является износостойким, нет необходимости в его замене. Это приводит к увеличению технической и промышленной скорости бурения, снижению стоимости работ (другие способы требуют приблизительно половины стоимости работ на буровое оборудование);

нет необходимости во вращение буровой колонны и породоразрушающего инструмента, что исключает потерю энергии вследствие трения буровых труб о стенки скважины. Возможно использование тонкостенных (полимерных и композитных) труб;

электроимпульсное бурение осуществляется без вращения бурового снаряда, а разрушение поверхности забоя происходит за счёт автоматического саморегулирования траектории канала разряда между электродами бурового наконечника. [7]

К недостаткам данного метода относится работа с высоким напряжением (свыше 200 кВ), получаемые вследствие взрыва шероховатые стенки скважины, а также крупные куски шлама. Кроме того, технология электроимпульсного бурения находится пока на стадии разработки.

Обобщая сказанное, следует отметить, что наличие альтернатив, возможность выбора способов и методов производства позволяют найти оптимальный вариант, снизить издержки и повысить тем самым ресурсоэффективность производства или проекта.

Литература

1. Брылин В.И. Бурение скважин специального назначения: Учебное пособие. – Томск: Изд – во ТПУ, 2006. – 255 с.
2. Важов В.Ф., Гафаров Р.Р., Дацкевич С.Ю., Журков М.Ю. Электроимпульсный пробой и разрушение гранита. Изд-во ТПУ, 2009.
3. Важов В.Ф., Дацкевич С.Ю., Журков М.Ю., Муратов В.М., Бен Джеффрис. Разрядно – механический способ разрушения и бурения горных пород. Изд-во ТПУ, г. Томск, Россия.
4. Воробьев А. А. Разрушение горных пород электрическими импульсными разрядами.– Томск: Изд-во ТГУ, 1961. – 150 с.
5. Дульзон А.А., Ушаков В.Я., Чубик П.С. Ресурсоэффективность – основа устойчивого развития цивилизации. Известия ТПУ, 2012г.;
6. Сёмкин Б.В., Усов А.Ф., Курец В. И. Основы электроимпульсного разрушения материалов. Спб.: Наука, 1993 – 276 с.
7. Протасов Ю.И. Разрушение горных пород. М.: Изд-во МГТУ, 2001. – 453 с.
8. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
9. Штрассер В.В. Исследование процессов разрушения горных пород ударами шаров, 1966. – 217 с.
10. <http://www.leuza.ru/git/bur/skv.htm>;
11. <http://www.neftyanik-school.ru>;
12. <https://ru.wikipedia.org/wiki/Бурение>.

СИСТЕМНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ АВАРИЙ В БУРЕНИИ**И.С. Борисов**

Научный руководитель: профессор Ю.Л. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью данной работы является классификация аварий в бурении, на основе которой в дальнейшем будет создана база данных для применения методов системного анализа. Применение данной базы данных позволит прогнозировать аварийные и предаварийные ситуации и на ранней стадии выявлять отклонения от технологического процесса строительного скважины и предотвращать аварии.

Классификация аварий в бурении.

На раннем этапе строительства скважин не было организованной системы профилактики и предупреждения аварий. С развитием опыта и технологий буровые компании стали создавать структуры, занимающейся предотвращением и ликвидацией аварий и брака.

Наибольшая эффективность работы достигается при системном подходе к проблеме противодействия авариям. Классификация аварий по степени сходства различных параметров позволяет при противодействии похожих аварий использовать однотипные методы и средства организованной типовой системы, что существенно повышает эффективность противодействия. Кроме того, системный подход при анализе проблемы аварий в целом позволяет выявить такие варианты возможных аварий, которые в любой момент могут оказаться актуальными, но на данный момент кажутся несущественными, и противодействие не организовано должным образом.

Таким образом, для предупреждения и ликвидации осложнений и аварий необходима единая система классификации, расследования и учета аварий, возникающих при бурении скважин. В практике бурения Российской Федерации используются: «Инструкция по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ» [1] и «Инструкция по расследованию аварий, не повлекших за собой несчастных случаев на подконтрольных Госгортехнадзору предприятиях и объектах» [2].

Нарушения непрерывности технологического процесса строительства скважины при соблюдении технического проекта и правил ведения буровых работ, вызванные явлениями горно-геологического характера, такие как поглощение, нефтегазопроявление, выбросы, осыпи и др., а также последствия стихийных бедствий, в отличие от аварий, называют осложнениями. Технологическая сложность процесса бурения обусловлена большим количеством технологических переменных, значения которых в той или иной степени определяют эффективность этого процесса, и множеством взаимодействий между ними, что требует приложения не всегда очевидных управляющих воздействий. Это особенно проявляется в различных технологических ситуациях, от правильности, распознавания которых зависят управляющие воздействия бурильщиков. Эксплуатационная сложность обусловлена технологической сложностью и характеризуется требованием ведения процесса бурения на оптимальном уровне, в пределах установленной системы ограничений. Это усугубляется и тем, что бурильщику для выбора правильного решения необходимо помнить и предысторию процесса бурения за сравнительно длительный период времени.

Характеристики аварий в бурении.

1. Источник аварий.
2. Объект аварии.
3. Масштабы и последствия аварии.
4. Факторы, влияющие на аварии.

Особенности и параметры источника определяют характер и масштабы средств противодействия. Источником аварий может являться буровое оборудование, природные воздействия и субъективные факторы. Прежде всего, это аварии, произошедшие по вине исполнителя трудового процесса, т.е. возникшие по субъективным причинам. К ним относятся аварии, которые произошли по вине исполнителя (самонадеянность или

небрежность). Самонадеянность характеризуется тем, что обязанное лицо предвидит возможность возникновения аварии в скважине, но легкомысленно, безосновательно надеется ее предотвратить. Вина в форме небрежности означает, что обязанное лицо не знало о возможности неблагоприятных последствий своих действий, но по обстоятельствам дела могло и должно сознавать характер своей деятельности, предвидеть возможность аварии в скважине [3].

В связи с тем, что бурение - это технологически сложный вид работ с большим количеством основных и вспомогательных материалов и оборудования, увеличивается количество объектов аварии. В зависимости от объекта аварий выделяют следующие группы:

- 1) аварии с элементами бурильной колонны;
- 2) обрыв бурильных труб;
- 3) аварии с долотами;
- 4) прихваты бурильных и обсадных колонн;
- 5) аварии с обсадной колонной и элементами ее оснастки;
- 6) аварии из-за неудачного цементирования;
- 7) аварии с забойными двигателями;
- 8) падение в скважину посторонних предметов

Все факторы и причины, влияющие на возникновение аварий при бурении скважин, можно разделить на 4 основные группы: технические, технологические, организационные и геологические [4].

Результирующим фактором аварии являются масштабы и последствия, которые можно сгруппировать: по порядку отражения в документе; по времени ликвидации; по категории.

По порядку отражения в документах оперативного и статистического учета (отчетности) аварии делятся на регистрируемые и учитываемые. Регистрируют все аварии, независимо от времени, затраченного на их ликвидацию (включая внутрисменные простои продолжительностью менее 8 часов), а учитывают те аварии, на устранение которых затрачено более 8 часов. Началом аварии следует считать время ее возникновения, а не обнаружения, т. к. по времени они часто не совпадают из-за недостаточной квалификации обслуживающего персонала, а также слабой оснащенности буровых установок контрольно-измерительной и регистрирующей аппаратурой или ее неисправного состояния. Окончанием аварии считается момент восстановления нормальных условий, предусмотренных геолого-техническим нарядом, производственными инструкциями, дополнительными указаниями лиц геолого-технического персонала.

Категории аварий.

Аварии категории I: открытые нефтяные и газовые фонтаны; взрывы и пожары резервуарных парков, компрессорных и насосных станций, подземных хранилищ газа, приведшие к разрушению или уничтожению объекта; взрывы и пожары на нефтегазоперерабатывающих заводах, вызвавшие остановку предприятия, цеха, или восстановительные работы.

Аварии категории II: падение или разрушение вышек, морских оснований в процессе эксплуатации, строительства или перетаскивания; падение элементов талевой системы (кронблок, талевый блок, крюк); взрывы и пожары на буровых объектах, групповых нефтегазосборных пунктах, компрессорных и насосных станциях, приведшие к выходу из строя оборудования, необходимости капитального ремонта его и остановки объекта; взрывы, пожары и загорания на нефтеперерабатывающих заводах, вызвавшие прекращение работы установки (участка) и требующие замены или капитального ремонта отдельных сооружений, машин, агрегатов, аппаратов, сосудов, трубопроводов и товарных резервуаров.

Объекты аварий.

К авариям с элементами бурильной колонны относится оставление в скважине колонны бурильных труб или элементов компоновки низа (переводник, центратор, амортизатор, утяжеленные бурильные трубы, расширитель и т. д.) из-за: поломки или срыва

по резьбовой части поломки по сварному шву; поломки по сварному телу; поломки ведущей трубы и элементов компоновки.

Обрывом называется авария, характеризующаяся нарушением целостности элементов бурильной колонны, находящейся в скважине. Обрывы бурильных труб классифицируются

- по качественно однородным признакам.
- по положению слома относительно нулевой линии (деформации от осевых усилий): в сжатой части бурильной колонны; в растянутой части бурильной колонны;
- по форме обрыва: клиновидный; прямой; фигурный; спиралевидный;
- по месту обрыва: в теле бурильных труб; в резьбовых соединениях бурильных труб; в соединительных переходниках бурильных труб. Различают подвиды: обрыв тела труб в месте нарезки; срыв витков трубной резьбы, деталей замка, муфт и самой трубы; поломка корпуса ниппеля замка; срыв ниток резьбы конуса ниппеля; выкрашивание отдельных витков конуса ниппеля;
- по числу разрушений, возникающих одновременно при поломке бурильных труб: одинарный; двойной;
- по характеру проводимых операций, во время которых произошла авария: при спуске бурового инструмента; постановке на забой; углублении скважины; подъеме бурового инструмента; натяжении или расхаживании бурильной колонны; заклинивании колонны;
- по размещению оборванного конца в скважине: с отклонением от оси в желоба, каверны и пустоты; с расположением параллельно оси скважины;
- по времени обнаружения обрыва: выявленный непосредственно после возникновения; не замеченный своевременно буровой бригадой.

Обрыв бурильных труб ограничен тремя основными разновидностями: слом тела труб в месте нарезки; срыв витков трубной резьбы; обрыв по телу трубы.

С породоразрушающим инструментом происходят следующие аварии:

- алмазные коронки - отрыв матриц; поломка секторов и выкрашивание из них алмазов;
- срыв резьбы; слом тела в резьбовой части;
- алмазные расширители - выпадение алмазосодержащих штабиков; срыв резьбы; слом тела в резьбовой части;
- твердосплавные долота истирающего типа - выпадение твердосплавных резцов (пластин); срыв резьбы; слом тела в резьбовой части;
- шарошечные долота и расширители - отрыв шарошки; скол и выпадение вооружения шарошки (зубьев); срыв резьбы; слом тела в резьбовой части.

Прихватом называется авария в скважине, которая характеризуется частичным или полным прекращением движения бурового инструмента, обсадных труб или геофизических (гидрогеологических) приборов (устройств). Прихваты - одна из самых распространенных, сложных и трудоемких групп аварий в бурении.

Выделяются три основных типа прихватов: породоразрушающие инструменты и колонковые наборы; бурильные колонны; обсадные трубы. Прихваты разделяются на следующие, наиболее распространенные виды.

1. Прихват шламом. Прихваты шламом происходят во время всех операций, когда буровой инструмент находится в скважине, т. е. при спускоподъемных операциях; постановке на забой; наращивании колонны и других остановках инструмента; бурении; заклинивании керна; ликвидации обрыва и т. д.

2. Прихват горными породами. Этот вид прихвата возможен: при нарушении целостности и устойчивости стенок скважин (раскрытие естественных и образование новых трещин; образование каверн и желобов; набухание пород; вытекание и осыпание пород; обваливание и обрушение); прижоге породоразрушающего инструмента; расклинивании керном, растерянным по стволу скважины или оставленным на забое; пересечении старых горных выработок и пустот, заполненных обломочным, сыпучим материалом и др.

3. Прихват глинистой коркой. Этот вид аварии происходит вследствие прилипания бурового снаряда к глинистой корке, образуемой на стенке скважины из-за перепада давления жидкости.

4. Прихват осколками металла породоразрушающих инструментов или отколовшимися кусками муфтовозамковых соединений.

5. Прихват предметами (ключи, гайки, зажимные плашки и пр.), упавшими в скважину.

6. Сложный (комбинированный) прихват, представляющий собой сочетание нескольких разновидностей.

К авариям с обсадными колоннами и элементами их оснастки относятся аварии со спускаемыми, спущенными и зацементированными обсадными колоннами или их частями, вызванные: разъединением по резьбовым соединениям; обрывом по сварному шву; смятием или разрывом по телу трубы; повреждением обсадной колонны при разбуривании цементного стакана, стоп-кольца, обратного клапана и направляющей пробки.

К авариям из-за неудачного цементирования относятся прихваты затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которой спускалась секция обсадных труб или хвостовик; отказ в работе и повреждение узлов подвески секции обсадной колонны, нарушающие процесс крепления и дальнейшую проводку скважины; оголение башмака или недоподъем цемента, если требуются дополнительные работы по устранению нарушений.

К авариям с забойными двигателями относится оставление турбобура, электробура, винтового двигателя или их узлов в скважине вследствие поломки или разъединения с бурильной колонной.

К падению в скважину посторонних предметов относится падение вкладышей ротора, роторных клиньев, ключей, кувалд и других ручных инструментов и приспособлений, с помощью которых проводились работы над устьем скважины.

Технические причины аварий:

1) низкое качество исходного материала, из которого изготовлены буровые установки, технологический, вспомогательный и специальный инструмент, технические средства для гидрогеологических и геофизических исследований в скважинах и другие устройства или их отдельные агрегаты, узлы, детали;

2) применение недопустимо изношенных технических средств со скрытыми конструктивными недостатками или изготовленных (отремонтированных) с нарушением ГОСТ, ОСТ, ТУ;

3) усталость металла, возникающая в процессе эксплуатации под действием различных нагрузок, меняющихся по значению и направлению;

4) использование технических средств, разрешающие способности которых не обеспечивают их индивидуальное или комплексное назначение;

5) низкие эргономические показатели технических средств, особенно при оптимальном распределении функций между человеком и машиной, а также соответствии системы управления и контроля психофизическим возможностям человека, рациональном конструктивном решении рабочего места и т. п.

Технологические причины аварий:

1) неправильный выбор и нарушение рациональных параметров режима бурения (осевая нагрузка, частота вращения, расход промывочной жидкости) и параметров процесса бурения, включая механическую скорость, крутящий момент, усилие на подъем инструмента, давление промывочной жидкости;

2) несоблюдение рациональной последовательности правил крепления скважины (цементирования);

3) неправильный выбор типа промывочного агента, применение которого не обеспечивает выполнения гидродинамических, гидростатических и других функций, включая функции коркообразования;

- 4) необоснованный выбор рецептур промывочных жидкостей, тампонажных смесей и цементных растворов;
- 5) использование материалов и реагентов для приготовления промывочной жидкости низкого качества;
- 6) недоучет геологических и гидрогеологических условий, степени минерализации подземных вод, характера излива жидкости из скважины;
- 7) неудовлетворительная подготовка скважины к гидрогеологическим и геофизическим исследованиям;
- 8) необеспечение однородности раствора по всему стволу скважины и др.

Организационные причины аварий:

- 1) низкая трудовая дисциплина и квалификация бригады буровых установок и буровых мастеров, выражающиеся в невыполнении или ненадлежащем выполнении своих обязанностей;
- 2) нерегулярное проведение планово-предупредительного ремонта;
- 3) невыполнение профилактических мероприятий по предупреждению аварий, простоев и длительных остановок буровых агрегатов;
- 4) несовершенство диспетчерской службы, отсутствие радиотелефонной связи с объектами, расположенными на отдаленных участках;
- 5) неудовлетворительное материально-техническое обеспечение;
- 6) несоответствие режима сменности вахт естественному биологическому ритму жизнедеятельности человека.

Литература

1. Винниченко В. М, Гончаров А. Е., Максшиенко Н. Н. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении разведочных скважин.
2. Инструкция по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ
3. Инструкция по техническому расследованию и учету аварий и инцидентов на опасных производственных объектах ОАО «Газпром», подконтрольных Госгортехнадзору России.
4. Пустовойтенко И П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М.: Недра.
5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Госгортехнадзор России

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ПОД НАПРАВЛЕНИЯ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

К.В. Бузанов

Научный руководитель профессор К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в отечественной промышленности значительное развитие получил нефтегазовый сектор Восточной Сибири, т.к. на ее территории сосредоточены значительные запасы углеводородного сырья. Так извлекаемые запасы нефти на Верхнечонском месторождении оцениваются в 196 млн. тонн, а суммарные запасы нефти на Толоканском и Юрубчено-Тохомском месторождениях составляют более 170 млн. тонн [1]. Однако, все резервы углеводородов, сосредоточенные в Восточной Сибири, сопряжены с тяжелыми условиями бурения, в связи со сложным геологическим строением недр региона.

Опыт ведения буровых работ показал, что процесс углубки нефтяных скважин на Дулисьминском месторождении Иркутской области ведется при системном наличии несовместимых условий бурения, которые являются следствием распространения экзогенной трещиноватости на глубинах до 300 метров в интервале Литвенцевской и Верхоленской свит. В геологическом отношении свиты имеют очень сложное строение,

обусловленное, в частности, переслаиванием контрастных по проницаемости пород. Вследствие этого процесс бурения в породах верхнего интервала скважин ведется при катастрофических поглощениях бурового раствора, что неизбежно влечет за собой колоссальные дополнительные экономические затраты.

Так, например, на скважине №1106 катастрофическое поглощение бурового раствора началось на глубине 50 метров. Бороться с таким типом поглощения, и на такой глубине, облегчением бурового раствора технически не представилось возможным. Закачивание кольматационного материала в трещиноватые пласты также не принесли требуемого эффекта. Как результат, срок сооружения секции направления глубиной 200 метров на скважинах Дулисьминского месторождения составляет до 20 дней.

Анализ специальной технико-геологической информации, проведенный нами показал [2], что технико-технологически рациональным решением проблемы сооружения направлений на Дулисьминском месторождении, с большей долей вероятности, можно считать внедрение ударно-вращательного бурения указанных интервалов с использованием газообразного рабочего агента на базе мобильных буровых установок фирмы Stamm.

Вследствие того, что предлагается последовательное использование мобильной буровой установки, а затем стандартного стационарного комплекта бурового оборудования, этот способ получил «неформальное» определение: «опережающее бурение».

Как и любое технико-технологическое решение, внедрение продувки газообразным рабочим агентом требует детального анализа и глубокого исследования. Немаловажной составляющей камеральных работ в этой области является оценка результатов и анализ уже имеющегося опыта ударно-вращательного бурения с применением воздушного аэрозоля в качестве очистного агента.

В частности, очень важен имеющийся опыт и результаты ударно-вращательного бурения с применением воздушного аэрозоля на Нарыкско-Осташкинской площади Кемеровской области [2]. Бурение на данной площади велось для добычи газа из угольных пластов. Опережающий способ бурения с мобильной установкой применялся на интервале 0-150 м.

Данный интервал полностью охвачен триасовой системой, породы которой представлены песчаниками с присутствием трещин, алевролитами мелкозернистыми, вторично сцементированным, трещины выполнены кальцитом со множеством зеркал скольжения и плоскостей претирания, аргиллитами туфогенными, тёмно-бурого до красного цвета, трещиноватыми, с неровным изломом, раковистыми, по изломам прослеживаются вкрапленники буро-красного цвета, с зеркалами скольжения, интервалом долеритов тёмно-серого цвета, до черного, мелкозернистый, плотный массивный, очень крепкий с редкими трещинами отдельности. По трещинам развиты плёнки окислов железа.

Исходя из характеристики литологического разреза Нарыкско-Осташкинской, породы триасовой системы можно классифицировать как устойчивые, поскольку для данного интервала не характерны осыпи и обвалы [2], а пропласток долеритов классифицируется IX категорией по буримости. При бурении таких пород не требуется создавать противодействие на стенки скважины для предотвращения осыпей и обвалов. Тем не менее, данный интервал характеризуется прогнозируемыми поглощениями бурового раствора различной степени [3].

Основываясь на выявленных фактах (отсутствие осыпей и обвалов стенок скважины, прогнозирование поглощений бурового раствора, наличие твердых и трещиноватых пород в разрезе), можно с уверенностью утверждать, что применение ударно-вращательного способа бурения скважины и воздушного аэрозоля в качестве рабочего агента на Нарыкско-Осташкинской площади обосновано с точки зрения соблюдения безаварийной технологии строительства скважины.

Касаясь технической стороны бурения с использованием воздушного аэрозоля, необходимо отметить следующие нюансы бурения интервалов под кондуктор на Нарыкско-Осташкинской площади.

В компоновку бурильной колонны через каждые 150 м были включены обратные клапаны для предотвращения выброса воздуха со шламом при развинчивании труб и во избежание зашламования долота.

Согласно производственным данным, генерация воздуха и его последующая закачка в скважину производилась с помощью следующих компрессоров:

- палубного компрессора Ingersoll Rand с подачей 35,4 м³/мин и рабочим давлением 2,4 МПа;
- компрессора XRVS606 с производительностью 36 м³/мин и рабочим давлением 2,5 МПа;
- компрессора XRVS336 с производительностью 19,8 м³/мин и рабочим давлением 2,5 МПа;

Эмпирически было установлено, что при бурении для качественной очистки ствола скважины скорость восходящего потока водо-воздушной смеси должна составлять 15 - 30 м/с. Исходя из этого рассчитывался расход воздуха, подаваемый компрессорами. Максимальная суммарная подача 3-х компрессоров равна 91 м³/мин. При данной подаче скорость восходящего потока с учетом возможного интенсивного водопритока (до 100 м³/сут) равна 19 м/с; при минимальном водопритоке скорость возрастет до 23 м/с.

Также, полевыми исследованиями установлено, что при вращательном способе бурения с продувкой аэрозолем учитываются три вида потерь давления [2]:

- на столб жидкости – 1,0 МПа,
- на долото – 0,4 МПа,
- в кольцевом пространстве и подводных линиях – 0,4 МПа.

Итоговые суммарные потери давления при бурении с продувкой воздухом под кондуктор составляют 1,8 МПа.

В конечном счете, время бурения интервалов под кондуктор на скважинах № 13, № 15, № 17, № 19, № 25, № 27, № 29 составило, в среднем, 27 часов, т.е. чуть более суток. Бурение проходило в отсутствие каких-либо других нарушений технологического процесса.

Полученный результат свидетельствует об эффективности разрушения трещиноватых горных пород, включая породы с высокой категорией по буримости, ударно-вращательным способом с продувкой газообразным агентом. Фактические данные косвенно могут указывать на перспективность использования технологии и на Дулисьминском нефтяном месторождении.

Переходя к проблеме сооружения направлений на Дулисьминском месторождении, необходимо отметить, что на сегодняшний день имеются проблемы с наличием фактических геолого-геофизических данных буримого разреза скважин. Так, например, отсутствуют по разным причинам материалы геофизических исследований интервала Верхоленской и Литвенцевской свит, что затрудняет однозначное выявление причин катастрофических поглощений в интервале 0 – 300 м.

Тем не менее, можно предположить, что анализ состава пород рассматриваемых свит, генезиса, условий залегания позволит выявить перспективы внедрения опережающего бурения интервалов под направления с продувкой газообразным рабочим реагентом.

Тектоническое строение Дулисьминского месторождения довольно сложно, так как в ходе в ходе общего развития геологических структур Восточной Сибири оно оказалось охвачено разнообразными тектоническими процессами.

Верхоленская свита выходит на поверхность на крыльях валов и по долинам рек, и согласно залегает на сульфат-карбонатных породах нижнего-среднего кембрия.

По составу – это монотонная толща, состоящая из алевролитов, мергелей, аргиллитов и песчаников, среди которых имеют место прослои афанитовых известняков и слюдяных алевролитов. Для нижней части свиты характерно присутствие прослоев гипса. В верхней части свиты встречаются прослои известковистых пород. Толщина свиты меняется от 138 до 429 м. [3]

Некоторые исследователи указывают на наличие доверхоленской коры выветривания в верхних частях карбонатного кембрия на юге, обосновывая тем самым

длительный перерыв в осадконакоплении. Относится к верхнему кембрию, является аналогом эвенкийской свиты. [3]

Разрез карбонатно-соленосного комплекса завершает ниже-среднекембрийская литвинцевская свита мощностью 110–290 м. В составе этой свиты преобладают известняково-доломитовые осадки с редкими прослоями песчаников, алевролитов и аргиллитов. К центру геологической платформы они замещаются сульфатно-карбонатными отложениями, а далее к северу появляются соли. Наиболее насыщена сульфатами и солями средняя часть свиты, где мощность пластов соли достигает 30 м. [3]

Сокращение ее мощностей на некоторых участках обусловлено предверхоленским размывом. На востоке и севере в ее составе преобладают доломиты, иногда с известняками, прослоями песчаников и аргиллитов.

Генезис формирования общей тектонической структуры, вероятнее всего, носит многообразный характер, включая колебания блоков фундамента по глубинным разломам, соляную тектонику, конседиментационное складкообразование. Избирательная реакция разнородной осадочной толщи обусловила достаточно сложнодислоцированное строение проектируемой к изучению площади, благоприятное для формирования и локализации водопроявлений и месторождений подземных вод.

Приуроченные к *Верхоленской и Литвинцевской свитам разрывные* тектонические нарушения относятся к сбросам и взбросо-сдвигам северо-восточного плана протяженностью от 10 до 50 км и амплитудой до 200 м. Явно не зафиксированные оперяющие, или сопровождающие крупные разрывы зоны тектонической трещиноватости более высоких порядков, могут быть встречены при проходке *скважин и являются осложняющим* фактором бурения [4].

Приведенные данные анализа тектонической обстановки региона, литологической характеристики пород, слагающих разрез скважины, состава пород, процесса формирования геологической площади, а также схожесть геологических условий Дулисьминского НГКМ и Нарыкско-Осташкинской площади на предмет наличия трещиноватости, изломов, окремнелости в породах и успешность опыта применения бурения с продувкой воздушным аэрозодем на Нарыкско-Осташкинской площади нельзя не отнести в пользу решения проблемы сооружения направлений на Дулисьминском НГКМ внедрением опережающего ударно-вращательного бурения с применением продувки газообразным рабочим агентом.

Литература

1. Авраменко М. Нефть Восточной Сибири: труднодоступна, но необходима // *Континент Сибирь*. – Новосибирск 2010. – Апрель №12. – С. 6 – 7.
2. Программа на бурение скважины №19 на Нарыкско-Осташкинской площади // Кемерово 2011. – 12 – 16 с.
3. Геология СССР. Том XVIII. Иркутская область / П.Я. Антропов. – М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1962. – 162 с.
4. Бурение скважин с использованием газообразных агентов / А.С. Бронзов. – М.: Недра, 1989. – 288 с.
5. Бурение скважин с очисткой забоя аэрированными жидкостями / Э.Х. Мехтиев. – М.: Недра, 1980. – 74 с.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РОТОРНОЙ УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ «POWERV» ПРИ БУРЕНИИ РАЗВЕДОЧНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ ВЬЕТНАМА

Бу Хыу Куиет

Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе описана технология и оборудование управляемого роторного бурения при строительстве вертикальных скважин PowerV. Рассмотрена возможность применения данной системы для бурения вертикальных разведочных скважин на шельфе Вьетнама с точки зрения требуемых глубин бурения, глубин моря и применяемых самоподъемных плавучих буровых установок.

Значительное число сооружаемых на нефть и газ скважин до настоящего времени проектируются как вертикальные. Однако с практической точки зрения почти их нельзя рассматривать как строго вертикальные из-за естественной тенденции к искривлению ствола в процессе бурения.

При строительстве разведочных скважин для сложных горно-геологических условий задача обеспечения строгой вертикальности ее ствола остается весьма актуальной [1].

Появление управляемых роторных систем бурения дополняет арсенал усовершенствований, повышающих точность формирования траектории ствола скважины. Новая роторная управляемая система (РУС) PowerV вертикального бурения, разработанная в компании «Шлюмберже», позволяет исключить отход ствола от вертикали или обеспечить возврат к вертикали [3].

Система вертикального бурения PowerV позволяет бурить от устья до проектированной глубины с автоматическим сохранением траектории скважины по вертикали.

Непрерывное вращение бурильной колонны при использовании РУС PowerV улучшает очистку ствола скважины его вертикальность. Кроме того, этот процесс снижает потери мощности, подводимой к забою скважины, и уменьшает вероятность механических и дифференциальных прихватов [4].

Технология и оборудование роторной управляемой системы PowerV.

Данная система в автономном режиме корректирует отклонения от вертикали ствола скважины при их возникновении. Другими словами, прибор во время бурения «борется» с естественным поведением КНБК, вне зависимости от нагрузки на долото. Следствием использования данного механизма при бурении являются вертикальность скважины и одновременно максимальная механическая скорость, которую способен обеспечить применяемый тип долота: бурение в роторном режиме с максимальной передаваемой нагрузкой на долото. Прибор PowerV так же позволяет пренебречь тектоническими особенностями буримых пород, так как работает строго относительно гравитационного поля Земли. При отклонениях ствола скважины от вертикали более чем на 0,75 градуса, прибор автоматически начинает корректировать отклонение и возвращать ствол к вертикали. Не менее важным достоинством использования прибора PowerV является бурение с постоянным вращением колонны бурильного инструмента, что значительно уменьшает вероятность прихвата во время бурения и улучшает вынос выбуренной породы на поверхность [4].

В состав PowerV входят калибратор, датчик вибрации, датчик зенитного угла и азимута, контрольный и отклоняющий блоки – (рис.1).

Контрольный блок PowerV содержит электронный модуль, свободно вращающийся вдоль продольной оси системы независимо от вращения буровой колонны. Электронный модуль распознает отклонение и управляет вращающимся клапаном в отклоняющем блоке. Генератор в контрольном блоке вырабатывает энергию во время циркуляции бурового раствора- (рис. 2).

Отклоняющий блок напрямую соединен с долотом и контрольным блоком. Имеет вращающийся клапан, который гидравлически контролирует активацию трех наружных лопастей. Три наружные лопасти, отклоняющие низ буровой колонны в момент их активации от стенки скважины в противоположном росту зенитного угла направлении - (рис. 3).

Возможно ли применение данной роторной управляемой системой (РУС) PowerV для бурения вертикальных разведочных скважин на шельфе Вьетнама с точки зрения требуемых глубин бурения, глубин моря?

По отчету компании «Шлюмберже», одно актуальное экспресс-испытание со системой PowerV для бурения вертикальной скважины номер SBD-2 осуществлялось на шельфе Малайзии. Основной целью было проверить нефтяный и газовый потенциал трех групп ниже горизонт E, F и H. Задача в том, как поддерживать бурение вертикального участка ствола диаметром 171/2 дюйма (444,5 мм) при бурении разведочной скважины через многие угольные пласты до проектируваемой глубины с максимальной эффективностью.

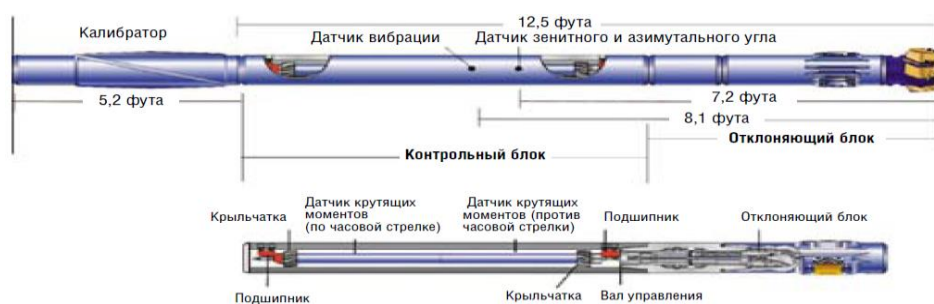


Рис.1 Компоновка комбинированной роторной управляемой системы - PowerV

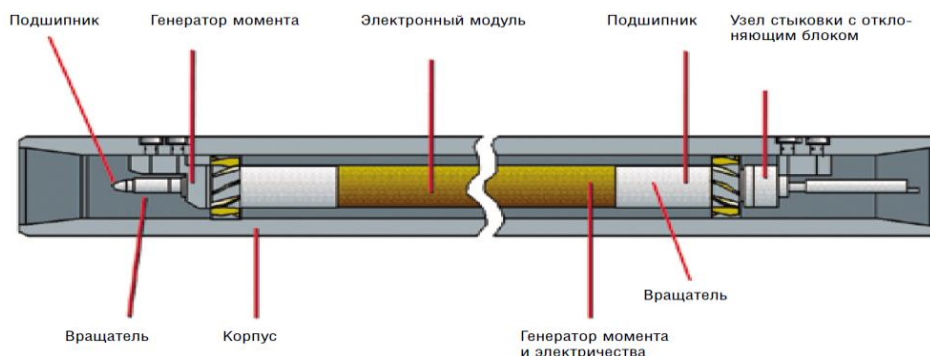


Рис.2 Схема контрольного блока



Рис.3 Схема отклоняющего блока

Специалисты и инженеры компании «Шлюмберже» применили метод бурения с использованием КНБК включая система PowerV, соединяемая с долотом PDC 444,5 мм и шарошечный буровой расширитель. Имеет обеспечение оперативного центра поддержки интерактивной поддержки буровых работ для мониторинга вибрации [4].

Результат получается в том, что пробурили с глубины 307 м на глубину 2023,6 м за один проход, установив новый рекорд с системой при бурении вертикальных разведочных скважин на шельфе с точки зрения требуемых глубин бурения, глубин моря. Нагрузки на долото в диапазоне от 15000 до 25000 фунтов-силы и механическая скорость вращения от 80 до 110 об/мин. Средняя скорость проходки составила 23 м/ч, а вертикальность сохранялось на протяжении всего выполнения от максимального наклона составляет $0,1^\circ$, а вертикальное смещение было всего на 0,6 м. Вибрация была сведен к минимуму, и не было никаких потерь в процессе бурения. Это способствовало развитию бурение вертикальных скважин с высокими качествами, что позволило плавный ход 133/8 дюйма в корпусе – (рис.4).

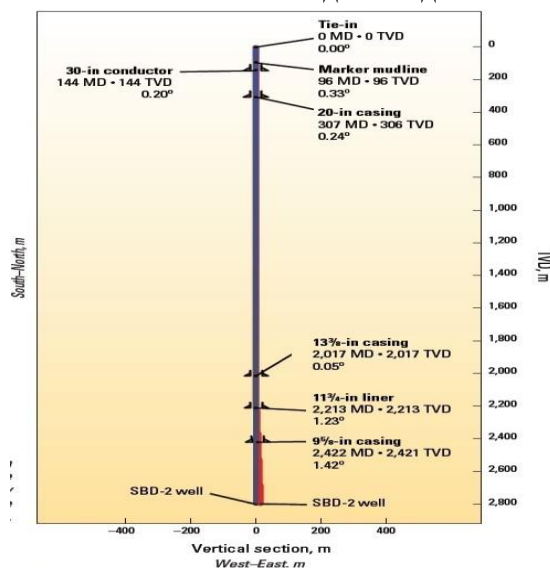


Рис.4 Система PowerV успешно поддерживает вертикальную траекторию по требованию при бурении скважины SBD-2 на шельфе Малайзии.

Из положительного опыта применения системы PowerV при бурении вертикальной скважины на шельфе Малайзии и в связи с близостью горно-геологических условий, свойств пород и других условий система PowerV может быть успешно использована для бурения вертикальных разведочных скважин в Восточном море на шельфе Вьетнама.

Главное, но не единственное преимущество системы по сравнению с обычными роторными КНБК и КНБК с ВЗД заключается в автоматическом поддержании вертикальности процесса бурения скважины и управление без взаимодействия с поверхностью. Из этого вытекают следующие достоинства системы PowerV:

Оптимизация параметров бурения (нагрузка на долото/частота оборотов долота):

- увеличение длины рейсов;
- сокращение количества рейсов.
- увеличение средней механической скорости;
- улучшение условий СПО и спуска обсадных колонн;
- снижение вероятности желобообразования;
- уменьшение прихватоопасности.
- минимального смещения скважины в горизонтальной плоскости;
- сокращения сроков строительства скважины.

В связи с тем, что для использования системы PowerV не требуется специального наземного оборудования, она может быть применена на любой буровой установке, в том числе на самоподъёмных плавучих буровых установках, которые обычно используются при бурении скважин на шельфе Вьетнама.

Выводы

Роторная управляемая система – PowerV вертикального бурения могут значительно повысить технико-экономические показатели бурения разведочных скважин на шельфе

Вьетнама за счёт автоматического сохранения траектории скважины по вертикали, автоматической коррекция отклонений и сокращения временных затрат. Система PowerV также повышает экономическую эффективность бурения за счёт устранения потенциальных коррекционных рейсов и ремонтов. [2].

Литература

1. А. Кальдерони, А. Савини, Дж. Тревиранус и Дж. Оппельт. «Экономическое преимуществом технологии вертикального бурения-практическое подтверждение на опыте различных месторождений». Материал SPE 56444, представлено на ежегодной технической конференции SPE в Хьюстоне, 3-6 октября, 1999.
2. М. Уильямс. «Повышение эффективности управляемого бурения», Oilfield Review 16, no. 1 (весна 2014): 4 – 9.
3. Rotary Steerable Drilling Systems Directory. Offshore, April 2009, pp. 84 – 89
4. ООО «Шлюмберже» - официальный сайт органа. [Электронный ресурс]. – <http://www.slb.com/>. Режим доступа: - www.slb.com/PowerV

КЕРАМИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ ОГНЕУПОРНОГО АЛЮМОСИЛИКАТНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ Л.П. Говорова

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из путей решения проблемы сохранения достигнутого уровня добычи нефти и газа является применение инновационных технологий, позволяющих существенно увеличить выработку из низкопроницаемых коллекторов. В связи с этим в нефтегазодобывающей отрасли России большое внимание уделяют перспективам применения метода гидроразрыва нефтегазонасного пласта (ГРП). Современные способы извлечения запасов нефти и газа из земли с применением данного метода обуславливают широкое применение пропантов, которые представляют собой гранулированные мелкозернистые керамические порошки с диаметром гранул от 0,4 до 0,2 мм [1].

К расклинивающим агентам предъявляются строгие требования. Современный пропант должен обладать высокими показателями таких характеристик как прочность, форма гранул (сферичность и округлость), стойкость в среде с высокой температурой и кислотонасыщенностью, однородность, легкость.

В связи с этим целью данной работы явилась разработка высокопрочных конкурентоспособных керамических пропантов системы $Al_2O_3-SiO_2$, применяемых в нефтегазодобывающей промышленности.

Для решения поставленной цели исследовалась возможность использования в качестве основного сырья в технологии алюмосиликатных пропантов каолинов Боровичско-Любытинского месторождения Новгородской области, бокситов Иксинского месторождения Североонежского бокситового района и бокситов Тиманского месторождения Республики Коми. В качестве образца для сравнения ввиду его высокого качества был выбран каолин Обозновского месторождения (Украина).

Объектом исследований явились 9 проб природного алюмосиликатного сырья: 4 пробы каолинов (1 проба каолина Обозновского месторождения (КО-1) и 3 пробы каолина Боровичско-Любытинского месторождения – КБЛПС-1, КБЛПС-2 и КБЛПС-3); 2 пробы огнеупорного алюмосиликатного сырья Иксинского месторождения (ГИО-2 и ГИО-5), которые первоначально имели маркировку «огнеупорные глины», но в ходе исследований было установлено, что данное сырье является глинистыми бокситами; 2 пробы глинистых бокситов Тиманского месторождения (ГБТ-1 и ГБТ-2); 1 проба глинистых бокситов Североонежского месторождения (ГБ-1).

Первоначально проводилось исследование гранулометрического, химического и минералогического составов данного глиносодержащего сырья.

Анализ полученных результатов свидетельствует о том, что исследуемые пробы каолинов боровичско-любытинских и обозновского относятся к группе высокодисперсного глинистого сырья и представляют ярко выраженный тип глины пластичной. Обе пробы иксинского глинистого боксита по зерновому составу представляет собой пылеватое глиносодержащее сырье, а тиманские и североонежский бокситы – суглинистое сырье.

Согласно данным химического анализа каолин обозновский и проба КБЛПС-1 боровичско-любытинского каолина представляют собой промежуточный тип между высокоглиноземистым и высокоосновным глинистым сырьем со средним содержанием красящих оксидов (более 4 %) и невысоким содержанием щелочных (менее 1 мас. %) и щелочно-земельных (менее 1 мас. %) оксидов. Пробы КБЛПС-2 и КБЛПС-3 представляют собой высокоосновное глинистое сырье с невысоким содержанием щелочных (менее 1 мас. %) и щелочно-земельных (менее 1 мас. %) оксидов. По содержанию красящих оксидов Fe_2O_3 и TiO_2 обе пробы относятся к глинистому сырью со средним их содержанием, однако, проба КБЛПС-3 содержит железистых примесей почти в 3 раза меньше, чем проба КБЛПС-2.

Обе исследуемых пробы иксинских бокситов представляют собой высокоглиноземистые породы (содержание Al_2O_3 в прокаленном состоянии составляет 60 - 77 мас. %) с невысоким содержанием щелочных (менее 1 мас. %) и щелочно-земельных (более 1,7 мас. %) оксидов и с высоким содержанием красящих оксидов Fe_2O_3 и TiO_2 (в сумме от 8 до 11 мас. %).

Боксит североонежский представляет собой тип высокожелезистого боксита (с содержанием оксида железа 10 мас. %), с повышенным содержанием в валовом химическом составе кремнезема (10,74 мас. %), кроме того данное сырье относится к высокоглиноземистому за счет содержания Al_2O_3 в количестве 62% по массе.

Бокситы тиманские характеризуются более высоким содержанием оксида железа (в 1,5-2,5 раза) по сравнению с североонежским и повышенным содержанием в валовом химическом составе кремнезема (10,74 мас. % в пробе ГБТ-1 и 20,54 мас. % – в пробе ГБТ-2).

Минералогический состав исследуемых проб устанавливался с помощью рентгенофазового и термического анализов. Полученные результаты представлены в таблице 1.

Исследования технологических свойств выявили, что из всех проб анализируемого сырья только каолин обозновский и проба КБЛПС-3 относятся, соответственно, к средне- и умереннопластичному глинистому сырью, все другие исследуемые пробы представляют собой малопластичное сырье. Все пробы отличаются низкими значениями воздушной усадки и малой чувствительностью к сушке.

Оценка спекаемости обозновского каолина показала, что он представляет собой глинистое сырье среднетемпературного спекания с температурой полного спекания 1350 °С. Образцы пластичного формования, обожженные при данной температуре, характеризуются водопоглощением менее 2 %. Основными синтезируемыми при обжиге минералами являются муллит и кристобалит. Проба КБЛПС-1 спекается при температуре 1450°С, а остальные две пробы боровичских каолинов не спекаются вплоть до 1600°С. В данных образцах наблюдается более активное муллитообразование, и на рентгенограммах обожженных образцов сохраняются рефлексы остаточного кварца вплоть до температуры обжига 1550°С.

Обе пробы иксинских бокситов спекаются при 1500°С, но их прочностные характеристики отличаются практически в 2 раза: на уровне 120 МПа для ГИО-5 и на уровне 55МПа для ГИО-2. Процессы фазообразования при нагреве иксинских бокситов сводятся к образованию корунда как продукта терморазложения гидратов глинозема и синтезу муллита.

Таблица 1

Минералогический состав исследуемых проб

минерал	Содержание минералов, мас. %, в пробах сырья								
	каолины				бокситы				
	КО-1	КБЛПС-1	КБЛПС-2	КБЛПС-3	ГИО-1	ГИО-2	ГБ-1	ГБТ-1	ГБТ-2
каолинит	90	90	80	80	20	47	32	20	38
иллит	2	4	2,5	4	7,5	7	3	5	3
гидраты глинозема (гидраргиллит, бемит)	-	-	-	-	64	34	42	48	40
кварц	3	5	12	13	-	-	4	-	-
железистые минералы и рутил	3	3	4	2,5	7	10	11	25	15
другие мине-ралы (карбонаты и др.)	2	1	1,5	1	1,5	2	8	2	4

Высокое содержание оксида железа в тиманских бокситах способствует их спеканию уже при 1350⁰С. Североонежские глинистые бокситы спекаются при температуре 1450⁰С, обеспечивая формирование прочных структур с прочностью на сжатие на уровне 60-70 МПа.

Основные виды исследуемого глиносодержащего сырья (боровичский и обозновский каолины, иксинские бокситы) в исходном состоянии (без введения добавок) были опробованы в технологии алюмосиликатных пропантов. Использование обозновского каолина позволяет получить пропанты надлежащего качества при температуре спекающего обжига 1450⁰С, способные выдерживать разрушающие давления не более 52 МПа. Пропанты, полученные из боровичско-любытинского каолина (марки КБЛПС-1), даже при температуре спекающего обжига 1500⁰С не достигают необходимой прочности при давлении 52 МПа, поскольку доля разрушенных гранул фракций 16/20 превышает предельно допустимое значение (более 10 мас.%).

Пропанты, полученные из иксинского боксита (марки ГИО-2) при температуре спекающего обжига 1450⁰С, способны выдерживать разрушающее давление до 70 МПа, что связано с присутствием в их химическом составе гидратов оксида алюминия, которые в процессе обжига гранул трансформируются в σ -форму оксида алюминия (корунд), обладающего высокой истинной плотностью (3,99–4,01 г/см³), что обеспечивает гранулированному материалу (пропантам) высокую насыпную плотность, и высокую прочность.

Для получения прочного керамического материала следует стремиться к увеличению суммарного содержания кристаллической фазы в структуре обожженных гранул. Применительно к пропантам на основе боровичского каолина это возможно за счет подшихтовки его глиноземистым компонентом, который будет связывать кремнезем, выделяющийся из структуры каолинита, во вторичный муллит.

С целью повышения прочности обожженного гранулированного материала на основе боровичского каолина использовались добавки иксинского боксита (ГИО-2) в количестве 30 - 70 мас.%; высокожелезистых тиманских бокситов (ГБТ-1 и ГБТ-2) в количестве 30 - 40 мас.%. Полученные результаты приведены в таблицах 2 и 3.

В связи с полученными данными для повышения прочности пропантов на основе боровичского каолина было решено: повысить температуру обжига гранул с 1500 до 1550⁰С; увеличить содержание добавок иксинского боксита от 30 до 70 мас.%; использовать

введение добавок-минерализаторов оксидов MnO_2 и Fe_2O_3 . Но, несмотря на все предпринятые меры, пропанты на основе боровичского каолина не показали результатов, отвечающих требованиям по прочности при разрушающем давлении 70 МПа.

Таблица 2

Свойства пропантов фракцией 20/40 на основе композиций боровичского каолина с добавкой тиманских бокситов (разрушающее давление - 70 МПа)

каолин	каолин /боксит мас. %	Температура			Свойства пропантов	
		подготовки сырья, °С		обжига гранул	насыпная плотность, г/см ³	доля разрушенных гранул, %
		каолина	боксит			
добавка ГБТ-1						
КБЛПС-1	70/30	850	850	1400	1,58	24,1
		980	900	1450	1,54	20,1
КБЛПС-2	70/30	850	850	1400	1,54	19,7
КБЛПС-3	70/30	850	850	1400	1,57	22,5
добавка ГБТ-2						
КБЛПС-1	60/40	850	850	1400	1,56	23,7
		980	900	1450	1,64	21,6
КБЛПС-2	60/40	850	850	1400	1,52	20,0
КБЛПС-3	60/40	850	850	1400	1,53	19,3

Таблица 3

Прочность пропантов фракцией 20/40 на основе композиций боровичских каолинов с добавкой иксинского боксита (разрушающее давление - 70 МПа)

каолин	каолин /боксит мас. %	температура обжига гранул, °С	Температура подготовки сырья, °С			
			850		980	
			насыпная плотность г/см ³	доля разрушенных гранул, %	насыпная плотность, г/см ³	доля разрушенных гранул, %
добавка ГИО-2						
КБЛПС-1	70/30	1500	1,60	24,3	1,50	20,5
КБЛПС-2	70/30	1500	1,44	25,6	-	-
КБЛПС-3	70/30	1500	1,52	23,1	-	-
добавка ГИО-5						
КБЛПС-1	70/30	1500	1,60	21,2	-	--
КБЛПС-3	70/30	1500	1,52	24,5	-	-

Также анализировалась возможность получения пропантов на основе иксинских бокситов с подшихтовкой боровичским каолином в количестве 10 -30 мас.%. Подготовка сырья осуществлялась при температуре 980 °С, спекающий обжиг гранул из исследуемых композиций – при 1500 °С. Установлено, что только добавка к иксинскому бокситу боровичского каолина в количестве 10 мас.% не снижает требуемую прочность пропантов. Повышение же доли каолина в композиции с иксинским бокситом до 20 мас.% и более вызывает резкий сброс механической прочности с превышением требований ГОСТ на пропанты практически в 2 раза. Также были опробованы добавки оксидов-минерализаторов Fe_2O_3 , MgO , MnO_2 в количестве 2 мас.%. Полученные результаты приведены в таблице 4.

Таблица 4

Свойства пропантов на основе композиций иксинского боксита с оксидными добавками

Основное сырье	добавка мас. %	Температура, °С		Свойства пропантов фракцией, меш			
		подготовки боксита	обжига гранул	16/20		20/40	
				насыпная плотность, г/см ³	доля разрушен-ных гранул, %	насыпная плотность, г/см ³	доля разрушен-ных гранул, %
ГИО-2	без добавки	850	1450	1,88	19,5	1,92	9,5
ГИО-2	без добавки	980	1450	1,66	16,5	1,83	9,6
ГИО-2	без добавки	980	1500	1,82	17,5	1,75	6,1
ГИО-2	2% Fe ₂ O ₃	980	1450	1,79	19,6	-	-
ГИО-2	2% MgO	980	1450	-	-	1,74	9,6
ГИО-2	2% MnO ₂	980	1450	1,89	-	1,86	10,5

Все опробованные добавки для получения пропантов на основе иксинского боксита показали удовлетворительные результаты. Однако, при давлении 70 МПа наименьшая доля разрушенных гранул фракцией 20/40 (то есть наибольшая прочность) наблюдается у составов из иксинского боксита без добавок, прокаленного при 980°С и обожженного при температурах 1450 - 1500 °С.

Таким образом, в ходе исследований было установлено, что одной из причин низкой прочности боровичско-любытинских каолинов после обжига вплоть до полного спекания является образование большого количества кристобалита (30-35 мас.%). Другую причину низкой прочности пропантов на основе боровичских каолинов следует связывать с их природной сухарностью. Также была установлена возможность получения высокопрочных пропантов из иксинских бокситов, прошедших предварительную термopодготовку при 850 – 980 °С, при температуре спекающего обжига 1450 °С. Пропанты, полученные по данной технологии, имеют насыпную плотность 1,78 - 1,88 г/см³ и с прочностью до 70 МПа (доля разрушенных гранул фракции 20/40 – 9,5 %).

Литература

1. Справочная книга по добыче нефти / Под ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974. – 704 с.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

В.М. Горбенко

Научный руководитель доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе разработки месторождений углеводородов в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним территорий со слабо развитой инфраструктурой перед компанией-недропользователем неизбежно встает вопрос выбора наиболее экономически эффективного способа разработки месторождения – строить новые кустовые площадки или бурить горизонтальные скважины с большими отходами от вертикали и соответственно, большей длиной ствола с имеющегося ограниченного числа кустовых площадок.

Исходя из анализа буровых работ за последние 5 – 7 лет можно сделать вывод, что второй вариант в большинстве случаев является предпочтительным.

В этом вопросе интересен опыт ООО «Нарьянмарнефтегаз» по бурению горизонтальных скважин с отходом от вертикали более 1000 м на Южно-Хыльчуйском месторождении Тимано – Печорской нефтегазоносной провинции.

Изначально скважины со сложным профилем, значительной протяженностью горизонтального ствола и углами транспортных секций до 45° бурились с помощью высокопроизводительных винтовых забойных двигателей. Однако постоянно возрастающая длина скважин по стволу, наравне с усложняющимися профилями приводили к существенному увеличению сроков строительства скважин, тем самым повышая прямые затраты компании на строительство скважин и снижая рентабельность проекта. Кроме того, геологические особенности данного месторождения приводили к постоянным осложнениям в процессе бурения, спуска и крепления обсадных колонн, а также при геофизических работах в открытом стволе, тем самым повышая риск возникновения аварий [1]

Осложненные условия бурения требовали проведения многократных шаблонировок ствола скважины, проведения длительных промывок перед геофизическими работами и спуском обсадных колонн, что приводило к значительному отставанию от договорных сроков строительства скважин.

В 2008 году ООО «Нарьянмарнефтегаз», совместно с «Шлюмберже» внедрило роторно-управляемые системы типа Power Drive X5 (в последствии Power Drive X6) для бурения скважин на данной площади.

Первые скважины, пробуренные ООО «Нарьянмарнефтегаз» на Южно-Хыльчуйском месторождении имели зенитные углы более 50° и отходы от вертикали более 1700 м. По сравнению с близкими по профилю скважинами, пробуренными с помощью винтовых забойных двигателей, при бурении скважин с помощью роторно-управляемых систем наблюдалось увеличение механической скорости проходки в среднем на 35%, отсутствие осложнений при бурении, а также увеличение проходки за одно долбление до 2200 м. Время строительства скважины (при равных зенитных углах) снизилось до 40 % [1].

Основным преимуществом роторно-управляемых систем по сравнению с винтовыми забойными двигателями является качество получаемого ствола. Результаты кавернометрии показывают, что скважины, пробуренные с винтовыми забойными двигателями имеют спиралевидную канавку по образующей поверхности а также характеризуются постоянными отклонениями ствола скважины от проектной траектории. Напротив, стволы скважин, бурение которых осуществлялось роторно-управляемыми системами, имеют практически идеальную поверхность, без резких уступов и отклонений ствола, что значительно упрощает геофизические исследования и операции по спуску обсадных колонн [2 - 4].

Кроме того, применение роторно-управляемых систем позволяет существенно сократить явления подклинка – проворота (stick & slip), скручивающие и осевые нагрузки на элементы буровой колонны.

Роторно-управляемая система не работает в режиме слайдирования для контроля траектории скважины, она постоянно вращается, обеспечивая точную передачу требуемой осевой нагрузки на долото, улучшая очистку ствола от шлама и предотвращая прихваты и спиральное скручивание труб [3].

Помимо очевидных преимуществ роторно-управляемых систем перед традиционными винтовыми забойными двигателями при бурении, есть скрытые преимущества при первичном вскрытии продуктивного пласта. В силу увеличения механической скорости бурения, снижения количества спуско-подъемных операций для шаблонировки ствола до 3х раз сокращается время контакта бурового раствора с продуктивным пластом. Тем самым снижается степень его загрязнения реагентами буровых растворов, максимально сохраняются естественные фильтрационные свойства, обеспечивается более интенсивный приток углеводородов [2].

Практические результаты, полученные ОАО «Газпром нефть» на Вынгапуровском месторождении подтверждают теоретические расчеты. Пробуренные с помощью роторно-

управляемых систем экспериментальные скважины №6634 и 6635 показали дебиты 140 и 151 тонн в сутки при плановых 125 и 80 тоннах соответственно. Подобные результаты были получены и при строительстве скважин на Северо-Янгтинском месторождении [2].

На настоящий момент довольно трудно рассчитать экономический эффект, получаемый от внедрения технологий роторно-управляемого бурения, однако по усредненным данным, полученным российскими и зарубежными буровыми компаниями, можно говорить о снижении временных затрат на бурения горизонтальных скважин до 15 %, сокращении энергозатрат на 5 – 10%, снижения потребности в буровом растворе и химреагентах до 20% [2].

Несмотря на то, что технологии роторно-управляемого бурения имеют ряд существенных преимуществ по отношению к классическим винтовым забойным двигателям, в некоторых случаях выбор последних будет оптимален. Сравнивая указанные технологии важно детально рассчитать положительный экономический эффект от внедрения нового высокотехнологичного и дорогого оборудования.

Буровым предприятиям следует учитывать, что стоимость оставления компоновки низа бурильной колонны с роторно-управляемой системой может превысить \$ 1 млн, в то время как замена компоновки с винтовым забойным двигателем обойдется минимум в пять раз дешевле. Таким образом, если при бурении скважин на конкретной площади наблюдаются проблемы с устойчивостью стенок скважин и высоки риски прихвата – возможно оптимальным решением будет выбор винтового забойного двигателя [3].

Следует принять во внимание, что винтовые забойные двигатели совместимы со всеми типами долот в отличие от роторно-управляемых систем. Таким образом, использование определенного долота (исходя из свойств пласта, который предстоит пробурить) с роторно-управляемой может быть невозможно [3].

Роторно-управляемые системы также предъявляют требования к конструкции буровых установок в части обеспечения регламентируемых частот вращения и крутящих моментов на роторе. Небольшие буровые установки, не способные обеспечить необходимую для работы системы оптимальную частоту вращения, сводят на нет прочие ее достоинства. В настоящее время существует возможность применения моторизованных роторно-управляемых систем, однако это существенно увеличивает стоимость работ [3].

Анализ текущего состояния нефтегазодобывающей промышленности, а также динамика изменения объемов наклонно-направленного и горизонтального бурения в России за последнее десятилетие [ЦДУ ТЭК, анализ RPI от 2014 г.] (рис. 1) свидетельствует о том, что в ближайшие годы, несмотря на внешние политические и экономические факторы, направленные на ограничения доступа высокоинтеллектуальных технологий в сферах бурения и разработки месторождений углеводородов, следует ожидать увеличения объемов горизонтального бурения.



Рис.1 График динамики горизонтального бурения в России

По оценкам экспертов, по состоянию на 2013 г, 23 % от всего мирового объема наклонно-направленного бурения осуществляется с помощью роторных управляемых систем. А это – \$3,5 млрд от расчетного объема рынка, равного \$15 млрд [3].

Исходя из всего вышеперечисленного, можно сделать следующие выводы:

внедрение роторно-управляемых систем при бурении горизонтальных скважин с большими отходами от вертикали может существенно сократить сроки строительства, повысить качество буровых работ, сократить прямые затраты на бурение и повысить приток из скважин;

следует весьма щепетильно подходить к вопросу выбора оптимальной технологии проводки горизонтальных скважин, учитывая возможные риски и экономический эффект;

русским буровым предприятием следует активнее внедрять технологии роторно-управляемых систем с тем, чтобы в сложившейся экономико-политической ситуации укрепить свои позиции в этой сфере и покрыть внутренний спрос эти услуги.

Литература

1. «ООО Нарьянмарнефтегаз в борьбе за эффективность бурения» [электронный ресурс] – 01.05.2009 – Режим доступа : http://www.slb.ru/userfiles/file/article_2009_neftyanoyse.pdf.
2. «Роторные возможности управляемого бурения» [электронный ресурс] – 12.07.2012 – Режим доступа: <http://pda.gazprom-neft.ru/sibneft-online/archive/197/851605/>.
3. «Роторно-управляемые системы» [электронный ресурс] – 04.09.2010 – Режим доступа: <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/wft206656.pdf>.
4. Элизабет Хаттон, Эммануэль Регрейн. “Best of both worlds: a hybrid rotary steerable system”. Русский перевод статьи // Нефтегазовое обозрение – М., 2011, 13 с.

ВЛИЯНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРОМЫВочНЫХ УСТРОЙСТВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ И ЛОПАСТНЫХ ДОЛОТ, ОСНАЩЕННЫХ РЕЗЦАМИ PDC

А.А. Гребенников

Научный руководитель: старший преподаватель Н.А. Баркалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Российские и зарубежные исследователи в достаточном объеме осветили аспекты влияния основных параметров режима бурения и схем промывки шарошечных долот и лопастных долот, оснащенных резцами PDC, на процесс очистки забоя скважины. В ВНИИБТ, были проведены исследования, которые обосновали наличие трех, отдельно протекающих процессов на забое скважины, таковыми являются: первый – это непосредственно очистка поверхности забоя, второй – это очистка призабойной зоны, третий – это очистка вооружения долота. Исходя из этого, возникает необходимость создания систем промывки буровых долот, которые либо в равной степени повышали эффективность всех трех процессов очистки забоя одновременно, либо делали упор на том процессе, повышение эффективности которого наиболее адекватно в данных условиях, либо возникает необходимость улучшить уровень эффективности того процесса, который протекает с наибольшими затруднениями.[1]

Как известно, главная причина снижения эффективности бурения – это рост дифференциального давления с ростом глубины. Данное явление приводит к увеличению силы, прижимающей частицы породы к забою, что затрудняет их отрыв и, следовательно, очистку забоя в целом. При высоких дифференциальных давлениях и низких скоростях фильтрации бурового раствора осуществляется переход к состоянию горных пород, в котором наблюдается псевдопластичное разрушение, вне зависимости от того, каковы прочностные характеристики горных пород в атмосферных условиях. При таких сложных условиях возникает необходимость в присутствии мощного струйного воздействия на забой

скважины, что могут обеспечить лишь те гидромониторные насадки, перепад давления в которых достаточно высок. Доказано, что поперечные потоки, возникающие при разрушении струи, исходящей из насадки долота, способствуют увеличению способности частиц разбуренной породы лучше отрываться от забоя. Это вызвано динамическим воздействием гидромониторных струй на периферийную зону забоя, а центральная часть забоя оказывается без воздействия ударной волны. Чтобы усилить эффективность воздействия на разрушенные частицы разбуренной породы, расположенные на забое, используя поперечные потоки промывочной жидкости, можно использовать два способа. Первым способом является распределение воздействия струй жидкости равномерно по всей площади забоя. Второй способ реализуется за счет повышения скоростей истечения жидкости из гидромониторных насадок, так как одним из наиболее важных факторов, определяющих эффективность гидромониторных долот, является скорость истечения, а не расход жидкости.[2]

Несмотря на то, что гидромониторная схема промывки является наиболее распространенной, существуют некоторые недостатки данной схемы промывки буровых долот.

Так как воздействие струй жидкости в гидромониторных долотах направлено на периферийную зону забоя, которая составляет обычно одну треть от площади забоя, промывочное воздействие на центральную часть забоя снижено, что снижает эффективность очистки этой зоны. В центральной зоне забоя происходит хаотичное движение шлама, что приводит к повторному перемалыванию частиц, что снижает эффективность бурения в целом, а в случае шарошечного долота это приводит к попаданию частиц шлама в зазор между спинкой лапы долота и стенкой скважины, что приводит к ускоренному абразивному износу долота.[3]

Имеет место факт воздействия струй не только на поверхность забоя, но и на стенки скважины в некоторых типах конструкций буровых долот. Ориентация струй бурового раствора обычно обуславливает попадание оси струи в 12-14 мм от стенки скважины. Так как конус рассеивания струи обычно составляет до $3 d_n$, наблюдается непосредственное воздействие части струи на стенку скважины. Данное явление отрицательно воздействует на эффективность бурения в мягких и пластичных породах. В такой ситуации имеется повышенное струйное воздействие на породу и повышенное вихреобразование бурового раствора в призабойной зоне скважины, которые приводят к значительному увеличению кавернообразования ствола скважины.[4]

Кроме того, обычно происходит очистка только периферийной части долота, что снижает агрессивность вооружения долота. Такое явление наблюдается в основном в глинистых породах, как следствие, снижается эффективность процесса разрушения горной породы. Основным способом очистки долота от сальников является образование завихрений промывочной жидкости у долота, что обычно оказывается не вполне достаточным.[5]

Для устранения всех перечисленных выше недостатков, которые присущи гидромониторной схеме промывки, было разработано новшество, получившее название – ориентированная система промывки. Для того чтобы внедрить данную систему в область практического применения, было предложено несколько вариантов конструкций промывочных узлов. Данные решения воплощались с помощью наклонных насадок, которые были изготовлены из стали 40Х, которые в дальнейшем подвергались термической обработке. Крепление данных устройств в промывочном канале долота осуществлялось при помощи электродуговой сварки. При пробном вводе в эксплуатацию идеи ориентированной схемы промывки данная система была апробирована. Экспериментальная схема обеспечила приrost скорости проходки в течение первых 3-4 часов работы долота на забое, во время которых велись замеры. За всё долбление не было сильного прироста механической скорости и проходки, а в некоторых случаях наблюдалось даже снижение этих показателей.[6] Причина была в падении скорости истечения жидкости с 70-75 м/с до 40-50 м/с, что происходило из-за чрезмерного эрозионного размыва отверстий промывочных

устройств. Характер изменения скорости истечения бурового раствора из насадок в течение долбления представлен на рис. 1.

Для того чтобы имелась возможность осуществлять замену насадок в условиях буровых, были предложены конструкции крепления насадок, изображенные на рис. 2, 3.[10]

Для снижения эжекционного действия истекающих струй и усиления их ударного воздействия на преграду наклонные насадки были приближены к забою на 15-17 мм, что позволило разместить наклонный срез насадок на расстоянии 10-12 мм от зубьев шарошек.[7]

Несмотря на это нововведение должного повышения стойкости насадок к размыву не наблюдалось. Размыв был осуществлен в течение одного долбления.

Для решения данной проблемы была использована минералокерамика 22ХС, как заменитель стали 40Х, применявшейся до этого. Конструкция насадок и узлы их крепления изображены на рис. 2, 3. Несмотря на это, после отработки долот наблюдались случаи слома наклонных насадок с большим углом отклонения, это обуславливалось наличием уступов в кавернозных интервалах наклонно-направленных скважин. Этот эффект наблюдался, в основном, в скважинах с наклоном ствола более 20°.[8]

В целях повышения износостойкости промывочных узлов долот при введении ориентированной схемы промывки возможны следующие конструктивные решения:

1. Замена материала стали 40Х, из которого ранее изготавливались насадки, на вольфрам карбидовый сплав, такой как, ВК-8, при этом будут сохранены конструкции промывочных узлов, т.е. аналогично тем, что изображены на рис.2, 3.

2. Применение обычных насадок минимально возможных высот, которые необходимо устанавливать в оправке (стаканчике) крепления под определенным углом к оси промывочного канала (рис.4).

Главное достоинство данной конструкции – это возможность применения в серийных гидромониторных долотах, а также установка насадок под нужным углом к оси долота. Главный недостаток – высокая сложность в изготовлении.

3. Изменение направления действия истекающих струй жидкости с помощью изменения конструктивной ориентации в нужном направлении самих промывочных каналов. Предложенная конструкция лишена недостатка прошлой системы, но и обеспечивает более эффективное удаление частиц шлама из призабойной зоны благодаря перемещению промывочных узлов ближе к оси долота, и как следствие этого, имеет место увеличение "живого" сечения для восходящих потоков жидкости.[9]

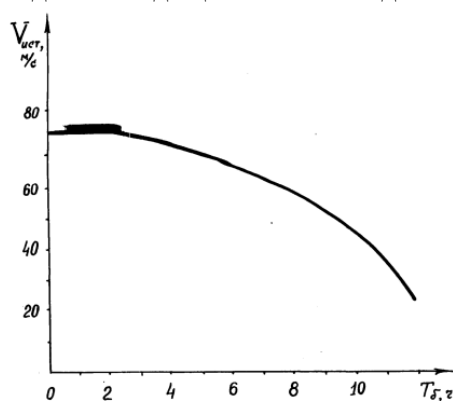


Рис.1 Характер изменения скорости истечения жидкости из насадок долота, изготовленных из стали 40Х в течение долбления

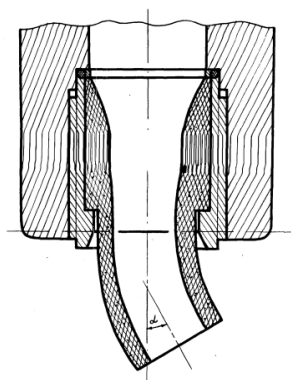


Рис.2 Конструкция промывочного узла с ориентированной системой промывки №1

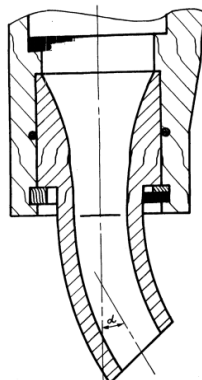


Рис.3 Конструкция промывочного узла с ориентированной системой промывки №2

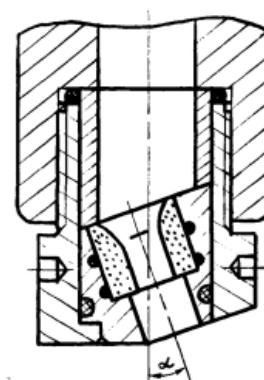


Рис.4 Конструкция промывочного узла с ориентированной системой промывки №3

Резюмируя вышесказанное можно сделать следующие выводы:

1. Ориентированная схема промывки повышает эффективность каждого из трех частных процессов очистки забоя скважины, необходимость поддержания которых на высоком уровне возникает в процессе бурения всего разреза скважины;
2. Данная система показала свое превосходство в сравнении с стандартной гидромониторной схемой промывки забоя во всех интервалах бурения, вне зависимости от физико-механических свойств слагающих пород.
3. Данная схема промывки наиболее благоприятна для работы опор шарошечных долот.
4. При использовании данной системы происходит стабилизация параметров кривизны ствола скважины, кроме того уменьшается интенсивность кавернообразования при бурении в интервале залегания глинистых пород [10].

Литература

1. Адлер Ю.П., Маркова Е.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. – М.: Наука, 1976, – 279с.
2. Акопов Э.А. Очистка забоев глубоких скважин» - М.:Недра,1970. – с. 3–13.
3. Айрияц А.С., Симонов В.В., Шацов Н.И. О дроблении шлама между корпусом шарошечного долота и стенками скважины*- Нефть и газ, 1965, – с. 37 – 41.
4. Буров В. И., Кононцов А.И., Крист М.О., Малкин И.Б. и др. Некоторые результаты опытного бурения скважин гидромониторными долотами при повышенных перепадах давлений на Самотлорском месторождении. - Нефтяное хозяйство, 1973, – с.77 – 80.
5. Гусман А.М., Малкин И.Б., Мительман Б.И. Исследование эффективности гидромониторных долот ВНИИБТ, 1970, – с. 119 – 120.
6. Козодой А.К., Зубарев А.В., Федоров В.С. Промывка скважин при бурении.- М, Гостоптехиздат, 1963. – с. 109 – 111.
7. Козодой А.К., Варламов ЕЛ. Количественная оценка силового воздействия гидромониторной струи на забой скважины.- Труды ВолгоградНИПИнефть, 1975, – с. 28 – 30.
8. Мительман Б,И,, Гусман А.М., Гольдштейн И.Е., Энгель А.С. Исследование эффективности работы гидромониторных долот,- Бурение, 1967, » – 50 с.

9. Соболевский В.В., Шевченко Ю.М., Мясников Б.И. Разрушение горных пород высокоскоростными струями жидкости. - Нефтяное хозяйство, 1974, – с.247 – 249.
10. Пестров А. П. Разработка рациональных схем промывочных устройств трёхшарошечных долот для бурения скважин в условиях Западной Сибири, 1984, с.117 – 128.

ПРОБЛЕМА ТОКСИЧНОСТИ И УТИЛИЗАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ

И.В. Дегтярев, И.А. Сугаков

Научный руководитель ассистент Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Несмотря на разнообразие используемых методов и разброс имеющихся данных, попытаемся сделать некоторые главные выводы и констатации, которые, будем надеяться, не вызовут серьезных возражений у тех, кто занимается проблемами токсикологии буровых растворов.

Буровые растворы (промывочные жидкости) представляют собой сложные полидисперсные композиции (суспензии, эмульсии) переменного состава. Их жидкой основой (до 75-80%) служит либо вода, либо нефтяные углеводороды (сырая нефть, дизельное топливо), либо синтетические продукты. Именно этим, прежде всего, определяется степень токсичности отработанных буровых растворов при их контакте с водными организмами. Наибольшее и повсеместное распространение в современной практике морского бурения получили буровые растворы на водной основе. Их базовые составы обычно включают морскую и пресную воду (около 80%), барит (3-15%), бентонит (2-7%), лигносульфонат (0,5-1 %), крахмал, полимеры и другие микрокомпоненты (менее 1-2%). [2].

Из обширных массивов известных на сегодня данных следует, что все исследованные типы буровых растворов на водной основе практически не обладают выраженной острой токсичностью. Величины их LC50 (за 96 ч) лежат в пределах 104-106 мг/кг (разбавление 1-100%), что подтверждают сводные данные биотестирования более 10 тыс. образцов различных буровых растворов, испытанных на многих десятках видов морской флоры и фауны. Такие же результаты (LC50 в пределах ЮМО 6 мг/л) были получены при испытании нового поколения буровых растворов на синтетической основе. При использовании в качестве базового компонента нефти и нефтепродуктов токсичность буровых растворов повышается, как минимум, в десятки и сотни раз.

Согласно принятой в международных организациях системы классификации веществ по степени их токсичности практически все буровые растворы на водной и синтетической основе относятся к категории нетоксичных веществ, поскольку их LC50 (за 96 ч), как правило, значительно превышают 1000 мг/л. Нефтедержащие буровые растворы соответствуют группе слаботоксичных веществ (LC50 в пределах 10-100 мг/л). В графической форме и в сравнении с некоторыми другими веществами и компонентами буровых растворов эти градации показаны на рис. 1. Отработанные буровые растворы, которые подверглись действию высоких температур и давления в зоне бурения, как правило, менее токсичны по сравнению с исходными промывочными жидкостями перед их закачкой в скважину. [3].

В пределах каждой из групп буровых растворов их токсические свойства обычно мало меняются в зависимости от присутствия тех или иных микрокомпонентов. Некоторое повышение токсичности смесей возможно при введении в состав растворов феррохром - лигносульфонатных соединений, биоцидов и ингибиторов коррозии. Наиболее безопасны в токсикологическом плане простейшие рецепты глинистых суспензий для забуривания ствола в верхних горизонтах скважин.

Наибольшей чувствительностью реагирования на присутствие буровых растворов отличаются ранние (эмбриональные и личиночные) стадии развития большинства видов морской фауны, особенно ракообразных. Именно поэтому их чаще всего используют в качестве тест - объектов при испытании токсичности буровых и других отходов. Межвидовые особенности токсикорезистентности морских организмов в пределах одного и того же рода практически не различимы.

Классификация по степени токсичности	LC50 за 96 ч, мг/л	
Практически не токсичные	10^5	Базовые растворы на водной основе
Малотоксичные	10^4	Норматив ЕРА (3 000 мг/л) [ЕРА, 1991]
Среднетоксичные	10^3	
Токсичные	10^2	Базовые растворы на нефтяной основе
	10^1	
Высокотоксичные	10^0	
	10^{-1}	Севин
	10^{-2}	Цианид
	10^{-3}	ДДТ

Рис.1 Сравнительная токсичность буровых растворов и некоторых веществ (по международной классификации опасности веществ [GESAPM. 1997]): LC50 — медианная летальная концентрация, определяемая по стандартным методикам биотестирования.

По сравнению с острой токсичностью хронические эффекты действия буровых растворов на морские организмы изучены гораздо слабее. Накопленные и обобщенные ранее многочисленные материалы по эко токсикологии буровых растворов на нефтяной основе в значительной мере утратили свою актуальность в связи с повсеместным переходом на бурение с использованием водоосновных рецептур. Судя по известным данным и исходя из общих токсикологических соображений, можно предполагать, что недействующие концентрации для буровых растворов на водной основе в условиях хронического воздействия должны быть приблизительно в 10- (недействующие) концентрации для наиболее чувствительных видов и соответствующие ПДК для водоосновных буровых растворов 100 ниже чем их LC50 (48-96 ч). Этот вывод согласуется с результатами последних исследований в России из которых следует, что безвредные варьируют в пределах 10-100 мг/л. [2]

Основной механизм вредного воздействия отработанных буровых растворов (кроме нефтесодержащих смесей) связан главным образом с присутствием в их составе (до 20%) тонкодисперсной взвешенной фазы. Эта взвесь с преобладающим размером частиц от 1 до 10 мкм состоит из минеральных макрокомпонентов буровых смесей (бентонит, барит) и остатков шлама. Биологические эффекты и экологические последствия от таких сбросов аналогичны тем нарушениям, которые возникают в море при природных или техногенных повышениях мутности воды, например при ветровом и штормовом взмучивании донных осадков, во время дноуглубительных работ и т.д. Мнение о решающей роли твердой взвешенной фазы буровых растворов при их действии на морские организмы до сих пор не получило полного признания, хотя оно излагалось ранее. Приведем некоторые факты и аргументы в поддержку этого мнения:

- Практически всегда после фильтрации буровых растворов на водной основе они резко снижают свою токсичность, особенно в опытах с организмами-фильтра торами, например мизидами. Это подтверждают и опыты на артемии, результаты которых приведены в табл.3 и из которых следует, что после удаления твердой фазы токсичность буровых растворов уменьшается в десятки раз.

• Тонкодисперсная взвесь барита и бентонита присутствует в буровых растворах в количествах до 20% по объему с концентрацией в пределах 60-900 г/л (см. главу 2), а их ПДК для морской воды равны, соответственно, 2 и 10 мг/л.

• Все другие компоненты буровых растворов на водной основе не могут существенно усилить их токсические свойства, поскольку они присутствуют в низких концентрациях (обычно менее 1 г/л).

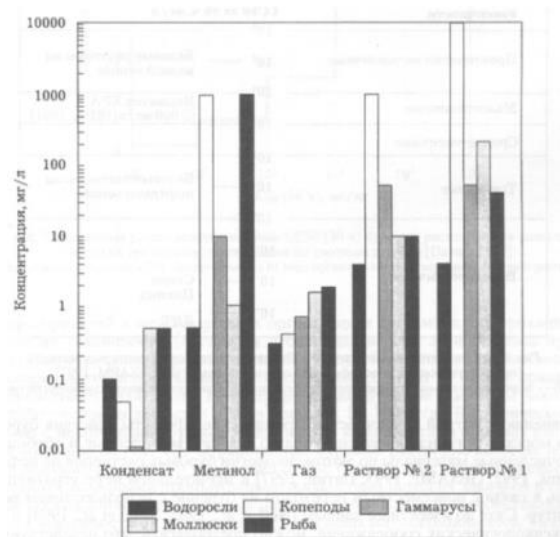


Рис. 2. Максимальные недействующие концентрации некоторых загрязняющих веществ нефтегазовой индустрии для массовых видов морских организмов.

Таблица 3
Сопоставление результатов биотестирования фильтрованных и нефилтрованных проб отработанных буровых растворов, использованных при бурении разведочных скважин на месторождении Аркутун-Даги в 1997 г. по проекту «Сахалин 1»

Вид образцов	Величины LC50 (мг/л, 96 ч) в опытах на артемии <i>Artemia salina</i> (науплии возрастом 2–3 сут) для разных типов растворов			
	Раствор 1	Раствор 2	Раствор 3	Раствор 4
Нефилтрованные пробы	250	500	2 000	300
Филтрованные пробы	18000	14000	20000	10000
Кратность снижения токсичности за счет фильтрации проб	72	28	10	33

Ключевым моментом эко токсикологии буровых растворов является скорость их разбавления и переноса в морской воде. От этого зависят в конечном счете два главных токсикологических параметра — время воздействия и его интенсивность (концентрация).

В лаборатории мы можем выбирать эти параметры по нашему усмотрению, в море их диктует природная ситуация (скорость течения, глубина и т.д.).

Из лабораторных опытов следует, что в первые часы (часто сутки) экспонирования морских организмов в разбавленных буровых растворах на водной основе острые токсические эффекты не проявляются. Мы не наблюдали их в течение суток даже в экспериментах с относительно уязвимым тест-объектом — рачком *Artemia salina* на науплиальных стадиях развития, который в десятки раз превосходит по чувствительности реагирования все другие тестовые организмы — рыбы, водоросли, мизиды. [2].

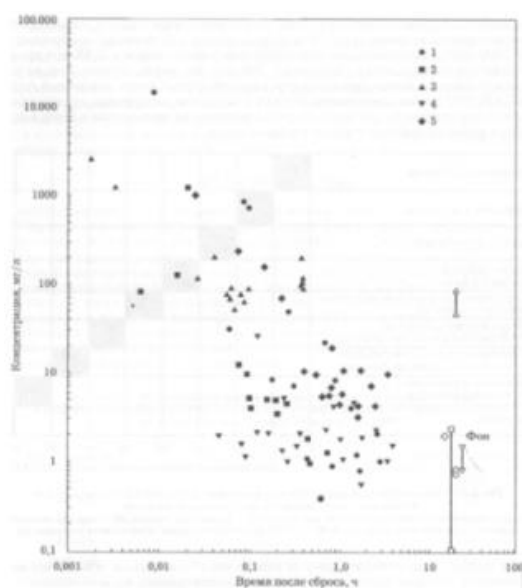


Рис.4 Снижение концентрации взвешенных частиц буровых отходов в зависимости от времени после сброса в различных регионах [Neff, 1998J: / — Мексиканский залив; 2 — атлантический шельф США (Нью-Джерси); 3 — залив Нортон (Аляска); 4 — банка Таннера (Калифорния); 5 — море Бофорта (светлые значки относятся к фону)

Многочисленные полевые наблюдения и моделирование, результаты которых были частично рассмотрены и отражены также на рис. 4, четко показывают быструю динамику разбавления и переноса буровых отходов после их сброса в море в самых различных регионах и ситуациях. Зависимость этого разбавления от времени и расстояния от места сброса носит приблизительно экспоненциальный характер. Как правило, безвредные (недействующие) концентрации наблюдаются уже через несколько минут после сброса на расстоянии нескольких десятков метров, а разбавление (в КЯ-Ю⁴ раз) до фоновых уровней достигается в течение 1-2 ч.

Общий итог сделанного анализа сводится к тому, что вероятность острой интоксикации или гибели организмов в толще воды (планктон, нектон) при сбросах в море отработанных буровых растворов на водной основе практически равна нулю. Первичные обратимые реакции в планктоне, а также возможные нарушения в бентосе за счет физического воздействия на донные организмы и их биотопы в районах разработки месторождений на шельфе.

К настоящему времени во многих странах и на международном уровне накоплен богатый мировой опыт решения природоохранных проблем, связанных с освоением морских нефтегазовых месторождений. Последовательное и многолетнее применение национальных и международных регулирующих мер обеспечило повсеместный переход к наиболее жестким экологическим требованиям к морскому нефтегазовому комплексу. Основные общепризнанные подходы и принципы обращения с отходами нефтегазодобывающей отрасли на шельфе включают в себя:

введение системы запретов на сброс в море неочищенных или опасных отходов, а также системы разрешений на сброс в случаях и при условии, когда последствия таких сбросов носят локальный, кратковременный и обратимый характер и не нарушают способность морской среды к самоочищению;

дифференцированный (региональный, субрегиональный и локальный) подход к введению правил обращения с отходами с учетом экологической, биопромышленной, рекреационной или иной ценности данного региона (субрегиона) и основных природных (океанологических, геоморфологических и др.) параметров среды в районе буровых и нефтепромысловых работ;

широкое использование технологических и эколого-токсикологических регламентов (стандартов, норм), отражающих важные в экологическом плане характеристики и свойства отходов и определяющих возможность их сброса, запрета либо иного регулирующего решения. [4].

Проблема утилизации буровых отходов возникла и в Приобском месторождении.

Выбрав обратную закачку в пласт в качестве метода утилизации выбуренной породы и отработанного бурового раствора, компания «Газпромнефть-Хантос» не ошиблась. Эта технология была признана как наиболее экономически и экологически эффективное решение, не носящее сиюминутный характер, для удаленных буровых кустов в уязвимых экосистемах.

В декабре 2008 года технология закачки отходов, представленная в России компанией M-I SWACO, получила премию Министерства природных ресурсов и экологии РФ как «Лучший экологический проект года».

До недавнего времени разработка таких месторождений была затруднена. Связано это с тем, что все отходы, появляющиеся в процессе бурения, будь то буровой шлам, отработанные растворы бурения, промывочные и сточные воды, нужно было вывозить из пойменной зоны при отсутствии дорог и переправ - в те районы региона, где наземный сброс буровых отходов разрешался.

Данный вопрос был решен ООО «Газпромнефть-Хантос» новым для Западной Сибири методом закачки буровых отходов в пласты горных пород. Эта технология, предоставляемая компанией M-I SWACO, - относительно новый метод утилизации отходов в России. Впервые он был успешно внедрен в 2004 году на сахалинских проектах, и до октября 2008 года закачка больше нигде не осуществлялась.

Хотя технология была заманчивой для многих компаний-операторов и на материковой части, ее применение затруднялось получением необходимых лицензий и опасением в итоговой эффективности. Первым «рискнул» «Газпром-нефть-Хантос», заключив договор с M-I SWACO на проведение двух предпроектных изысканий на закачку отходов. Целями этих работ были (1) определение пригодных для закачки пластов и их приемистости на Приобском и Зимнем месторождениях; (2) сопровождение процесса получения лицензий для «Газпромнефть-Хантос» на закачку и обращение с опасными отходами необходимыми техническими сведениями; (3) оценка изысканий для проектирования необходимого оборудования закачки и конструкции инъекционной скважины.

За период работы проекта было закачено более 190 тыс. кубометров отходов (выбуренная порода, отработанный буровой раствор, загрязненная дождевая вода и другие жидкие отходы) без каких-либо инцидентов в сфере промышленной безопасности и охраны окружающей среды. Это позволило вести безостановочное бурение согласно планам.

Закачка более 8,5 тыс. кубометров в месяц позволяет рассматривать этот проект закачки как один из наиболее интенсивных в мире. Ключевым фактором успеха в этом проекте было эффективное сотрудничество между ООО «Газпромнефть-Хантос» и командой M-I в вопросах управления рисками и своевременная работа над ошибками. [5].

Литература

1. ОСТ 51.01-06-85 Охрана природы. Гидросфера. Правила утилизации отходов бурения нефтегазодобычи в море.
2. Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа. - М.: Изд-во ВНИРО, 2001. – 247 с.
3. Баранникова Н.А., Лисицын Д.В. // Тихоокеанский вестник. – 2002г. – № 29
4. Таргулян О.Ю. Темные страницы черного золота.- Москва, Гринпис России, апрель 2002 г
5. Никитин Н. «Газпромнефть-Хантос»: инновации на страже экологии.// «Нефтегазовая Вертикаль».-2014г. – № 17'10

**СОВРЕМЕННЫЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН
НА МОРЕ**

И.П. Епихин, А.В. Епихин

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ежегодно объемы буровых работ на континентальном шельфе стабильно увеличиваются. Это обусловлено потребностью в решении ряда задач, которые определяют целевое назначение скважин [1]:

- разведка и скважинная эксплуатация месторождений нефти и газа,
- изучение геологического строения и картирование подводных участков моря
- поиск и разведка россыпных месторождений драгоценных металлов и камней, месторождений угля и нерудных материалов,
- скважинная безвскрышная разработка морских погребенных месторождений твердых полезных ископаемых геотехнологическими методами,
- инженерно-геологические изыскания для проектирования и строительства различного рода сооружений на море,
- технические скважины для захоронения радиоактивных отходов, под опорные сваи при строительстве мостов, дамб, буровых оснований и т.д.

Логично, что из указанных выше направлений морского бурения самым востребованным является разработка месторождений жидких углеводородов (нефти, газа, газоконденсата). Заинтересованность в освоении континентального шельфа подчеркивается постоянно растущими объемами, а соответственно и затратами на проведение геологоразведочных работ, что представлено на рис. 1 и 2 соответственно [2].

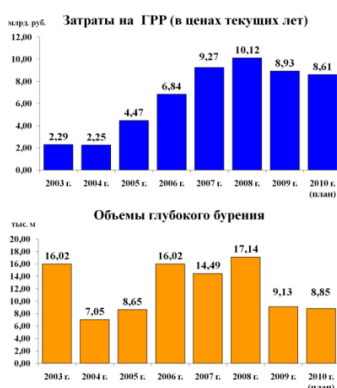


Рис.1 Динамика объемов геологоразведочного и эксплуатационного (глубокого) бурения на континентальном шельфе [2]

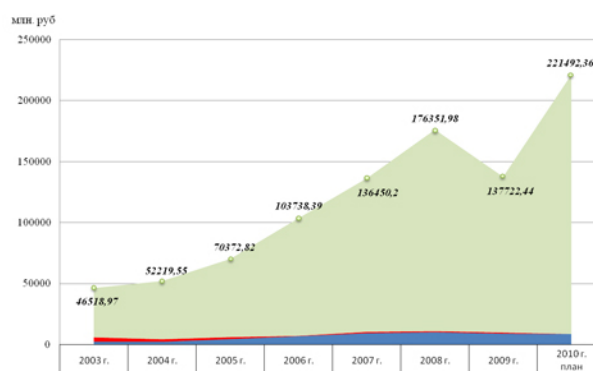


Рис.2 Рост затрат на проведение геологоразведочных работ по освоение континентального шельфа [2]

Анализ представленных диаграмм и графиков позволяет судить, что развитие бурения на континентальном шельфе имеет устойчивый восходящий тренд (за исключением посткризисного периода 2009-2010 гг.).

Морскими нефтеразработками охвачено около 350 месторождений, расположенных в разных районах Мирового океана [3]. Главный из них - Персидский залив. В его недрах сосредоточено 12-13 млрд. тонн извлекаемых запасов нефти и 3,6-3,9 трлн. м³ природного газа. Второй по объему добычи район – Венесуэльский залив и лагуна Маракайбо с запасами в 1,5 млрд. тонн. Далее идут Мексиканский залив (нефть – 410 млн. тонн и газ – 1030 млрд. м³) и Гвинейский залив, запасы нефти которого оцениваются в 1,4 млрд. тонн [4].

Помимо описанных выше, существует еще ряд нефтеносных бассейнов, в которых с различным уровнем успешности ведут работы международные буровые сервисные компании: Total ведет работы по разработке шельфа Западной Африки, а BP и Shell

сооружают скважины на шельфе Бразилии (месторождение Тупи), Vietsovpetro активно разрабатывает шельф Вьетнама (месторождение Белый Тигр и др.) [5-6].

Последнее время нефтяные компании все более активно занимаются работами по разработке и разведке арктического шельфа: Россия на шельфе Западной Арктики, Норвегия в Баренцевом море, США и Канада на Арктическом шельфе Аляски, Дания на шельфе Гренландии [7].

Важно отметить заинтересованность крупнейших отечественных недропользователей в освоение континентального, в том числе, арктического шельфа. Это выражается в ряде международных высокобюджетных проектов последних лет, среди которых:

- 2014 г. – запуск совместного проекта ОАО «НК «Роснефть» и «ЕххноnMobil» в Карском море на платформе «Университетская-1», объем проекта – 600 млн. долларов [8];

- 2011 г. – пуск в работу совместного проекта ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть» по разработке Приразломного месторождения в Печорском море, для реализации которого была специально построена морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная» [9];

- с 2005 по н/в – последовательный запуск 9 проектов под названием «Сахалин», целью которого является разработка шельфовых зон Японского и Охотского морей. В проекте принимает участие ОАО «НК «Роснефть» и ряд зарубежных компаний («ЕххноnMobil», «ONGC», «Sodeco») [10]. Кстати, в рамках этого проекта была пробурена самая длинная в мировой практике бурения скважина – 12 345 м [11].

Отличительной чертой сооружения скважин на шельфе является ряд особых условий: высокие ветровые нагрузки; динамические нагрузки от моря; агрессивность морской воды по отношению к буровому оборудованию; повышенные экологические требования; ледовая нагрузка на буровую установку и низкие температуры в районе арктического шельфа; варьирование глубины моря в районе работ; аномально высокие пластовые давления в продуктивных пластах. Это в совокупности с растущими объемами морского бурения подтверждает актуальность проведения научных исследований для обеспечения высокой скорости и качества ведения работ. Анализ информационных источников позволил определить список научных направлений, в которых заинтересованы буровые подрядчики, ведущие работы на континентальном шельфе:

- *разработка новых конструкций буровых установок (буровых судов, платформ и т.д.) для сооружения скважин на шельфе;*

Это особенно актуально для сооружения скважин сравнительно небольшой глубины, либо сооружения единичных скважин, поскольку до 80% стоимости сооружения скважины на шельфе может приходиться на эксплуатацию специальных плавсредств и буровых установок [12]. При этом новые конструкции буровых установок для шельфового бурения должны отвечать повышенным требованиям с позиции прочности устойчивости в условиях повышенных ветровых, волновых нагрузок, динамического воздействия на морское дно, а также в арктических условиях – наледеобразования и пониженных температур [1,13].

- *разработка новых технологий по добыче керна при сооружении скважин на шельфе, а также при сооружении морских разведочных скважин в целом [8, 14];*

Выше было отмечено, что строительство скважины при морском бурении требует в разы больших капиталовложений, чем при сооружении скважин на суше. Поэтому процедура отбора керна становится особенно невыгодной для бурового подрядчика, не смотря на ее важность для науки и промышленности. Предлагается вести работы в направлении комбинированных способов проходки скважин, которые бы обеспечивали высокую скорость бурения при сохранении качества керна [12]. Аналогично требуется активное развитие технологий разведочного бурения, которые позволят сократить сроки сооружения скважин при сохранении уровня качества на заданном уровне.

- *разработка новых конструкций приустьевых технологических комплексов, обладающих высокой монтажеспособностью;*

Это позволит снизить затраты на установку и подготовку устьевого оборудования к работе без негативного влияния на уровень безопасности технологического процесса [15].

- мероприятия по повышению культуры труда персонала буровой;

Персонал буровой при сооружении скважин на шельфе подвергается повышенному воздействию техногенных и климатических внешних факторов, что выражается в активном развитии профессиональных заболеваний [1].

- разработка технологий, снижающих техногенное воздействие на окружающую среду.

Выделяют несколько категорий техногенного воздействия на окружающую среду, возникающего при сооружении скважин на море: выбросы в атмосферу, сбросы в морскую воду, тепловое и шумовое загрязнение. Самыми опасными являются первых две категории, как результат работы силовых агрегатов буровой установки и использования технологических жидкостей: буровых и цементных растворов, буферных и перфорационных жидкостей и др. [16].

Анализ актуальных научных направлений подчеркивает необходимость проведения работ по моделированию процессов морского бурения и широкомасштабных стендовых испытаний новых технологий. Это обусловлено потребностью в высоких капиталовложениях при проведении полевых исследований. Буровые подрядчики наиболее заинтересованы в получении апробированных технологий или оборудования, которые готовы к эксплуатации. Следовательно, для проведения научных исследований в области морского бурения предпочтительной является визуализация технологических процессов и особенностей функционирования оборудованиями с помощью систем автоматического проектирования (САПР), например, SolidWorks, Ansys и др.

Проведенный анализ позволил выбрать научное направление, в рамках которого в дальнейшем планируется проведение исследований: 3D-моделирование и расчет нагрузок, действующих на оборудование, используемое при сооружении скважин на континентальном шельфе.

Литература

1. Бурение на шельфах. Нефтяник: новости нефтегазового сектора //Интернет-ресурс. URL: <http://neftynik.ru/burenie-na-shelfax/> (дата обращения: 7.10.2014).
2. Соловьев Б.А. Перспективы нефтегазоносности и обоснования направлений геологоразведочных работ. ФГУП Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт. //Интернет-ресурс. URL: http://www.vnigni.ru/about/structure/otdelenie_2/ (дата обращения: 7.10.2014).
3. Морская добыча нефти. Библиофонд: электронная библиотека. //Интернет-ресурс. URL: <http://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=522637> (дата обращения: 7.10.2014).
4. Нефть и газ из океана. Полная энциклопедия //Интернет-ресурс. URL: <http://www.polnaja-jenciklopedija.ru/zhizn-okeana/neft-i-gaz-iz-okeana.html> (дата обращения: 7.10.2014).
5. 5 самых рискованных нефтяных проектов в мире. Вести экономика //Интернет-ресурс. URL: <http://www.vestifinance.ru/articles/45989> (дата обращения: 7.10.2014).
6. Вьетсовпетро. Википедия: свободная энциклопедия //Интернет-ресурс. URL: <https://ru.wikipedia.org/> (дата обращения: 7.10.2014).
7. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Поиск, разведка и освоение месторождений нефти и газа на шельфе Арктики //Бурение и нефть. – №7-8. – 2011. – С. 24 – 28.
8. Nord News: информационное агентство // Интернет-ресурс. URL: <http://nord-news.ru/news/2014/08/11/?newsid=64523> (дата обращения: 7.10.2014).

9. Приразломная (нефтяная платформа). Википедия: свободная энциклопедия //Интернет-ресурс. URL: <https://ru.wikipedia.org/> (дата обращения: 7.10.2014).
10. Сахалинские шельфовые проекты. Википедия: свободная энциклопедия //Интернет-ресурс. URL: <https://ru.wikipedia.org/> (дата обращения: 7.10.2014).
11. Lenta.ru: новостной ресурс // Интернет-ресурс. URL: <http://lenta.ru/news/2011/01/28/sakhalin/> (дата обращения: 7.10.2014).
12. Калиниченко О.И., Зыбинский П.В., Каракозов А.А. Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе. – Донецк: ДонНТУ, 2007. – 270 с.
13. Особенности бурения морских скважин. Свойства нефти //Интернет-ресурс. URL: <http://svoistvanefiti.ru/osobennosti-burenija-morskih-skvazhin-podvodnoe/> (дата обращения: 7.10.2014).
14. Бурение на шельфах //Информационный ресурс. URL: http://ltionares.clan.su/news/burenie_na_shelfakh/2013-06-20-192 (дата обращения: 7.10.2014).
15. Классификация морских стационарных платформ. Свойства нефти //Интернет-ресурс. URL: <http://svoistvanefiti.ru/tag/morskoj/> (дата обращения: 7.10.2014).
16. Балаба В.И. Обеспечение экологической безопасности строительства скважин на море//Бурение и нефть. - 2004. – № 1. – С. 18 – 21.

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИКЕ НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТА ОРМЕН ЛАНГЕ

Д.В. Ефимов

Научный руководитель доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с изменением направления стратегического развития Российской Федерации и с переориентацией на развитие инфраструктуры Восточных и Северных регионов страны, а так же формирование нового рынка стратегических зарубежных партнеров, освоение территорий, характеризующихся наличием больших запасов углеводородных ресурсов, делает зону Арктического шельфа перспективным районом. Но суровые климатические условия, отсутствие населения в данном районе и практическое отсутствие ориентированных на эту специфику технологий, не позволяет, в полной мере, ответить на ряд вопросов, связанных с алгоритмом проектирования и освоения таких месторождений. Для решения сложных многофункциональных задач в вышеуказанных специфических условиях, требуется привлечение опыта мирового технического сообщества, деятельность которого может быть ориентирована по двум основным направлениям. Это разработка новых, инновационных технологий и модернизация существующих, которые позволят расширить границы возможностей нефтяных и газовых компаний не только РФ, но и других заинтересованных в сотрудничестве с Россией государств. Литературный анализ [1] показал, что разрабатываемые и планируемые к разработке месторождения Арктического шельфа характеризуются залеганием на морском дне в небольших глубинах, как правило, не превышающих 200...350 м (Русановское, Ленинградское, Долгинское месторождение и т.д.). Данная информация свидетельствует о возможности применения классических надводных технологии извлечения и подготовки углеводородов, опираясь на опыт международного сообщества специалистов нефтегазового комплекса, в том числе и на российских инженеров и проектировщиков. С другой стороны, существует ряд уникальных месторождений с огромными запасами, залегающих от уровня водной поверхности на больших глубинах и значительном удалении от береговой линии, что классифицирует их как разрабатываемые в дальнейшей перспективе. Тем не менее, выбор комплекса технологических мероприятий для освоения таких природных ресурсов, уже сегодня предполагает начинать огромную

подготовительную работу, в том числе и выбор соответствующей специфическим условиям, технологий. На наш взгляд, опираясь на опыт норвежской компании Statoilhydro [2,3], к глубинным месторождениям может быть применена автоматизированная технология с размещения всего добывающего комплекса под водой на морском дне. Контроль и управление производится на суше и делает такую технологию малолюдной. Рассмотрим специфику данной технологии. С одной стороны, максимальная автономность комплекса не требует присутствия большого количества персонала на объекте, что в вышеприведенных условиях Арктики, снижает ряд финансовых затрат проекта. Кроме того, на ледовой поверхности не требуется размещение каких либо технических комплексов и устройств, что может быть опасно в случае перемещения ледового покрова. С другой стороны, надо отметить, что применение такой технологии требует проложения трубопровода по профилю морского дна (необходимо вскрытие ледового покрова при помощи дополнительных специальных ледокольных судов и дополнительных финансовых вложений) и выводом его на береговую линию. Однако, не исключена вероятность внештатных ситуаций как в процессе строительства, так и эксплуатации, на ликвидацию которых могут потребоваться дополнительные затраты и привлечение специалистов. Следовательно, возникает необходимость безупречного проведения всех этапов строительства и использования более надежного оборудования, таких как трубопровод в защитном исполнении и т. д. В противном случае, для непосредственной ликвидации аварий необходимо будет заново вскрывать лёд над участком, что займет не только финансовые затраты, но и время. Таким образом, для использования этой технологии необходим четко продуманный комплекс мер, направленный на предотвращение возникновения возможных аварийных ситуаций и их быструю ликвидацию. Только тогда эта технология сможет открыть доступ ко многим другим глубоководным месторождениям, расположенным в труднодоступных районах, в том числе и в зоне арктического шельфа.

Литература

1. Дмитриевский А. Н., Мастепанов А.М., Кротова М.В. Энергетические приоритеты и безопасность России (нефтегазовый комплекс) / Под общей редакцией А. М. Мастепанова. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – 336 с.
2. Ormen Lange [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.statoil.com/en/OurOperations/ExplorationProd/partneroperatedfields/OrmenLange/Pages/default.aspx/> - Statoil – (Дата обращения: 16.10.2014).
3. Ormen Lange [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ormenlangeworld.com/> - Ormen Lange (Дата обращения: 11.10.2014).

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА КОМПАУНДИРОВАНИЯ ТОВАРНЫХ БЕНЗИНОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

М.В. Киргина

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день, общий объем бензинового фонда в России превышает 30 млн. тонн в год. Вместе с тем, большая часть бензинов, выпускаемых отечественными предприятиями, не соответствует европейским стандартам. Основной задачей, стоящей перед нефтеперерабатывающей промышленностью в свете планируемого вступления России в ВТО, является повышения качества российских нефтепродуктов путем введения в стране более жестких требований к экологическим параметрам продукции [1, 2].

Наиболее ответственным процессом для формирования качественных и количественных показателей товарного бензина является процесс компаундирования – процесс получения высокооктанового бензина путем смешения прямогонных фракций с компонентами вторичных процессов переработки нефти, а также присадками и добавками.

Таким образом, актуальной является задача повышения эффективности и оптимизация процесса компаундирования на любом нефтеперерабатывающем заводе как с точки зрения повышения качества продукции, так и с экономической точки зрения.

Однако данный процесс является чрезвычайно сложным для оптимизации, что объясняется рядом факторов:

- наличием большого числа компонентов;
- отклонением от аддитивности физико-химических свойств компонентов смесей;
- трудностями создания математических моделей, адекватных процессу в широком диапазоне изменения свойств компонентов;
- постоянным изменением состава сырья.

Вместе с тем, решение подобных многофакторных и многокритериальных задачи оптимизации наиболее эффективно может быть выполнено с использованием метода математического моделирования и широкого внедрения компьютерных моделирующих систем на физико-химической основе на нефтеперерабатывающих предприятиях.

Целью данной работы является разработка компьютерной моделирующей системы для оптимизации процесса компаундирования товарных бензинов на действующих нефтеперерабатывающих предприятиях с учетом неаддитивности октановых чисел смешения и состава вовлекаемых компонентов.

На кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета были разработаны математические модели для расчета октановых чисел товарных бензинов с учетом интенсивности межмолекулярных взаимодействий компонентов смеси и механизма взаимодействия антидетонационных присадок с углеводородами. На основе разработанных математических моделей была создана компьютерная моделирующая система для оптимизации процесса компаундирования товарных бензинов «Compaunding» [3, 4].

Исходными данными для проведения расчетов в программе являются данные об углеводородном составе направляемых на компаундирование потоков, т.е. данные хроматографического анализа.

Из-за отсутствия единой стандартизированной методики представления, экспериментальные данные об углеводородном составе потоков, получаемые с различных предприятий, значительно различаются. Для максимальной универсальности в программе «Compaunding» присутствует блок обработки хроматограмм, позволяющий автоматически систематизировать информацию о составах потоков. Основой систематизации является список, содержащий 69 компонентов, распределение по группам которых представлено в табл. 1.

Как видно из табл. 1 представленный список компонентов не содержит в себе олефиновых углеводородов. Было установлено, что олефины содержатся в значительном количестве в таких компонентах товарных бензинов как бензины каталитического крекинга, коксования и отгоны процесса гидроочистки.

Таким образом, олефины вносят существенный вклад в конечное октановое число бензина, которым нельзя пренебрегать. Учитывая это, необходимым является расширение списка компонентов для формализованной обработки данных хроматографического анализа.

Процесс расширения списка компонентов для создания модуля автоматической обработки хроматограмм включал в себя следующие этапы:

1. Составление «глобального» списка путем анализа углеводородного состава потоков, вовлекаемых в процесс компаундирования на основе данных хроматографического анализа полученных с промышленных установок.

- 2. Формализация списка компонентов** по совокупности четырех критериев:
- групповая принадлежность углеводородов;
 - близость концентраций;
 - близость углеводородной структуры молекул;
 - близость октановых чисел компонентов.

Основной целью формализации было создание списка минимально возможного по количеству компонентов но, вместе с тем позволяющего точно рассчитывать октановые числа потоков.

Учитывая все выше перечисленное, был сформирован окончательный список компонентов, согласно которому будет происходить автоматизированная систематизация данных хроматографического анализа. Список включает в себя 110 компонентов, в том числе олефиновые углеводороды (табл. 1).

На основе составленного набора компонентов, в среде Borland «Delphi 7» был разработан программный модуль автоматизированной обработки данных хроматографического анализа.

Таблица 1

Сравнение наборов компонентов

Группы компонентов	Старый список	Новый список
н-парафины	8	10
изопарафины	36	39
олефины	0	32
нафтены	19	15
ароматические соединения	9	14
ИТОГО	69	110

Для проверки разработанного набора компонентов на адекватность, с использованием моделирующей системы «Compounding» были рассчитаны октановые числа потоков по исследовательскому методу (ОЧИ) с известными детонационными характеристиками (табл. 2).

Таблица 2

Проверка на адекватность

Поток	ОЧИрасч	ОЧИэксп	Δ
Алкилат	93,3	93,3	0,03
Риформат	94	94,5	0,53
Бензин кат. крекинга	85	86	1
Бензин газодифракционирующей установки	83,2	82,8	0,38
Бензин установки КАС	88,2	87,3	0,88

$$\Delta = |\text{ОЧИэксп} - \text{ОЧИрасч}|$$

Анализ результатов представленных в табл. 2 показывает, что предложенная методика позволяет рассчитывать октановые числа с абсолютной погрешностью сопоставимой с погрешностью экспериментальных методов определения данного параметра.

Углеводородный состав компонентов высокооктановых бензинов не является постоянной величиной даже для одной и той же установки и изменяется в течение времени в зависимости от условий процесса и качества исходного сырья. Поэтому, для оптимального проведения процесса компаундирования, во избежание перерасхода высококачественных и дорогостоящих компонентов необходим оперативный расчет оптимальной и точной рецептуры смешения компонентов, что и позволяет сделать разработанная компьютерная моделирующая система.

В ходе работы с использованием программы нами были рассчитаны октановые числа легких и тяжелых риформатов и рецептуры смешения для бензинов марок Премиум-95 и Супер-98 Ачинского НПЗ. В ходе расчетов было установлено, что содержание ароматических углеводородов оказывает решающее влияние на значение октановых чисел риформатов, так с увеличением содержания в риформатах бензола и ароматики октановое число увеличивается. Таким образом, на конечное октановое число бензина оказывает влияние состав исходного сырья.

Результаты проведенных исследований показали, что при использовании имеющихся рецептур для одних потоков октановое число недостаточное, для других – наоборот, идет перерасход материала или бензин не удовлетворяет требованиям стандартов – превышено содержание ароматических углеводородов (табл. 3).

Таблица 3

Расчет существующих рецептур смешения бензинов

Характеристики	Премиум-95, ЕВРО-5					
	Рецепт №1		Рецепт №2		Рецепт №3	
Состав риформата	1	2	1	2	1	2
ОЧИ	93,8	92,4	94	92,5	94,5	93
ОЧМ	85,8	84,3	86	84,6	86,4	85
ДНП	66,45	66,38	64,58	64,52	60,13	60,07
Содержание бензола, мас. %	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01
Содержание ароматики, мас. %	31,92	29,88	31,64	29,62	32,02	29,97
Характеристики	Супер-98, ЕВРО-5					
	Рецепт №1		Рецепт №2		Рецепт №3	
Состав риформата	1	2	1	2	1	2
ОЧИ	96,6	95,1	97,9	96,4	97,4	95,9
ОЧМ	87,8	86,2	89,1	87,5	88,7	87,1
ДНП	98,85	98,78	73,23	73,16	81,55	81,48
Содержание бензола, мас. %	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01
Содержание ароматики, мас. %	32,29	30,48	34,89	32,66	34,51	32,2

Ранее на Ачинском НПЗ для производства высокооктановых бензинов марок Премиум-95 и Супер-98 использовались антидетонационные металлосодержащие присадки, однако на сегодняшний день требованиями Технического регламента, применение подобных присадок запрещено. Поэтому перед нами была поставлена задача, скорректировать рецептуры не позволяющие получать кондиционные партии продукции. В качестве октаноповышающей добавки был выбран, разрешенная и наиболее эффективная на сегодняшний день добавка-оксигенат – метилтретбутиловый эфир (МТБЭ).

Так, с использованием разработанной моделирующей системы были проведены расчеты различных вариантов компаундирования потоков с получением бензинов марок «Премиум-95», «Супер-98» (табл. 4).

Основными критериями, согласно которым составлялись рецептуры бензинов, являлись экологические требования, предъявляемые к различным маркам топлив, действующим Техническим регламентом, а также стоимость компонентов и наличие их на предприятии.

Так, наиболее дорогостоящими являются продукты процесса изомеризации и легкие углеводородные газы C_4 , однако они не содержат бензола, ароматических и олефиновых углеводородов, что делает их наилучшим сырьем для компаундирования. При составлении рецептур бензинов вовлекалось как можно большее количество риформатов (в табл. 3, 4 приведены рецептуры на основе двух риформатов различного состава), вследствие их большого количества на отечественных предприятиях, и наименьшее количество антидетонационных присадок, в частности, МТБЭ, в связи с высокой стоимостью и необходимостью экономии данного компонента.

Как видно из табл. 4, для приготовления бензина АИ-98 при использовании риформата 1, по сравнению с риформатом 2, требуется меньшее количество МТБЭ, однако большее количество изопентана, что связано, с тем, что октановое число риформата 1 больше, чем риформата 2. Себестоимость изопентана значительно ниже себестоимости МТБЭ, т.е. при использовании риформата 1 мы экономим дорогостоящую добавку, что отражается, в конечном итоге, на стоимости товарного бензина.

Таблица 4

Рецептуры смешения бензинов

Характеристики	Премиум-95, ЕВРО-5					
	Рецепт №1		Рецепт №2		Рецепт №3	
<i>Состав риформата</i>	1	2	1	2	1	2
Изомеризат	40,9	35,9	38,3	26,2	33,3	31,7
Тяжелый риформат	48,7	52,7	49,7	52,8	49,7	52,8
Легкий риформат	-	-	-	-	-	-
н-С ₄	6,4	6,4	-	-	-	-
і-С ₄	-	-	2	4	-	-
Изопентан	-	-	10	15	17	11,5
МТБЭ	3	5	-	2	-	4
<i>ОЧИ</i>	95,6	95,1	95,1	95,3	95,4	95,2
<i>ОЧМ</i>	86,7	85,5	86,5	86	86,8	85,7
ДНП, КПа	65,36	59,78	63,69	68,81	58,84	49,37
Содержание бензола, мас. %	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01
Содержание ароматики, мас. %	34,36	34,46	34,72	34,52	34,72	34,52
Характеристики	Супер-98, ЕВРО-5					
	Рецепт №1		Рецепт №2		Рецепт №3	
<i>Состав риформата</i>	1	2	1	2	1	2
Изомеризат	21,5	21	-	-	17,1	20,1
Тяжелый риформат	49,8	49,8	49,1	49,9	49,8	49,8
Легкий риформат	-	-	-	-	-	-
н-С ₄	8	7	-	-	-	-
і-С ₄	-	-	-	-	5	5
Изопентан	14,7	11,2	49,9	44,1	24,1	15,1
МТБЭ	6	11	1	6	4	10
<i>ОЧИ</i>	98,1	98,1	98,3	98,2	98,2	98,3
<i>ОЧМ</i>	88,6	88	89,3	88,6	88,9	88,2
ДНП, КПа	72,26	63,13	71,87	64,63	77,8	67,8
Содержание бензола, мас. %	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01
Содержание ароматики, мас. %	34,79	32,56	34,86	32,62	34,79	32,56

Результаты проведенных расчетов, подтверждают необходимость и целесообразность учета состава сырья и неаддитивности октановых чисел смешения при разработке рецептур смешения бензинов.

Разработанная моделирующая система «Compaunding» позволяет:

точно рассчитывать углеводородный состав потоков и октановые числа бензинов;

чутко реагировать на изменение состава сырья;

варьировать рецептуры смешения и вырабатывать рекомендации по вовлечению в компаундирование различного по составу сырья.

С использованием разработанной моделирующей системы любой НПЗ может выбирать для себя нужную ему рецептуру приготовления бензина с учетом состава и перечня имеющихся потоков, уменьшая себестоимость бензина и тем самым, делая свою продукцию более конкурентоспособной.

Литература

1. Капустин В. М. Глубокая переработка углеводородного сырья в условиях финансового кризиса // Мир нефтепродуктов. – 2009. – № 3. – С. 8 – 10.

2. Карпов С.А., Борзаев Б.Х., Елиша М.К. Актуальные аспекты производства современных автомобильных топлив // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2007. – № 5. – С. 15 – 19.
3. Смышляева Ю.А., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В., Зыонг Ч.Т. Математическое моделирование процесса приготовления топливных композиций с использованием антидетонационных присадок // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2011. – № 1. – С. 3 – 8.
4. Киргина М.В., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Смышляева Ю.А., Кравцов А.В., Фан Фу. Моделирование процесса приготовления товарных бензинов на основе учета реакционного взаимодействия углеводородов сырья с высокооктановыми добавками // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2012. – № 4. – С. 3 – 8.

ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА: РОССИЯ И НОРВЕГИЯ - ЕСТЕСТВЕННЫЕ ПАРТНЕРЫ

С.С. Ковальчук, М.А. Денисова

Научный руководитель профессор Штриплинг Л.О.

Омский государственный технический университет, г.Омск, Россия

В XX веке выдвигению Арктики на передний план развития экономики способствовали рост спроса на нефть и ее быстрорастущая добыча в СССР (годовой рубеж в 300 млн. т был превышен в 1973 г.). Эффективность поисково-разведочных работ на шельфах Баренцева и Карского морей не имеет аналогов в мире за последние 30 лет. Пик открытий пришелся на 1980-е годы. Всего выявлено 11 месторождений, среди которых уникальные по запасам газоконденсатные месторождения Штокмановское, Русановское, Ленинградское, Ледовое и гигантское нефтяное месторождение Приразломное. Крупнейшим достижением российских ученых в конце XX века стало получение достоверных доказательств того, что арктический шельф является супергигантским нефтегазоносным районом мира, вмещающим не менее 100 млрд. т условного топлива в нефтяном эквиваленте [1; 126]. Нефтегазовые месторождения Арктики образуют ряд провинций на суше (Тимано-Печорская, Западно-Сибирская и др.) и шельфовый супербассейн. Специалисты сходятся во мнении, что добыча нефти и газа в шельфовой зоне северных морей станет к середине XXI столетия основой развития ТЭК России. Напомним, что российский арктический шельф является самым большим в мире. В пределах сектора континентальный шельф России охватывает площадь 6,19 млн. км², что составляет 41% от площади всей акватории Арктики.

Доказательство того, что большая часть дна Северного Ледовитого океана от евразийского побережья до Северного полюса является продолжением Сибирской континентальной платформы и, следовательно, естественным продолжением России, дает нашей стране право на распространение своих исключительных суверенных прав на ресурсы континентального шельфа в пределах своего арктического сектора. Оформление прав России в порядке, установленном Конвенцией ООН по морскому праву 1982 г., позволит на законном основании установить внешнюю границу континентального шельфа за пределами 200-мильной экономической зоны.

Комиссия по континентальному шельфу ООН рекомендовала России скорейшим образом заключить договоры о разграничении морских пространств с Норвегией, США и Японией. Что касается российско-американских отношений в области разграничения морских пространств, то на основании Венской конвенции о праве международных договоров 1969 г. страны временно применяют договор Бейкера-Шеварднадзе 1990 г., который Россия на данный момент не ратифицировала. «Линия Бейкера-Шеварднадзе» разграничивает морские пространства в Беринговом и Чукотском морях. С подписанием Договора исторически сложившаяся линия разграничения морских пространств между Россией и США, установленная в 1867 г., была изменена в пользу Соединенных Штатов. Уже в XXI в. Российскими законодателями не раз поднимался вопрос о пересмотре

Договора, американская сторона отвечает отказом и предлагает сначала ратифицировать Договор, предусматривая компенсации российской стороне. Поэтому обсуждение этой проблемы превратилось в длительный переговорный процесс.

Несмотря на множество схожих черт, начиная от географических условий и заканчивая высокой степенью участия государства в судьбе топливно-энергетического комплекса страны, сотрудничество России и Норвегии в нефтегазовой сфере характеризуется крайне низкой активностью и находится в зачаточном состоянии. Из наиболее заметных совместных проектов можно обозначить лишь совместную работу «Statoil» и «Газпрома» на Медынско- Варандейском месторождении и участие норвежцев в освоении Харьяги [2; 167].

Такая ситуация складывается отнюдь неспроста. Трудности в отношениях с норвежскими компаниями вызывает проблема не урегулированности спора по поводу так называемой «серой зоны». Спор идет из-за метода разметки морской границы между Шпицбергом и Новой Землей. Россия требует провести границу по «северному» принципу, продолжив на север линию советских полярных владений, определенную в 1926 г.

Советский вариант раздела норвежская сторона не признает и ссылается на международную практику раздела морских территорий, которая отталкивается от контура побережий приграничных стран. Данный спор может стать внутренним спором «Большой восьмерки», так как разработанная Норвегией единая политика по освоению северных областей (White Paper) предполагает переговоры с США, Канадой, Францией и Германией. Отстаивание же своих интересов Россия может проводить, активно участвуя в глобальной инициативе ЕС под названием «Северный морской коридор» (СМК).

С началом геополитической борьбы за арктический шельф проявилась тенденция к обострению противоречий между государствами. На предъявление Россией претензий в Арктике норвежцы отреагировали подготовкой к началу в 2015 г. масштабных работ по добыче нефти на Шпицбергене и примыкающей к нему с севера акватории. Добыча нефти и газа намечена также вблизи автономных от Дании Фарерских островов и в акватории между Исландией и датской Гренландией. Совокупные ресурсы месторождений этой зоны сопоставимы с углеводородными запасами в российском секторе Баренцева моря. Развивая добычу сырья на севере Баренцева моря, Норвегия намерена форсировать конкуренцию с Россией в освоении газовых ресурсов бассейна Баренцева моря. Быстрое введение в строй российского Штокмановского проекта заведомо дает России преимущества в газообеспечении Европы. Поэтому вполне закономерным является решение нашей страны привлечь норвежские компании к освоению Штокмановского месторождения. Совместное участие в освоении месторождения может как подтолкнуть государства к решению вопроса о «серой зоне», так и временно его заморозить.

Проведение границы в «серой зоне» позволит обеим странам посредством участия в Штокмановском проекте создать единое газовое мегаполе. При данном сценарии развития событий у России появится шанс вступить в новую, более продуктивную фазу отношений в энергетической сфере с Европейским союзом и США. Ориентации на сотрудничество с Норвегией во внешней энергетической политике России способствуют несколько важных факторов. Во-первых, Норвегия имеет вторую по величине после российской долю европейского рынка газа (18%), и ее энергетическая политика не вызывает вопросов у европейских законодателей. Норвегия остро нуждается в увеличении своих газовых запасов для удержания уровня экспортных поставок, и наиболее логичным партнером на европейском рынке для норвежцев является именно Россия, а не третий крупный газовый игрок Европы – африканский Алжир.

Во-вторых, Норвегия – член НАТО с момента основания организации, поэтому американский вектор во внешней политике страны весьма велик.

Открыли Штокман в 1988 г. и изначально это месторождение рассматривалось как флагман российской индустрии СПГ. В начале XXI в. ответы на вопросы, каким образом будут осваиваться штокмановские залежи, по какому маршруту и в каком виде пойдет

штокмановский газ, попали в зависимость от внешнеполитических решений России. Кажется вполне очевидным, что чем неопределеннее становилась ситуация по Штокмановскому месторождению, тем более объяснимым представлялся дебют «Газпрома» в сахалинском проекте.

Освоение столь беспрецедентного по капиталовложениям ресурсного участка требует участия, помимо «Газпрома», еще нескольких иностранных инвесторов – крупных энергетических компаний.

Приглашение российского президента к более тесному сотрудничеству в сфере поставок газа европейским потребителям путем участия в освоении Штокмана было сделано германской стороне. Фактическим ответом на это явилось создание энергетического альянса между Францией и Германией без участия третьих стран. Ожидание политических уступок в обмен на участие американских компаний в проекте не оправдалось, и решением газового лобби в российском правительстве уже Вашингтону придется довольствоваться, по крайней мере в ближайшей перспективе, лишь спотовыми поставками «Газпрома», т.е. по схеме замещения сетевого российского газа сжиженным газом нероссийского происхождения.

Возможности партнерства со скандинавскими компаниями рассмотрим более подробно, так как помимо того, что и Россия, и Норвегия не являются членами ОПЕК и от них полностью зависит вся структура европейского рынка газа, Норвегия олицетворяет собой уникальный опыт в создании эффективного государственного нефтегазового комплекса. Некоторые моменты из успешного опыта европейской страны 70-х годов прошлого столетия мы можем наблюдать сегодня и в действиях российского «Газпрома».

С открытием в 1969 г. на норвежском шельфе первых крупных месторождений на государственном уровне возник вопрос о формировании нового административного органа, ответственного за концепцию развития ТЭК.

Первоначально вопросы в области нефти и газа координировало Министерство промышленности Норвегии. По решению парламента страны (Стортинга) в 1972 г. произошла реорганизация министерства промышленности. Был сформирован норвежский нефтяной директорат со штаб-квартирой в нефтяной столице Норвегии – г. Ставангер и создана государственная нефтяная компания «Statoil». Только с вводом в разработку месторождений в 1978 г. было создано отдельное Министерство нефти и энергетики, что продемонстрировало приоритет отрасли для экономического благополучия страны.

Сегодня в освоении Штокмана принимают участие три стороны: Россия в лице ОАО «Газпром» с долей в 51%, французская «Total» (25%), норвежская «StatoilHydro» (24%). Можно предположить, что данная расстановка сил окончательна, так как контрольная доля российской стороны пересмотру не подлежит.

Штокмановский газ оказался той гранью современных международных отношений, когда Россия, принимая решение по реализации проекта, выводит на новый уровень взаимоотношений с ЕС и США. Центром борьбы в наступившем веке станет Арктика. На современном этапе между странами существует жесткая конкуренция за право обладания нефтью и газом, которые будут добыты через два десятка лет из ее недр. Ни одна страна не сможет самостоятельно осилить трудоемкое, требующее колоссальных экономических затрат освоение столь уязвимых в экологическом плане территорий. В условиях стремительного развития глобализации мировой экономики, при конструктивном, волевом и политически осмысленном диалоге государств, на смену соперничеству неизбежно придет сотрудничество, ярким примером которого является Штокмановский проект.

При принятии решений не стоит забывать о том, что когда добыча нефти и газа достигнет своего пика, а это произойдет по разным прогнозным оценкам через 10–20 лет, то практически все оставшиеся нетронутыми запасы будут приходиться на мусульманские страны Ближневосточного региона, что может кардинально поменять сложившийся баланс сил в мире. Учитывая существующее многократное отставание стран европейского мегаконтинента, а также стран Северной и Южной Америки по объемам запасов углеводородного сырья в их недрах, освоение шельфовых территорий призвано наполнить год от года увеличивающийся разрыв в мировом энергетическом уравнении.

Литература

1. Атаманчук, Г. В. Арктическая война / Г. В. Атаманчук. - М.: РАГС, 2003. – 268 с.
2. Деникин, А. Д. Арктика сегодня / А. Д. Деникин, - СПб.: Знание, 2002. – 232 с.

**СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ БУРЕНИИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН: ЛИКВИДАЦИЯ ПРИХВАТОВ БУРОВОГО
ИНСТРУМЕНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗГЛИНИЗУЮЩЕГО РЕАГЕНТА РР**

А.А. Ковешников

Научный руководитель ассистент Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе бурения скважин, осложнения связанные с прихватами бурового инструмента, занимают большой процент времени в сравнении с другими авариями и требуют большого количества времени для их ликвидации.

Прихваты инструмента происходят по многим причинам, основными из которых являются:

Прилипание инструмента к стенкам скважины при оставлении его без движения;

Затяжки вследствие образования сальников и сужений ствола скважины в результате налипания толстых корок;

Обрушение неустойчивых пород;

Расклинивание инструмента при спуске, бурении или проработке полноразмерными долотами;

Заклинивание и прилипание инструмента в желобах;

Расклинивание инструмента вследствие попадания в скважину посторонних предметов;

Прихваты, вызванные газо-нефте-водопроявлениями и поглощениями;

Прихваты вследствие осаждения выбуренной породы.

Основной процент при прихватах инструмента (более 50%) занимает прилипание инструмента к стенкам скважины при оставлении его без движения. Для выяснения причин данного явления сегодня проводятся многочисленные лабораторные и промысловые эксперименты, в результате которых определено, что на этот процесс в основном влияют два фактора: липкость глинистой корки и гидростатическое давление в зоне прихвата.

Прилипание глинистых частиц к поверхности труб можно объяснить следующим: на поверхности раздела бурильной трубы и частиц глинистого раствора образуются силы электрического притяжения, это обуславливается наличием свободного электрического слоя на поверхности раздела фаз, а также зарядом частиц. Если же поверхность трубы будет соприкасаться не с раствором, а с глинистой коркой, то силы сцепления между бурильной трубой и коркой будут значительно больше, чем между трубой и пленкой раствора. Это можно объяснить тем, что в корке частицы глины имеют более тонкие водные оболочки, теснее располагаются друг к другу, поэтому силы электрического напряжения в данном случае проявляют себя энергичнее.

При этом, чем больше в буровом растворе коллоидной фазы, тем выше липкость глинистой корки. Так, например, при содержании в растворе более 10-20% коллоидной фазы, липкость корки увеличивается в несколько раз. При увеличении плотности раствора, липкость корки также увеличивается из-за увеличения содержания твёрдой фазы. Но увеличение плотности бурового раствора приводит к увеличению гидростатического давления в скважине, что увеличивает прижимающую силу, направленную на прижатие бурового инструмента к стенке скважины. Особенно это явление наблюдается при вскрытии проницаемых пластов, когда на стенке скважины образуется толстая глинистая корка и, под воздействием перепада давления в системе скважина-пласт, происходит залипание бурового

инструмента – дифференциальный прихват. В этом случае, в состоянии покоя, величина липкости глинистой корки может достигать 0,5-0,8 кг/см² и более. При таких величинах липкости, для освобождения прихваченного инструмента, необходимо приложить на каждый 1 м² прихваченной трубы 5-8 т нагрузки, что в большинстве случаев не представляется возможным из-за ограничения грузоподъёмности буровой установки.

Исходя из вышеизложенного, для предотвращения прихвата бурового инструмента необходимо предпринять следующие действия: не оставлять без движения бурильную колонну и использовать буровой раствор с малым содержанием твёрдой и коллоидной фазы, обладающий высокими антифрикционными свойствами. Для ликвидации прихвата необходимо создать прослойку между бурильной колонной и глинистой коркой или разрушить глинистую корку.

Существуют разные способы освобождения от прихватов. В основном, при начале производства таких работ, производится установка нефтяной ванны с расхаживанием инструмента. В ряде случаев эти работы приносят положительный результат, но не всегда. Если нефти не удастся проникнуть в пространство между глинистой коркой и буровым инструментом или инструмент прихвачен на значительном участке, то извлечь инструмент не удастся. Также в некоторых случаях есть ограничения по плотности ванны, когда в разрезе есть пласты с высоким давлением и существует вероятность проявления. Сегодня для решения проблемы предлагается один из современных реагентов – разглинизирующий реагент РР.

Технология разглинизации направлена на разрушение глинистых частиц. В этой технологии используется водный раствор специального разглинизирующего состава, который не воздействует на металл колонны, но эффективно разрушает глинистые частицы. Механизм реакции заключался в воздействии на кристаллическую решётку глинистой частицы, при этом в ней происходит ослабление структурных связей, что приводит к разрушению глинистых частиц, после чего последние неспособны к пептизации и уплотнению и легко выносятся из-под прихваченной колонны труб.

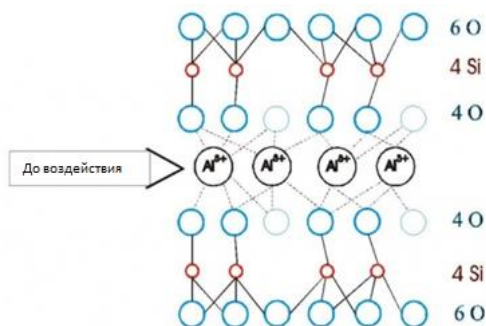


Рис. 1

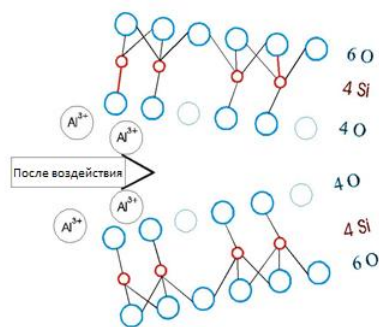


Рис. 2

Опытные работы были проведены на трёх скважинах месторождений ОАО «Татнефть», где традиционными методами (установка нефтяных ванн) прихват ликвидировать не удалось.

Примеры использования:

- 14 марта 2011г на скважине № 701 Березинского месторождения поднятия при подъёме КНБК в интервале 440-460м возник прихват бурового инструмента, затяжки составляли до 38тн, при разгрузке посадка до - 0тн. Расхаживание прихваченного инструмента с нагрузкой на крюке - 25тн и разгрузкой до - 0тн, с промывкой глинистым раствором, технической водой и установкой нефтяной ванны результата не дали. 15 марта 2011г в 17.40, произвели закачку первой порции разглинизирующего реагента РР в кол-ве 360кг (V-3,6м3). Через 2 часа закачали вторую порцию разглинизирующего реагента РР в

кол-ве 360кг (V=3,6м³). При расхаживании прихваченного инструмента, с нагрузкой на крюке- 25тн, с разгрузкой до - 0 т., в 22.40 освободили инструмент;

- 11 июля 2011г при бурении скважины № 526Д произошёл прихват бурового инструмента в интервале 700-860м. Установка нефтяной ванны с расхаживанием бурового инструмента результатов не дала. 12 июля закачали 300кг (3,0м³) водного раствора разглинизирующего реагента РР и в течение 3 часов ликвидировали прихват;

- 21 октября 2012г, при ликвидации поглощения на скважине № 4848 Биклянского месторождения, произошёл прихват бурового инструмента. Промывка с расхаживанием КНБК и попытка проворота ротора при общем весе КНБК 27-28тн до 55-60тн результата не дала. Произвели закачку товарной нефти в V=5м³. Стоянка под нефтяной ванной с расхаживанием КНБК при общем весе КНБК 27-28тн до 60-65тн результата не дала. 22 октября в 15.00 в скважину закачали раствор разглинизирующего реагента РР в количестве 400кг (4,0м³). В процессе реагирования производилось расхаживание КНБК при общем весе КНБК 27-28тн до 60-65тн. Освобождение от прихвата в 18.10.

Вывод:

С применением разглинизирующего реагента РР происходит резкое сокращение времени ликвидации такого осложнения, как дифференциальный прихват.

Данная технология позволяет исключить использование нефти для установки нефтяных ванн.

Разглинизирующий реагент РР представляет собой сухой порошок с длительным сроком хранения, что позволяет создавать на буровых аварийный запас и использовать его по мере необходимости, как для ликвидации прихватов, так и для освоения скважин.

Литература

1. Ахмадеев Р.Г., Данюшевский В.С. Химия промысловых и тампонажных жидкостей. – М.: Недра, 2008г.
2. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов. – М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010.
3. Николаев Н.И., Нифонтов Ю. А., Никишин В.В., Тойб Р.Р. Буровые промысловые и тампонажные растворы. Учебное пособие для вузов. СПб., СПГГИ, 2009.
4. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам. – М: Недра, 2008г.

ИЗУЧЕНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ НОВЕЙШИХ КОНСТРУКЦИЙ ПЛАТФОРМ В УСЛОВИЯХ МЕЛКОВОДНОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

И.М. Комлев, И.Е. Чаплин

Научный руководитель доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для поисково-разведочного бурения на мелководном шельфе замерзающих морей используются главным образом самоподъемные буровые установки (СПБУ). Однако СПБУ могут работать только в «открытой» воде без ледового покрова. С продвижением на восток арктического шельфа безледовый период сокращается, и восточнее п-ова Ямал практически круглый год акватории покрыты льдом, и использование традиционных технических средств становится невозможным. Кроме того, анализ показал, что при обустройстве месторождений на глубинах до 60 м в этих акваториях целесообразно использовать гравитационные платформы. С данных платформ традиционно в начальной стадии ведется одновременное бурение скважин и их эксплуатация, что обуславливает необходимость установки соответствующего технологического оборудования. Такие комплексные стационарные платформы широко применяются при разработке месторождений на шельфе

замерзающих морей. Однако эти платформы обладают рядом недостатков, к которым в первую очередь необходимо отнести следующие [2]:

- значительные массогабаритные размеры верхнего строения платформы (ВСП) и, как следствие, значительные размеры опорного блока;
- «омертвление» бурового оборудования на период эксплуатации месторождения;
- высокая стоимость платформы;
- невысокая интенсивность ввода месторождения в эксплуатацию;
- низкая безопасность эксплуатации платформы за счет совмещения буровых и эксплуатационных работ.

Эффективность освоения месторождений можно повысить за счет использования функциональных платформ на базе двухсекционных унифицированных установок, которые рассчитаны на раздельное выполнение технологических функций бурения и добычи продукции. При этом одна платформа, которая несет буровое оборудование (ледостойкая мобильная буровая платформа - ЛМБП), *только* бурит, оставляя после бурения нижнее подводное основание (ПО) на точке с подготовленными временно законсервированными до ввода в эксплуатацию устьями скважин. Другая ледостойкая мобильная добычная платформа (ЛМДП) с эксплуатационным оборудованием устанавливается на существующее ПО. Проводится расконсервирование скважин с подключением к подготовленным устьям (наращиваются колонны скважин, устанавливается фонтанная арматура) и осуществляется перевод скважин в режим эксплуатации, осваивается месторождение. Необходимо отметить, что ЛМБП может бурить как разведочные скважины в период проведения поисковых работ, так и эксплуатационные, подготавливая месторождение к его освоению. Это дает возможность отказаться от специальных технических средств по проведению поисково-разведочных работ на определенной акватории. Только в этом случае ЛМБД перемещается с одной точки на другую вместе с ПО. Такую мобильность можно обеспечить, используя только гравитационный тип фундамента ребристой конструкции, позволяющий быструю установку сооружения на точку с его снятием после выполнения разведочного бурения.

Таким образом, ЛМБП несет на палубе только буровое оборудование, необходимое для выполнения буровых работ, а на ЛМДП установлено, как правило, только эксплуатационное оборудование (может быть дополнительно установлено оборудование по ремонту скважины).

Исходя из общей оценки использования гравитационных платформ на шельфе замерзающих морей, можно констатировать, что функциональные платформы могут применяться на глубинах воды от 10 м до 50-60 м. При этом базовые конструкции ЛМБП и ЛМДП могут оставаться без изменений для определенной акватории, например для Обской губы и Печорского моря. В этом случае меняется только нижняя фундаментная часть, таким образом, двухсекционные платформы позволяют упростить решение вопросов, связанных с изменением глубины воды на точке.

Разделение функций бурения скважин и эксплуатации месторождения приводит к тому, что функциональные платформы обладают следующими преимуществами по сравнению с комплексными платформами:

- меньшими размерами ВСП и опорного блока (ОБ);
- действием меньших нагрузок, как вертикальных, так и *горизонтальных*, от факторов внешней среды, особенно определяющих ледовых нагрузок;
- меньшими массовыми характеристиками;
- повышенной надежностью и устойчивостью на грунтовом основании;
- повышенной плавучестью и остойчивостью за счет понижения центра тяжести платформы в целом;
- большой эффективностью использования бурового оборудования за счет круглогодичного выполнения буровых работ;
- повышенной экологической безопасностью за счет разделения буровых и эксплуатационных работ;
- ускоренными темпами ввода месторождения.

Опорная часть ЛМБП представляет собой *двухсекционную* конструкцию, состоящую из верхней базовой части корпуса платформы (БЧКП) и нижней подводной секции или основания (ПО). Опорная часть ЛМДП, в отличие от ЛМБП, является односекционной конструкцией, однако в эксплуатационном режиме она используется и работает как двухсекционная конструкция, опираясь на «чужое» ПО. БЧКП опорного блока ЛМБП и ЛМДП имеют совершенно одинаковые архитектурно-компоновочные решения, т.е. они являются унифицированными конструкциями. Принципиальное отличие функциональных платформ друг от друга (если не учитывать подводное основание) заключается в составе и компоновке верхнего строения. Как уже отмечалось, ЛМБП оснащена буровым комплексом, ЛМДП – только эксплуатационным и ремонтным оборудованием. Форма БЧКП может быть различной и определяться условиями внешней среды, но наиболее предпочтительной является форма монопода. В связи с этим выбран и проработан вариант опорной части платформы с вертикальными стенками.

В сравнении с комплексной платформой функциональные платформы имеют меньшие массогабаритные характеристики, обусловленные меньшим объемом и массой производственного оборудования. Такие функциональные платформы целесообразно применять при освоении ряда месторождений, расположенных на определенной акватории с незначительным изменением глубины воды. Примером могут служить акватории Обской и Тазовской губ, Печорского шельфа, где колебание глубин воды на разведанных месторождениях и структурах достигает не более 20 м [1].

Поскольку платформы обладают мобильностью, то они могут быть отбуксированы в порт, где может быть установлено новое необходимое оборудование, например в случае бурения более глубоких скважин или изменения объемов добычи и состава углеводородов.

Для обоснования эффективности применения функциональных платформ необходимо определить их основные технико-экономические показатели (трудоемкость, стоимость и сроки строительства) и сравнить их с аналогичными показателями комплексной платформы. При этом принятые значения удельных показателей трудоемкости и стоимости существенно не повлияют на сравнительный анализ. Применение функциональных платформ открывает новые возможности при организации бурения и эксплуатации *скважин*, обеспечивая ускоренное бурение и добычу углеводородов (в сравнении с обычной практикой применения комплексных платформ). Поэтому необходимо рассмотреть и варианты организации бурения и добычи с применением сравниваемых платформ.

Результаты расчетов трудоемкости и стоимости платформ показывают:

общий расход металла на строительство обеих функциональных платформ и подводного основания составляет 38 300 т, что незначительно меньше (на 5700 т), чем металлоемкость комплексной платформы;

по трудоемкости изготовления в заводских условиях на комплексную платформу необходимо затратить 6560 тыс. чел.-ч. а на изготовление функциональных платформ ЛМДП и ЛМБП и подводного основания потребуется 5380 тыс. чел.-ч;

единовременные затраты на строительство одной комплексной платформы превышают затраты на строительство функциональных платформ.

Однако, учитывая, что мобильная буровая платформа ЛМБП будет применяться неоднократно при проведении поисково-разведочных работ и бурении эксплуатационных скважин на различных месторождениях, ее стоимость должна только частично учитываться при освоении конкретного месторождения.

Строительство двух функциональных платформ может быть выполнено в те же сроки, что и комплексной платформы. Однако, учитывая, что проектные работы на разработку конструкций ЛМБП меньше из-за меньших объемов строительных конструкций опорного блока, подводного основания и верхнего строения, можно раньше приступить к выполнению строительных работ ЛМДП;

Несмотря на то, что общие трудозатраты по строительству функциональных платформ и комплексной платформы почти одинаковы, их раздельное выполнение

позволяет более быстро ввести в строй действующих буровую платформу и начать со значительным опережением (на 2 года) бурение эксплуатационных скважин [3].

Литература

1. Мирзоев Д.А., Мансуров М.Н., Глonti В.М., Ибрагимов Н.Э. Концепция обустройства газовых месторождений Обской и Тазовской губ // Наука и техника в газовой промышленности. 2007. – №4.
2. Мовсумзаде Э.М., Мастобаев Б.Н., Мастобаев Ю.Б., Мовсумзаде М.Э.. Морская нефть. Развитие технических средств и технологий. (Под ред. А.М. Шаммазова). СПб.: Недра, 2005.
3. Шibaкин С.И., Шibaкин Р.С. Функциональные платформы для освоения месторождений мелководного шельфа // Газовая промышленность. 2013. – №2.

ВЛИЯНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

С.Е. Крашановский, Е.В. Виноградов

Научный руководитель профессор Ю.Л. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня основным требованием к буровым растворам является то, что они должны выполнять свои функции в высокотемпературных условиях и условиях повышенного давления, функционировать в горизонтальных скважинах, при этом не принося вреда окружающей среде. Компоненты буровых растворов должны быть выбраны таким образом, чтобы попадание бурового раствора или шлама на рельеф оказывало минимальное влияние на окружающую среду. Сейчас исследователи и создатели буровых растворов в работе руководствуются в значительной степени экологическими требованиями. Здоровью работников также уделяется немалое внимание: компоненты буровых растворов выбираются так, чтобы минимизировать риск причинения вреда здоровью сотрудников. Хотя буровые растворы необходимы для бурения скважины, они могут быть одной из самых грязных составляющих бурения. Источники загрязнения при бурении скважин условно можно разделить на постоянные и временные (рис. 1).

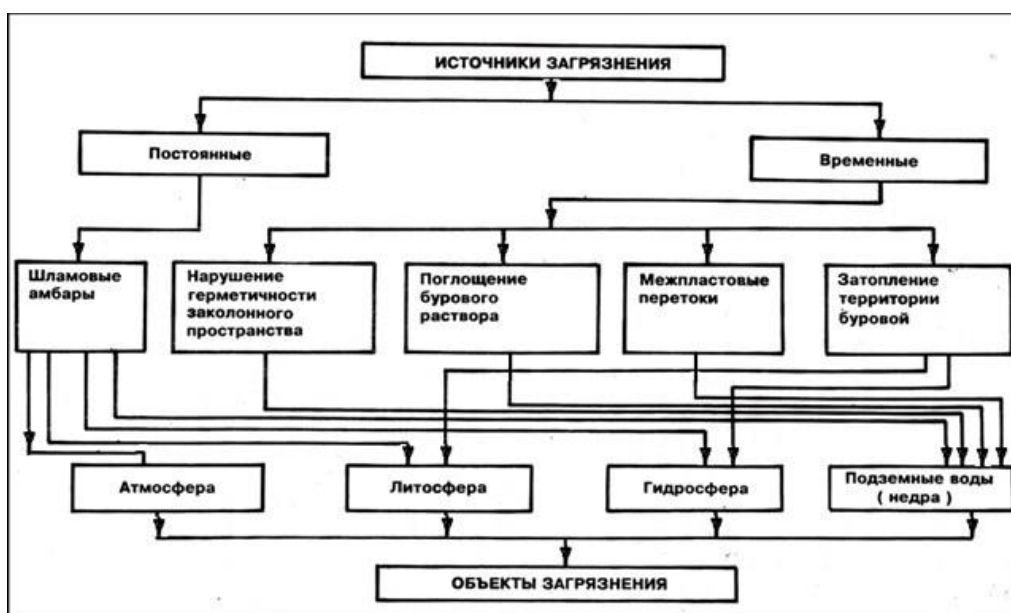


Рис.1 Систематизация источников загрязнения при бурении скважин

Как показано на рис. 1, источники поступления загрязняющих веществ от объектов нефтедобычи в окружающую среду достаточно разнообразны [1]. Шлам, который выносятся из скважины для выброса, необходимо утилизировать, как и буровой раствор, выходящий с ним. И в то время как влияние на окружающую среду в месте бурения относительно невелико, непосредственно возле буровой вышки оно значительно. Степень влияния на экологию буровых растворов зависит от типа используемого раствора и условий среды. При морском бурении буровые растворы на водной основе наиболее безопасны по сравнению с растворами на нефтяной основе (однако при наземном бурении слив буровых растворов, содержащих повышенное количество солей, может нанести больший вред, нежели растворы на углеводородной основе).

Влияние многих загрязняющих веществ на окружающую среду определяется способом выброса и, впоследствии, распространения вещества в окружающей среде. Нефтяной шлам после попадания в воду не растворяется, в отличие от буровых растворов на водной основе, и может образовывать пленку, покрывающую морское дно. Высокое содержание органических составляющих, таких как нефть, может оказать негативное влияние на растения и животных, живущих на дне моря. Под воздействием кислорода органический материал может разлагаться на токсические сульфиды. Такие условия могут вызвать почти полное вымирание организмов в непосредственной близости к скважине [2].

За пределами зоны, непосредственно примыкающей к скважине, находится восстановительная зона, где находятся растения и животные, способные выживать при незначительной степени загрязнения. Менее "терпимые" организмы, которые живут далеко от источника загрязнения, постепенно, после очищения зоны бурения, подходят ближе к вышке. Большая часть разрушений происходит в зоне 500 м от вышки, но некоторые проблемы могут оказать влияние на расстоянии в 10 км. При бурении в районах с сильными течениями выброшенные частицы распространяются на большей площади, образуя более тонкую пленку около места выброса. Это делает их более чувствительными к микроорганизмам, которые очищают буровой раствор, ускоряя очистку поверхности моря [3].

Почему используются буровые растворы на синтетической основе?

Влияние на окружающую среду шлама, загрязненного буровым раствором на нефтяной основе, привело к ограничениям на его использование во многих частях мира и вызвало необходимость разработки более безопасных с экологической точки зрения буровых растворов на синтетической основе, которые не только выполняют все свои функции, но и в большинстве случаев могут легче разлагаться микроорганизмами.

Как тестируются и сертифицируются буровые растворы?

Использование того или иного бурового раствора зависит от географического положения и местного законодательства. С помощью тестирования определяется токсичность химикатов. Для сбора данных о биодеструкции и биоаккумуляции проводятся дополнительные исследования [4].

Тесты на токсичность

Для прогнозирования возможного влияния загрязняющего реагента на окружающую среду также используются тесты на токсичность. Результаты этих исследований используются для подсчета максимального выброса токсичных веществ, которые могут быть выброшены без непосредственных токсических последствий для окружающей среды. Проведение этих тестов зависит от местного законодательства и особенностей местной экологии. К примеру, в некоторых районах буровые растворы на нефтяной основе тестируются на придонных организмах - их еще называют чистильщиками осадков. Эти животные питаются осадками и больше всех подвержены влиянию бурового шлама, загрязненного нефтью. Растворы на водной основе, с другой стороны, могут наносить вред рыбе, которая подвержена влиянию водорастворимых веществ.

Снижение воздействия на окружающую среду

В снижении долговременного воздействия буровых растворов на окружающую среду главная роль принадлежит биодеструкции. Другая проблема в разработке буровых

растворов - учет токсического влияния на рыбу, чистильщиков осадков, водоросли и зоопланктон. Но также важно снизить объем создаваемых при работе отходов. Это достигается путем многократного использования буровых растворов. К примеру, в вибрационных ситах для очистки бурового раствора менее вязкие растворы легче очищаются от шлама. Таким образом улучшается восстановление бурового раствора и снижается объем органических выбросов в море.

Первым буровым раствором была грязь: простая смесь глины и воды. Сейчас это далеко не так. Современные буровые растворы разрабатываются для разных условий бурения. При их создании учитываются многие факторы, не последним из которых является экологическая безопасность[5].

Литература

1. Булатов А. И., Макаренко П. П., Шеметов В. Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности.
2. Косаревич И. В., Шеметов В. Ю., Гончаренко А. П. Экология бурения
3. Тетельмин В. В., Язев В. А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе.
4. Бурение нефтяных и газовых скважин <http://lib.znate.ru/docs/index-5975.html>
5. Захаров А. И., Гаркунов Г. А., Чижов Б. Е. Виды и масштабы воздействия нефтедобывающей промышленности на лесной фонд Ханты-Мансийского автономного округа // Леса и лесное хозяйство Западной Сибири

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ «ЭКТА-СИЛ»

М.В. Куделькин

Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов

Томский национальный исследовательский политехнический университет, г. Томск, Россия

Буровой раствор — сложная многокомпонентная дисперсная системасуспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Существующие на данный момент пресные буровые растворы, не позволяют без дополнительной шаблонировки (отчистки, выравнивания ствола скважины) пробурить интервал, что ведет к потери дополнительного времени для проведение спуска-подъемных операций. Первоочередная задача, разработать пресную систему бурового раствора позволяющий за один рейс пробурить интервал (направление, кондуктор, эксплуатационная колона) при этом сохраняя устойчивость ствола при применении ингибированных систем на основе хлорида калия.

Система бурового раствора «ЭКТА-СИЛ» разработана для решения проблем при бурении высокоактивных сланцевых глиен месторождений Западной и Восточной Сибири. Технологические решения, используемые в пресном стабилизированном полимер-малоглинистом буровом растворе «ЭКТА-СИЛ» являются идеальной основой при создании эффективных систем с усилением кольматирующих, ингибирующих, смазочных свойств и малым содержанием твердой фазы для бурения скважин и первичного вскрытия продуктивных пластов. По результатам анализа и оценки индивидуальности геологического разреза конкретного месторождения, «базовый» состав системы бурового раствора трансформируется с целью получения наиболее точных решений, обеспечивающих повышение скорости и надежности проводимых работ на протяжении всего срока строительства и дальнейшей эксплуатации скважины.

Эффективная стабилизация параметров системы «ЭКТА-СИЛ» создается за счёт оптимальных концентраций частично гидролизованых полимеров разной молекулярной

массы, боросиликатного реагента и многофункциональных добавок на основе продуктов переработки природных углеводородов.

В ходе лабораторных испытаний, была подобрана оптимальная концентрация реагентов, технология регулирования общих характеристик и отдельных показателей системы «ЭКТА-СИЛ»[2].

Особенности системы бурового раствора «ЭКТА-СИЛ»

Система «ЭКТА-СИЛ» обладает следующими преимуществами представленными на рис. 1, в сравнении с «традиционными» для Западной Сибири системами буровых растворов:

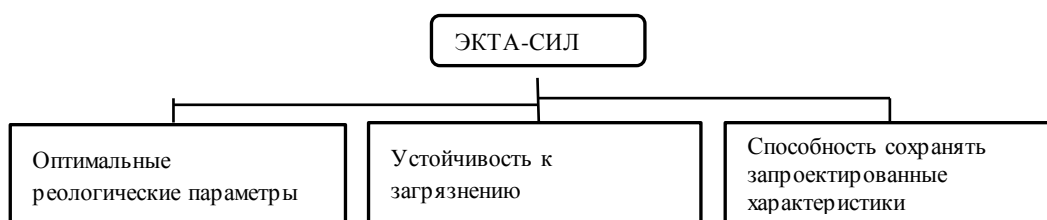


Рис.1 Преимущества системы «ЭКТА-СИЛ»

Система обладает оптимальными реологическими параметрами, что обеспечивает отсутствие излишних гидродинамических нагрузок на ствол. Минимизированы технологические риски, вызванные потерей стабильности ствола.

Обладает устойчивостью к загрязнению за счёт блокирования процесса диспергирования глин детально подобранным комплексом реагентов формирующих систему и максимальной сепарации выбуренного шлама на оборудовании очистки бурового раствора.

Обладает способностью сохранять запроектированные характеристики при обработках объемами премиксов в количествах, равным объёмам раствора при углублении и потерям со шламом.

Экономическая эффективность при использовании системы бурового раствора «ЭКТА-СИЛ» на Приобском и Приразломном месторождениях.

Экономическая эффективность при использовании системы бурового раствора «ЭКТА-СИЛ» представлена на графиках в виде коммерческой скорости бурения (График 1), продолжительностью бурения (График 2), количества долблений (График 3) и механической скорости бурения (График 4).

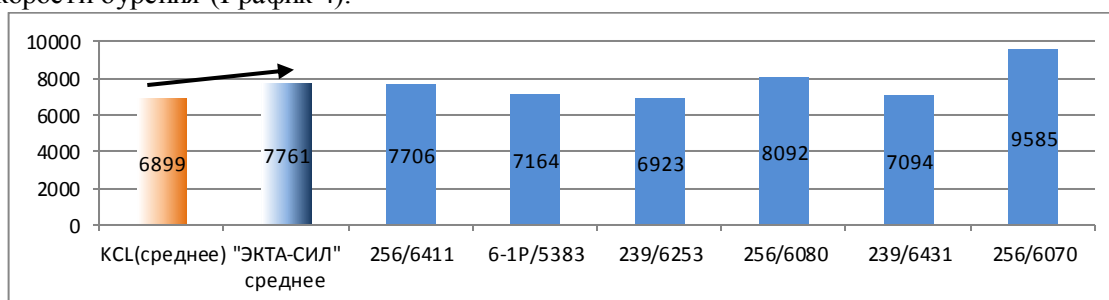


Рис.2 График 1. Коммерческая скорость бурения

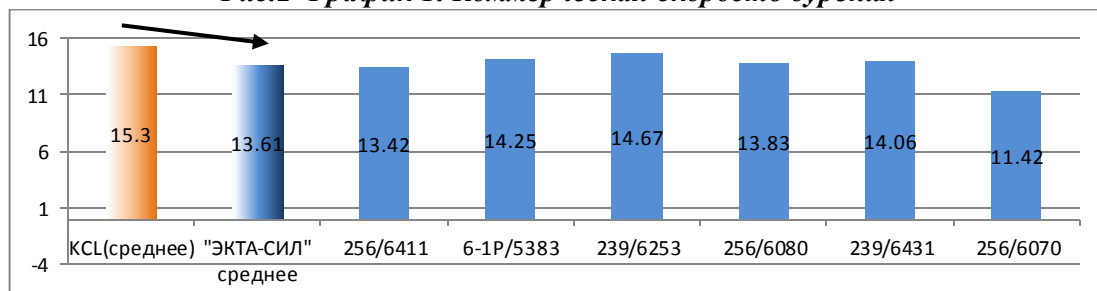


Рис.3 График 2. Продолжительность бурения

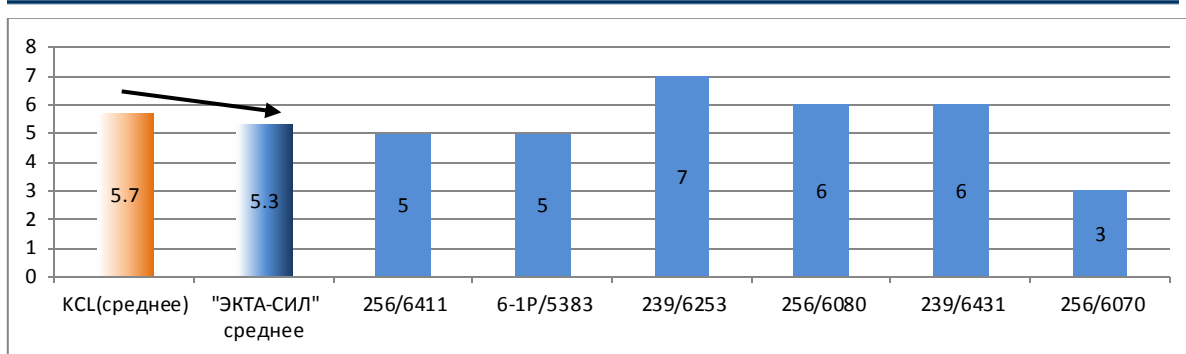


Рис.4 График 3. Количество долблений

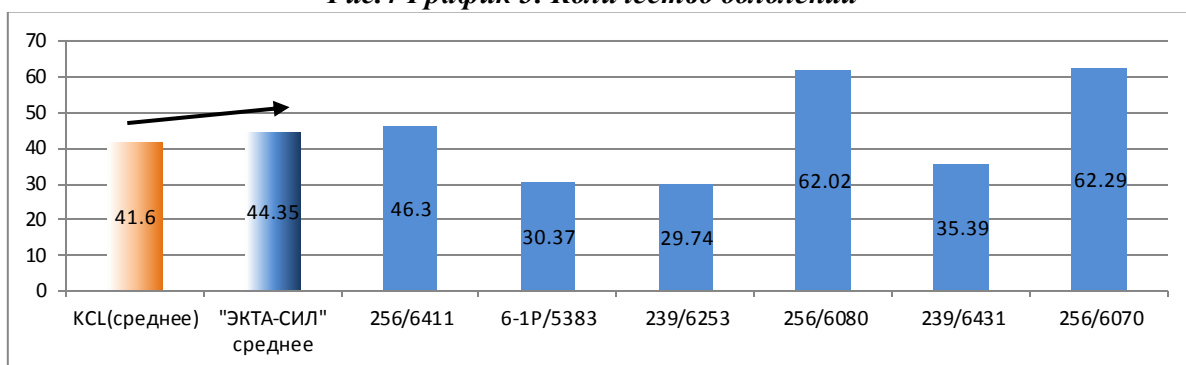


Рис.5 График 4. Механическая скорость бурения

Коммерческая скорость бурения (График 1) является обобщающим показателем, характеризующим эффективность всего процесса буровых работ, определяется делением проходки за месяц на количество станко-месяцев бурения в данном месяце.

В условиях Западной и восточной Сибири наиболее распространённым является система растворов с ингибированием KCl. Рассмотрим анализ применения системы "ЭКТА-СИЛ" и "KCL".

Таблица 1

Анализ применения системы "ЭКТА-СИЛ" и "KCL"

Система БР	м/р	Куст	№ скв.	Смещение, м	Глубина кондуктора, м	Глубина скв, м	Начало бурения	Конец бурения	Время бурения, сут	Vком скважина, м³/ст.мес	Объем утилизируемых отходов, м³	Осложнения в процессе бурения под колонну	Тоннаж на скважину, тн
KCl	Приобское	256	6415	1987,7	1575	3552	12.08.09	28.08.09	16	6771	984	Без осложнений	58
KCl	Приобское	256	6414	1765	1530	3425	13.10.09	27.10.09	14	7462	950	Проработка 3 часа	58
KCl	Приобское	256	6413	1610	1607	3391	30.11.09	16.12.09	16	6464	940	Без осложнений	58
Экта-Сил	Приобское	256	6411	1624,4	1575	3390	13.01.10	26.01.10	13,42	7706	708	Без осложнений	30
Экта-Сил	Приразломное	6-1р	5383	1719,5	1447	3347	27.01.10	10.02.10	14,25	7164	660	Без осложнений	30
Экта-Сил	Приразломное	239	6253	1792	1563	3329	04.02.10	19.02.10	14,67	6923	698	Без осложнений	30

Экономический эффект системы представлен в таблицах 2 и 3.

Таблица 2

Затраты на строительство скважины № 6415 на системе KCL

Стоимость химреагентов, затраченных на строительство скв, руб	1 187 569,35р.
Стоимость инженерного сопровождения, руб	15 913,26р.
Стоимость аренды оборудования системы очистки, руб	22 007,70р.
Суточная ставка работы буровой бригады, руб	460 000,00р.
Стоимость вывоза (утилизации) 1м³ бурового шлама, руб	424,00р.
Транспортные затраты (доставка х/реагентов на скв), руб	82 669,60р.

Итого стоимость скважины на биополимерной основе составляет 9654190,31 руб.

Таблица 3
Затраты на строительство скважины № 6411 на системе "ЭКТА СИЛ"

Стоимость химреагентов, затраченных на строительство скв, руб	1 072 585,00р.
Стоимость инженерного сопровождения, руб	15 913,26р.
Стоимость аренды оборудования системы очистки, руб	22 007,70р.
Суточная ставка работы буровой бригады, руб	460 000,00р.
Стоимость вывоза (утилизации) 1м3 бурового шлама, руб	424,00р.
Транспортные затраты (доставка х/реагентов на скв), руб	49 601,76р.

Итого стоимость скважины на системе «ЭКТА-СИЛ» составляет 8102818,31 руб.

Экономическая эффективность приведена в таблицах 2 и 3, из которых можно увидеть, что использование системы буровых растворов «экта-сил», выгоднее по сравнению с системой растворов с ингибированием KCl на 1 551 372 рублей.

Заинтересованность Заказчиков (ООО «Газпромнефть-Хантос», ООО «РН-Юганскнефтегаз») в системе «ЭКТА-СИЛ» оправдана и выражается в:

Сокращении цикла строительства скважин. Система «ЭКТА-СИЛ» позволяет за один рейс пробурить интервалы под: направление, кондуктор, эксплуатационную колонну, при этом не затрачивая дополнительное время на спуска-подъемные операции и на дополнительную шаблонировку.

Снижении объемов утилизации отходов бурения. Применение системы «ЭКТА-СИЛ», обладающей высоко-ингибирующими свойствами, предоставляет один из вариантов решения проблемы наработки бурового раствора, что подтверждается достаточно высоким показателем эффективности работы оборудования очистки количеством использованного раствора при бурении скважин. Это может быть достигнуто при использовании комплекта состоящего из: двух линейных вибросит; осушающего вибросита; песко – илоотделители, двух центрифуг, и обязательно, блока химического усиления центрифуг.

Увеличением площади охвата осваиваемого продуктивного пласта при разбуривании скважин с одного кустового основания, особенно в экологически чувствительных местах.

По итогам использования системы «ЭКТА-СИЛ» при бурении скважин, отмечено:

Экономическая эффективность при использовании системы буровых растворов «экта-сил», выгоднее по сравнению с системой растворов с ингибированием KCl на 1 551 372 рублей.

Отсутствуют осложнения связанные с сальникообразованием, стабильностью ствола скважины, что обеспечивает бурение скважин, отличающиеся повышенной сложностью пространственных характеристик, длительными долблениями по 50 и более часов.

Система обладает оптимальными реологическими параметрами, хрупким СНС, что обеспечивает отсутствие излишних гидродинамических нагрузок на ствол при бурении, СПО, вызове циркуляции.

Характеристики и параметры системы «ЭКТА-СИЛ», легко подвергаются необходимой трансформации в зависимости от состояния ствола скважины или геологического интервала. По результатам бурения трёх скважин намечены необходимые изменения концентраций и ожидаемого расхода реагентов для составления «Программ промывки при бурении скважин» на Крапивинском месторождении, без повышения общей стоимости системы раствора «ЭКТА-СИЛ».[3]

Литература

1. Чубик П.С. Практикум по тампонажным материалам. - Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 82 с.
2. Протокол №39 по использованию раствора Экта-СИЛ первая скважина для РН-ЮНГ, ФБР ЗАО ССК, 23.04.2013г.
3. Отчет по промышленным испытаниям системы ЭКТА-СИЛ, ФБР ЗАО ССК, 12.02.2013г.

4. Нефтегазовый форум // URL: <http://www.oilforum.ru> (дата обращения: 26.02.2014).

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА ПРИ КУСТОВОМ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Е.Л. Леушева, В.А. Моренов

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

Бурение и освоение скважин на нефтяных и газовых месторождениях в условиях Севера отличается от традиционных работ особым режимом энергоснабжения промышленных объектов. Нередко энергетические затраты на теплообеспечение промышленных установок, технологических и бытовых помещений в разы превышают расход энергии на непосредственное осуществление производственных операций. При разработке месторождений за Полярным кругом отопление потребителей должно производиться круглогодично, а в зимний период с повышенной интенсивностью и для большего количества объектов. За последние годы участились случаи внезапных перерывов в системе централизованного электроснабжения, выросли тарифы на электроэнергию, повысилась стоимость строительства линий электропередач, снизилось качество электроэнергии [1]. Более того, использование централизованной энергосистемы для обеспечения нужд производства в большинстве случаев экономически нецелесообразно в виду значительной удаленности вводимых объектов от существующих линий электропередач. Наиболее распространенным решением вопроса энергоснабжения объектов поискового и эксплуатационного бурения является использование локальных электротехнических комплексов на базе дизельных электростанций. Теплоснабжение осуществляется посредством использования теплоэлектронагревателей и индивидуальных печей, что способствует увеличению стоимости производимой энергии.

Вместе с тем, разработка нефтяных месторождений сопровождается значительными объемами добычи попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ - ценное сырье для нефтехимической отрасли и важный ресурс в энергетике, однако в большинстве случаев основная его часть сжигается на факелах. В то же время, введенные повышенные штрафы за сверхнормативное сжигание попутного нефтяного газа вынуждают нефтегазовые компании более рационально подходить к вопросам его утилизации. В постановлении правительства Российской Федерации №7 от 8 января 2009 года "О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках" требуемый уровень использования попутного нефтяного газа при разработке месторождений составляет 95%. Поэтому при кустовом способе разработки группы скважин для осуществления тепло- и электроснабжения целесообразно применять газовые энергогенерирующие установки, функционирующие на попутном нефтяном газе, получаемом от эксплуатируемых объектов.

Проведенные исследования буровых геологоразведочных работ в экстремальных условиях северо-восточных районов и Якутии [4] показали, что расход топлива на отопление здания буровой и буферной емкости для бурового раствора соответствует средней тепловой мощности 50-60 кВт, что обычно сопоставимо с количеством электрической энергии, затрачиваемой на работу бурового оборудования. При нефтяном и газовом бурении эти затраты много больше. Ввиду значительной тепловой нагрузки участка буровых работ целесообразно эксплуатировать газогенераторные установки в режиме когенерации – одновременного производства электроэнергии и тепла (рис.1).

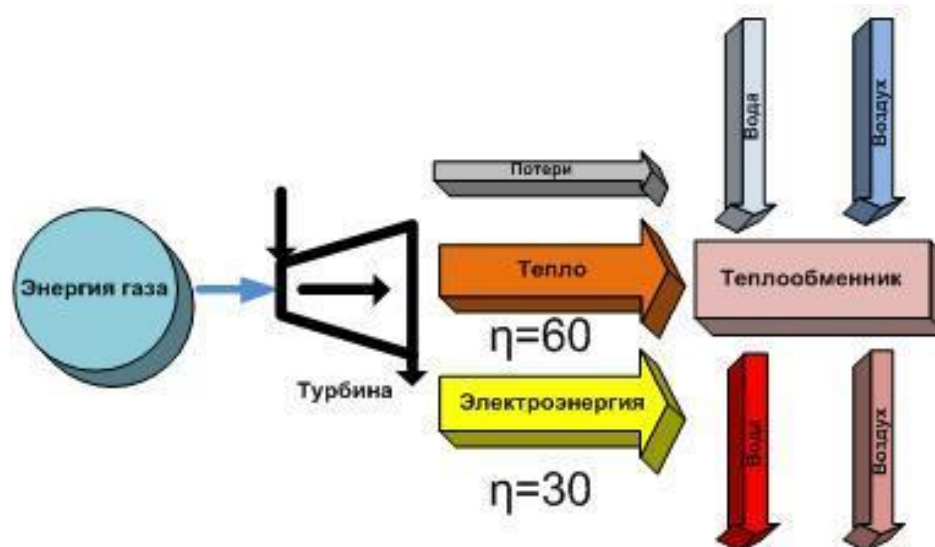


Рис.1 Схема процесса когенерации

Для утилизации попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя возможно использовать газотурбинные установки или газопоршневые агрегаты. Опыт эксплуатации газотурбинных установок и газопоршневых агрегатов нефтяной компанией «Татнефть» показал, что газотурбинные установки обладают более высоким коэффициентом выработки тепловой энергии на 1 кВт произведенной электрической энергии, поэтому их применение является наиболее рациональным.

Тепловая мощность когенерации для газотурбинных установок может быть определена по формуле:

$$Q_{\text{ког}} = 2 \cdot n \cdot P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{ти}} \cdot K_{\text{з}} \cdot K_{\text{вг}} \quad (1)$$

Для газопоршневых агрегатов, соответственно:

$$Q_{\text{ког}} = 1,5 \cdot n \cdot P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{ти}} \cdot K_{\text{з}} \cdot K_{\text{вг}}, \quad (2)$$

где n – количество установок, находящихся в работоспособном состоянии;

$P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность установки;

$K_{\text{ти}}$ – коэффициент технического использования;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент загрузки по установкам;

$K_{\text{вг}}$ – коэффициент, учитывающий потери тепловой мощности с уходящими выхлопными газами.

Среди других достоинств газотурбинных установок в данных условиях можно широкий диапазон рабочих режимов, производительность, экологичность. Последней разработкой в области газотурбинных установок являются микрогазотурбинные электроагрегаты, работающие на горючем газе или на жидком топливе. Коэффициент полезного действия при генерации электричества таких машин достигает 35 %, что сравнимо со значениями дизельных и газопоршневых машин [5].

В условиях низких температур атмосферного воздуха и высокой скорости ветра достаточное теплоснабжение необходимо как для обеспечения технологического процесса, а именно подогрева промывочной жидкости, так и для создания комфортных условий труда бригады бурильщиков. Одним из основных параметров теплового режима буровой вышки являются теплопотери. Конструкция бурового здания непосредственно влияет на количество тепла, рассеиваемого в окружающую среду. При эксплуатационном бурении применяют вышки высотой 53-54 м сборно-щитовой и каркасной конструкции. Отличительной чертой производства работ в условиях Крайнего Севера является обшивка буровой вышки по периметру слоем брезента или рубероида. В конструкциях присутствуют технологические отверстия, общая площадь которых обычно составляет около 2 м². Основание вышки выполнено в виде площадки 10x10 м, в передней и задней гранях вышек имеются ворота

10,5-12 м, состоящие из двух полураскосов. Ввиду данных структурных особенностей большая часть теплопотерь в здании буровой будет приходиться на инфильтрацию холодного воздуха через технологические проемы и отверстия, а также на потери теплоты через изолирующие конструкции.

Теплопотери через отдельные изолирующие конструкции определяются как [2,4]:

$$Q_{\text{осн}} = \sum_{i=1}^n (k_i F_i) (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) \cdot n_i \cdot 10^3, \quad (3)$$

где k_i – коэффициент теплопередачи ограждения, кВт/м²°С;

F_i – площадь отдельных ограждений, м²;

$t_{\text{вн}}$ – температура внутри помещения, °С;

$t_{\text{н}}$ – расчетная температура наружного воздуха, °С;

n_i – поправочный коэффициент к расчетной разности температур.

Потери на инфильтрацию холодного воздуха можно определить по формуле:

$$Q_{\text{ин}} = \sum_{i=1}^n l_i \cdot a \cdot m \cdot c (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) + \omega \cdot S \cdot \rho \cdot c (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}), \quad (4)$$

где l_i – протяженность i -той щели, м;

a – коэффициент, учитывающий время работы с открытыми технологическими проемами в течение смены. Если проемы открыты не более 15 мин в смену, величина теплопотерь определяется как инфильтрация через щели с введением коэффициента $a = 3$ [3];

m – количество воздуха, проникающего через 1 м длины проема, кг/с;

c – теплоемкость воздуха при температуре наружного воздуха, кДж/кг°С;

ρ – плотность воздуха при температуре наружного воздуха, кг/м³;

ω – скорость потока воздуха, проникающего через технологические проемы, м/с;

S – площадь сечения технологических проемов, м²;

$t_{\text{в}}, t_{\text{н}}$ – температура внутреннего и наружного воздуха, °С.

Значительное количество теплоты также требуется для поддержания рабочей температуры бурового раствора. Несоблюдение теплового режима циркуляции может привести к льдообразованию на стенках скважины и появлению ледяных пробок в элементах обвязки. Поэтому необходимо обеспечивать подогрев бурового раствора в буферной емкости с учетом температуры окружающей среды. Необходимая тепловая мощность будет определяться количеством теплопотерь буферной емкости с раствором. Потери теплоты в буферной емкости можно определить по формуле:

$$Q_{\text{бе}} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda (t_{\text{т}} - t_{\text{о}})}{d_i}, \quad (5)$$

где λ – коэффициент теплопроводности материала емкости, Вт/м·К;

$t_{\text{т}}$ – температура теплоносителя внутри емкости, °С;

$t_{\text{о}}$ – температура окружающей среды, °С;

d – толщина i -той стенки емкости, м.

С учетом необходимой тепловой мощности для обеспечения функционирования бурового комплекса, возможно создание когенерационного энерготехнологического комплекса на базе микрогазотурбинных электроагрегатов, позволяющего обеспечить энергетические нагрузки потребителя и, в то же время, снизить себестоимость производства энергии. С учетом вышеизложенного была разработана схема энергоснабжения производственных объектов при кустовом бурении с утилизацией тепла выхлопных газов газотурбинной установки (рис. 2).

Схема энергоснабжения работает следующим образом. Микрогазотурбинный электроагрегат генерирует электрическую энергию для питания оборудования буровой. Выхлопные газы газовой турбины 1, имеющие высокую температуру, попадают в теплообменник 2 и отдают часть своего температурного потенциала воздуху, циркулирующему в системе воздушного отопления 4 за счет насоса 3.

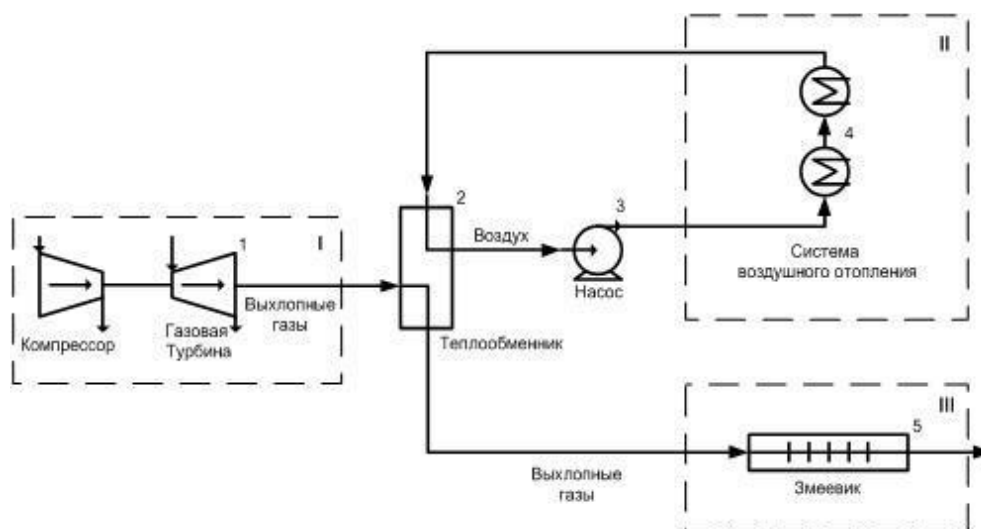


Рис.2 Принципиальная схема энергоснабжения производственных объектов

Нагретый воздух, попадая в здание буровой II, посредством конвекторов повышает температуру воздуха в рабочей зоне. Выхлопные газы после теплообменника, все еще имеющие достаточный температурный потенциал, попадают в змеевик 5, находящийся в буферной емкости III для бурового раствора, нагревая рабочий флюид.

Рассмотрим возможные теплопотери и потери на инфильтрацию холодного воздуха на примере буровой вышки ВБ-53-320, состоящей из девяти секций, с размерами верхнего основания 2x2 м, нижнего - 10x10 м. Обшивка рабочей зоны производится изолирующими панелями на высоту 12 метров от пола нижнего основания (что соответствует высоте приемных ворот). Для расчета возможных теплопотерь примем следующие значения параметров: температура наружного воздуха -20°C , при этом температура рабочей зоны для холодных условий должна составлять не менее $+10^{\circ}\text{C}$, скорость холодного воздуха, проникающего в рабочую зону 2 м/с, общая площадь технологических проемов 2 м^2 . При определении теплопотерь емкости с раствором рассмотрим в качестве материала емкости углеродистую сталь (коэффициент теплопроводности $50 \text{ Вт/м}\cdot\text{K}$) с толщиной стенки 7 мм.

Теплопотери через отдельные изолирующие конструкции (обшивка рабочей зоны), рассчитанные по формуле (3) составляют 40 кВт, потери на инфильтрацию холодного воздуха, формула (4) – 915 кВт, при расчете по формуле (5) получаем, что для емкости с раствором теплопотери составляют 300 кВт. Таким образом, сумма теплопотерь для буровой вышки и емкости равна 1255 кВт. При этом нужно учитывать необходимость обогрева блока приготовления и очистки бурового раствора, различных технических, подсобных и жилых помещений. В связи с этим количество необходимой тепловой энергии может возрасти в 1,5 – 2 раза [4].

Суммарная мощность привода бурового оборудования при строительстве скважин малой глубины (до 2000 м) достигает 800 кВт, средней глубины (до 4500 м) 800-2000 кВт, глубоких и сверхглубоких (свыше 4500 м) 5000 кВт. Исходя из формул (1) и (2) можно сделать вывод, что на 1 кВт произведенной электроэнергии газопоршневые агрегаты вырабатывают 1,5 кВт тепловой энергии, а газотурбинные установки - 2 кВт. Так при использовании 6 микротурбин фирмы «Capstone» номинальной мощностью по 200 кВт, работающих на попутном нефтяном газе, генерируется более одного мегаватта электроэнергии и более двух мегаватт тепловой энергии, что достаточно для обеспечения процесса бурения при кустовом способе разработки месторождения.

Таким образом, попутный нефтяной газ может быть эффективно использован для повышения энергоэффективности процессов кустового бурения. Применение микротурбин позволяет создать автономный энерготехнологический комплекс для одновременного обеспечения электрических и тепловых нагрузок потребителей. При этом увеличивается

эффективность преобразования первичного энергоносителя, уменьшается себестоимость производства энергии, повышается экологичность производства энергии. Коэффициент полезного действия при использовании электроагрегатов в когенерационном цикле может достигать 90%. Применение автономных когенерационных энергоагрегатов актуально для районов, удаленных от линий централизованного электрообеспечения, при этом имеющих значительную потребность в тепловой энергии.

Литература

1. Игнатьев М. Самоэнергообеспечение становится одной из самых актуальных отраслевых задач // Нефтегазовая Вертикаль. – 2004. - №5. – С. 72 – 74.
2. Калинин А.Г. Разведочное бурение // Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев Н.В. Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 748 с.
3. Лимитовский А.М. Электро- и теплоснабжение геологоразведочных работ // Лимитовский А.М., Марков А.Ю., Меркулов М.В. – М.: Недра, 1988
4. Лимитовский А.М. Энергообеспечение технологических потребителей геологоразведочных работ // Лимитовский А.М., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Учеб. пособие. – М.: ООО «ИПЦ “Маска”», 2008. – 135 с.
5. Пожидаев В.М. Микрогазотурбинные электроагрегаты - новое направление в малой энергетике // Академия энергетике. - 2005. - №4. - С. 26 – 33.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БОКОВОЙ СТВОЛА НА РЕМОНТЕ БУРОВЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ДРАКОН (ВЬЕТНАМ) Льонг Ван Фо

Научный руководитель доцент В.С. Купреков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность

Восстановление бездействующего фонда скважин и повышение способности производительности малодобитных скважин бурением вторых стволов актуально для морских месторождений Дракон СП Вьетсовпетро, на котором количество бездействующих (малодобитных) скважин увеличивается. Доля таких скважин по состоянию на 2013 г. составляет около 20%. Бурение вторых стволов играет большую роль в капитальном ремонте скважин , при этом обеспечивает выработку остаточных запасов нефти.

Технология второго ствола

Цель применения технологии второго ствола [2]

Восстановление бездействующего фонда скважин, которые ликвидированы по техническим или другим причинам.

Вскрытие дополнительных продуктивных мощностей путем проводки ответвлений из ствола низкопродуктивных эксплуатационных скважин.

Ликвидация сложных аварий, возникших в процессе эксплуатации скважины.

2.2. Методы забуривания второго ствола из обсадной колонны и способы их выбора [3,4]

с уипстока (клина-отклонителя) через боковое «окно» в колонне.

с резного цементного моста из вырезанного участка колонны по всему сечению.

из-под башмака обсадной колонны.

2.2.1. Основные рекомендации по выбору метода забуривания второго ствола из обсадной колонны по опытам специалистов СП Вьетсовпетро

Таблица 1

Основные рекомендации по выбору метода забуривания второго ствола из обсадной колонны

Варианты для рекомендуемого забуривания с уипстока	Варианты для рекомендуемого забуривания с резного цементного моста
1. Бурение второго ствола в концентрической	1. Зарезка с нижней стенки
2. В случае необходимости обеспечения доступа в основной (восстанавливаемый) ствол	2. Малая глубина восстанавливаемой скважины
3. Забуривание в любых породах, в том числе в мягких или твердых	3. Ограничения по эксплуатационной колонне (неудовлетворительное состояние)
4. Высокая стоимость аренды платформы (буровой)	4. Забуривание в породах средней твердости
5. Забуривание на большой глубине	
6. Меньший расход цемента	
7. Снижение расхода химреагентов для обработки бурового раствора из-за меньшего объема металлической стружки и цемента в растворе	
8. При бурении нескольких стволов (многозабойная скважина)	

2.2.2. Забуривание второго ствола с уипстока [1,3]

Забуривание второго ствола с уипстока предполагает вырезание бокового «окна» с помощью фрезеров.

Основными преимуществами метода забуривания с уипстока являются следующие:

Более высокая точность забуривания.

Возможность использования роторного способа бурения.

Небольшой объем фрезеруемого металла.

Высокая скорость формирования «окна» в обсадной колонне.

Возможность забуривания в концентрической колонне.

Возможность забуривания на большой глубине.

Возможность многоствольного бурения с обеспечением прохождения в каждый ствол скважинного оборудования.

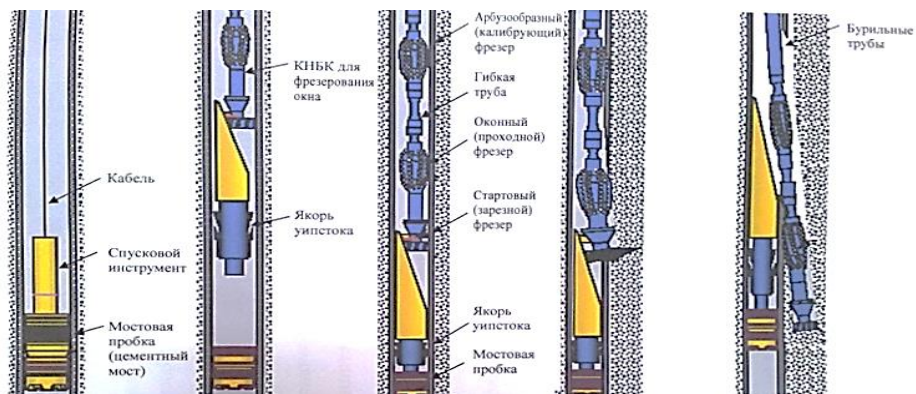


Рис.1 Спуск мостовой пробки на кабеле

Рис.2 Спуск фрезерующей КНБК с механическим уипстоком

Рис.3 Замер ориентации и установка уипстока

Рис.4 Срезание штифта и начало резки

Рис.5 Фрезерование бокового окна

2.2.3. Забуривание второго ствола с зарезного цементного моста [1]

Основными преимуществами данного метода забуривания являются следующие:

Не требуется специального внутрискважинного технологического оборудования, такого как уипсток, якорь, пакер и т.п.

Исключаются аварии в интервале «окна» при спускоподъемных операциях.

Возможно производить забуривание второго ствола в любом направлении, в том числе и в сторону нижней стенки старого ствола скважины.

Отсутствие уступов и резких перегибов второго ствола в интервале забуривания.

2.2.4. Забуривание второго ствола из-под башмака обсадной колонны [2]

Забуривание второго ствола из-под башмака обсадной колонны применяется для вскрытия нижерасположенных продуктивных пластов и реализуется после разбуривания башмака эксплуатационной колонны.

Характеристика скважин месторождения Дракон

Эксплуатационный фонд по состоянию на 2013г составляет 65 скважин.

Плотность скважиной сети еще низкая.

Обводнение продукции в действующих скважинах увеличивается по времени после примерно 4 года с начала разработки.

Дебит каждой скважины уменьшается по времени и составляет в среднем 25-30 т/год.

Количество бездействующих (малодебитных) скважин быстро увеличивается и достигало 13 скважин на 2013г.

Нефть находится в фундаменте на большой глубине (более 2000м).

Геологические запасы нефти составляют около 56,6 млн тонн. Остаточные запасы еще высокие (до 25 мил.тон). [5]

Ствол скважины устойчивый на большой глубине.

Начальное пластовое давление составляло 37 мПа (2009), на текущий год – 36,5 мПа [3], значит, природный упруго-водонапорный режим достаточно эффективный, что обеспечивает высокую и стабильную нефтеотдачу.

Практическое применение технологии забуривания второго ствола СП Вьетсовпетро на месторождении Дракон (Вьетнам)

На основании документов стратиграфической структуры горных пород и опытов забуривания второго ствола на месторождении Белый Тигр, специалисты СП Вьетсовпетро принимают технологию забуривания второго ствола из эксплуатационной колонны с уипстока (клина-отклонителя) через боковое «окно» в колонне.

Анализу [3,4,6] показывает что специалистами СП Вьетсовпетро детально отработаны технологии забуривания второго ствола на бездействующих скважинах диаметром 177,8 мм, 193,7 мм и 244,5 мм.

Из-за ограниченного числа самоплавающих буровых установок, работы капитального ремонта бездействующих (малодебитных) скважин других месторождений и строительства новых скважин, до 2013 СП Вьетсовпетро отремонтировали 77% бездействующих (малодебитных) скважин на месторождении Дракон.

Эффективность применения

Результаты бурения второго ствола показали, что дебиты нефти скважин с вертикальным стволом восстанавливается до начального состояния этой скважины, существенно повышая коэффициент нефтеотдачи.

Эффективно разработка остаточного запаса с уплотнением скважиной сети.

Средний дебит добывающей скважины по нефти составляет 80 м³/сут. Средний дебит скважин второго ствола составляет примерно 90 м³/сут.

Применение метода позволяет использовать большую часть труб бездействующей скважины, поэтому сокращается время и затраты на строительства скважины, а так же снижается бесполезное воздействие на окружающую среду.

Вероятность успеха очень высокая (до 90%) показала то, что разбуривание второго ствола с уипстока является рациональным способом восстановления бездействующих (малодебитных) скважин СП Вьетсовпетро на месторождении Дракон.

Заключение

Исследование и применение технологии разбуривания второго ствола с уипстока на месторождении Дракон позволяет разработку остаточного запаса и повышение коэффициента нефтеотдачи, при этом поможет СП Вьетсовпетро повысить конкурентоспособность на международном рынке.

Литература

1. Булатова А.И., «Теория и практика заканчивания скважин», М.: ОАО «Издательство Недр», 1988г, 496с.
2. Гилязов Р.М., «Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами», М. Недр-2002 г, 323с
3. Le Phuoc Hao, «Co so khoan va khai thac dau khi», Nxb: TP HoChiMinh, 2011, 307с.
4. Оганов Г.С., «Инструкция по зарезке вторых стволов на месторождениях «Белый Тигр» и «Дракон» СП Вьетсовпетро», Москва, 2008г, 44с.
5. <http://vnn.vietnamnet.vn/kinhte/> «76 trieu USD day nhanh du an khoan dau» .
6. <http://www.pcic.com.vn/tin-tuc/ban-tin-dau-khi/> «Vietsovpetro day manh tim kiem, khai thac dau khi».

УВЕЛИЧЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ УПЛОТНИТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТА ГЕРМЕТИЗАТОРА УСТЬЯ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ

А.В. Мацко

Научный руководитель профессор В.Г. Копченков
Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Одной из основных целей нефтегазодобывающих компаний сегодня является более полное извлечение углеводородного сырья и снижение себестоимости этого процесса. Классические технологии и оборудование, позволяющие решать данную проблему, имеют пределы эффективности, и эти пределы уже достигнуты для большинства месторождений России. В настоящее время во всем мире при бурении, заканчивании, эксплуатации и ремонте скважин все большую популярность приобретает использование непрерывных колонн гибких труб. Это объясняется их высокой технологичностью и экономической эффективностью.

Приоритет в области конструирования, изготовления и промышленной эксплуатации установок с колонной гибких труб принадлежит фирмам США и Канады. В настоящее время в мире эксплуатируется более 600 установок, причем их число все время возрастает. [1] В нашей стране их количество не превышает 100. Очевидно, что Россия заметно отстает во внедрении современного эффективного оборудования и технологий применяемых работ. И одной из основных целей данного доклада является показать преимущество этих установок для дальнейшего расширения их использования.

Особенность гибких труб – их можно безопасно применять на герметизированном устье скважины, т.е. без ее глушения. Это позволяет исключить большинство факторов негативного воздействия на пласт и скважину, плавно и поинтервально обрабатывать действующие скважины фактически любой конструкции и профиля, а также автоматизировать технологический процесс.

Изоляция внутренней полости скважины и колонны лифтовых труб от внешней среды осуществляется с помощью герметизатора. Самым важным требованием является надежная работа уплотнительного элемента, обеспечивающего определенную степень герметичности (быстро убывающую во времени) в ходе прямого и обратного движения

колонны гибких труб. Существующие конструкции зарубежных и отечественных герметизаторов весьма разнообразны. В них использован принцип поджатия уплотнительного элемента полым штоком. Поджатие контактного уплотнения и, соответственно, герметичность на уплотняемых поверхностях осуществляется путем периодического увеличения давления рабочей жидкости гидропривода. При этом образуется неравномерное распределение напряжений внутри массива эластичного уплотнителя и, соответственно контактного давления. Это приводит к появлению переменной интенсивности износа по длине пакерующего элемента (Рис. 1) и, как следствие, к целому ряду нежелательных последствий, одними из которых являются: преждевременный износ уплотнения, затраты на проведение работ по его замене, загрязнение окружающей среды и т.д.

Интенсивные зоны износа заметны у краев уплотнительного элемента (Рис 1), на входе и, более выраженный износ, на выходе трубы из герметизатора при спуске. Износ можно показать в виде графика (Рис.2), на котором выделены 3 характерные области.

На Ямбургском месторождении, где осуществляются ремонтно-восстановительные работы с помощью гибких труб компанией ООО «Газпром подземремонт Уренгой» вопрос низкой долговечности уплотнительного элемента стоит очень остро. Уплотнительный элемент, выполненный из маслбензостойкой резины, эксплуатирующийся при положительных температурах ($7-20^{\circ}\text{C}$) в среднем сохраняет работоспособность в течение 1-2 спускоподъемных операций. Поверхность трения нескольких изношенных образцов была изучена под микроскопом, после чего был определен вид износа. Время необходимое на замену уплотнительного элемента 1 ч 10 минут. Замена уплотнительного элемента требует подъема гибкой трубы из скважины и демонтажа инжектора. При отрицательных температурах (до -45°C) используется уплотнительный элемент выполненный из полиуретана, но картина быстрой потери долговечности остается прежней.

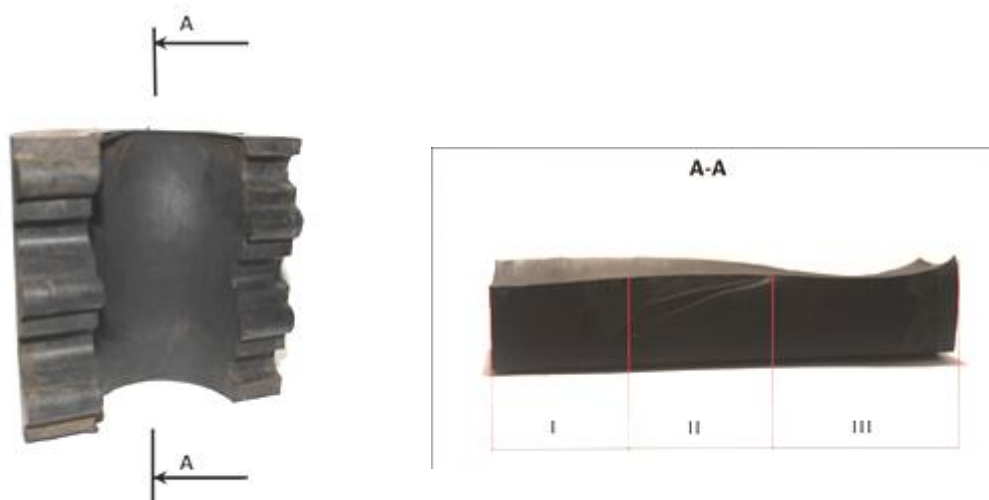


Рис.1 Характерные зоны износа уплотнителя отработанного колтюбинговой установкой М-10

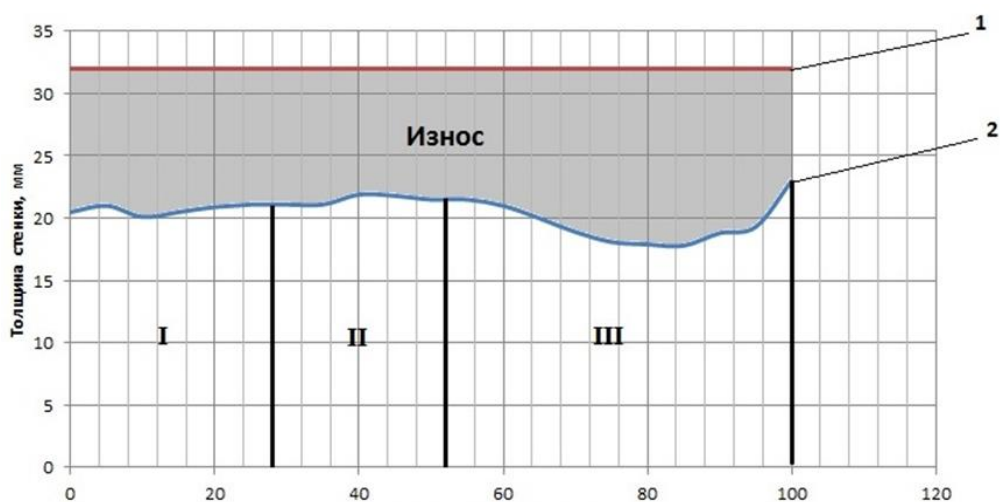


Рис.2 Величина износа по длине уплотнителя

1 – исходный размер уплотнителя; 2 – изношенный профиль

На Ставропольском подземном хранилище газа при выполнении ремонта скважин филиал ООО «Газпром ПХГ» «СУАВР и КРС» так же применяет колтюбинговые установки. Здесь используются герметизаторы обладающие большим сроком службы. Верхняя часть уплотнительного элемента выполнена из полиуретана, а нижняя из резины. Эти уплотнительные элементы выдерживают до 80 спускоподъемных операций. Замена уплотнительного элемента не требует демонтажа инжектора и поднятия трубы из скважины. На корпусе герметизатора имеется «окно» через которое осуществляется замена уплотнителя.

На долговечность уплотнителя значительное влияние оказывают многочисленные эксплуатационные факторы и параметры; скорость относительного перемещения КГТ в узле уплотнения, частота циклов изменения действующей на узел уплотнения нагрузки (давления), соотношение между давлением среды на устье скважины и контактным давлением в уплотнителе, состав и свойства продукции находящейся в скважине, величина газового фактора, наличие механических примесей, воды, элементов вызывающих коррозию оборудования и т.д.

Дальнейшее совершенствование герметизации устья колтюбинговой установки требует дополнительных теоретических и практических исследований работы соответствующего оборудования, улучшения его конструкции и режимных параметров. Планируется проведение анализа напряженно-деформированного состояния методом конечных элементов; экспериментальное подтверждение методом фотоупругости; разработка математической модели изнашивания пары металл-эластомер; подбор материала для уплотнительного элемента; подбор формы, размеров поршня и гидроцилиндров. Так же предлагается установка скребков не только перед уплотнителем на входе в скважину, но и на выходе необходимых для смазки и очистки трубы для уменьшения износа. Проведение исследований, связанных с повышением эффективности герметизации устья и разработкой необходимого для этого оборудования, является актуальным и имеет важное научное и практическое значение.

Литература

1. Третьяк А.Я., Сердюк Н.И., Кравченко А.Е. Технологии применения колтюбинга: Учеб. пособие. – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2011. – 368 с.

ОСВОЕНИЕ ОКЕАНОВ ПРИ ПОМОЩИ НЕФТЯНЫХ ПЛАТФОРМ**А.Г. Миннибаев, В.В. Парфенова, Е.Ю. Фатун**

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Добыча нефти ведется человечеством с древних времен. Когда-то ее собирали с поверхностей водоемов, или извлекали при обработке песчаника и известняка. Современная добыча нефти производится путем бурения скважин. Особенно перспективной становится шельфовая добыча нефти. Нефтяные платформы, возводимые в шельфовых зонах, - это сложные инженерные комплексы, предназначенные для бурения скважин и добычи углеводородного сырья, залегающего под дном моря или океана.

Существует множество типов нефтяных платформ. Основные типы: стационарные, полупогруженные нефтяные буровые платформы, -мобильные морские платформы с выдвигаемыми опорами и т.д.

Независимо от типа, особенности шельфовой добычи нефти выдвигают специфические требования к материалам, из которых изготавливаются все конструкции. Они должны гарантировать успешную эксплуатацию, сводить к минимуму вероятность аварий. Выбираемые для морских нефтегазовых сооружений материалы обязаны обеспечивать безаварийную эксплуатацию сооружения в течение всего заданного срока, не наносить ущерба окружающей среде, удовлетворять требованиям безопасности людей и быть рациональны с экономической точки зрения.

Одним из конструктивных элементов, нашедшим широкое применение при возведении платформ, стали сварные прессованные решетки. Эти решетки позволяют обеспечить необходимое для надводных сооружений соотношение легкости и прочности. Кроме того, они не подвержены коррозии, что очень важно, поскольку коррозия - одна из самых частых причин возникновения аварийных ситуаций. Для плавающих сооружений часто требуется огромное количество таких легких и противоскользящих решетчатых систем, которые выдерживают воздействие коррозионных сред. Помимо указанных плюсов сварных прессованных решеток, немаловажным преимуществом является то, что решетчатая структура позволяет успешно противостоять волнению и штормам, сильному ветру. Настил такого типа не накапливает осадки, что могло бы привести к авариям по причине утяжеления конструкции.

Стационарная нефтяная платформа - тип нефтеплатформы, используемый для добычи нефти и газа в открытом море. Относится к нефтегазовому оборудованию. Экономически выгодно устанавливать платформы на глубине от 14 до 500 м. Более глубокие места делают установку платформ затруднительной, более мелкие затрудняют подход к платформам танкеров или строительство подводных нефте- и газопроводов (рис.1.).

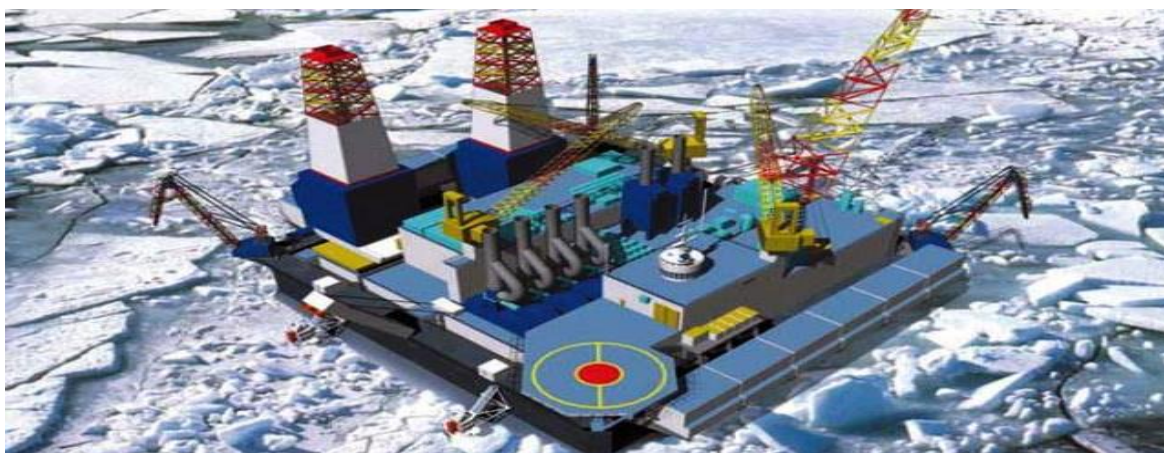


Рис.1 Стационарная нефтяная платформа

Устройство: на стальные или бетонные опоры, прикрепленные ко дну, установлена буровая вышка, производственное оборудование, жилые и вспомогательные отсеки. Такие платформы устанавливаются на длительные сроки производства. На платформе также может быть установлен железобетонный опускной колодец со встроенным нефтехранилищем, расположенным ниже уровня моря.

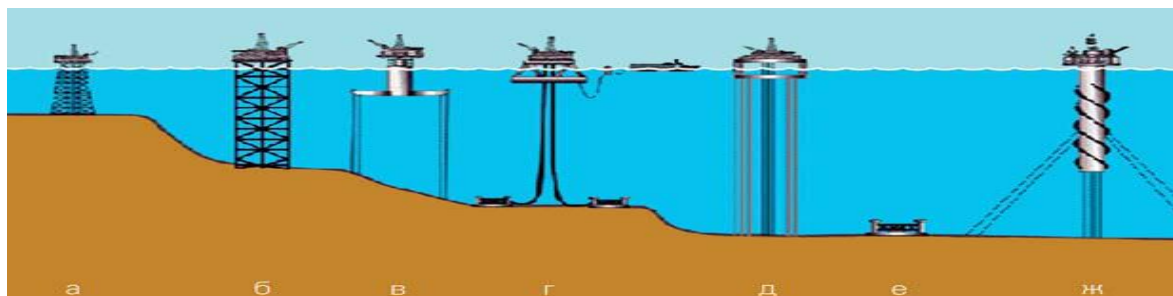


Рис.2 Основные типы стационарных буровых конструкций с указанием глубин, некоторых они способны вести добычу: а – неподвижная платформа (Fixed Platform), глубины до 450 м; б – платформа с основанием типа «гибкая башня» (Compliant Tower), глубины 450-900 м; в – платформа с основанием типа «морская звезда» (Sea Star), глубины 150-1050 м; г – плавающая добывающая установка с якорной системой (Floating Production Systems), глубины 450-1800 м; д – конструкция платформы типа TLP (от англ. Tension Leg Platform), глубины 450-2100 м; е – подводные системы (Subsea System), глубины до 2100 м; ж – платформа с цилиндрическим основанием или SPAR Platform, глубины 600-3000 м

Полупогружная нефтяная буровая платформа, которую применяют при глубинах бурения до 10 000 метров и глубине моря до 3000 метров. Размещаются над местом бурения на понтонах. Полупогружная нефтяная буровая платформа не может перемещаться, так как удерживается якорями массой около пятнадцати тонн. Однако поддержание постоянной нагрузки на плавучей конструкции является трудной и дорогой операцией. Поэтому на некоторых платформах, например Deepwater Horizon, используется компьютерная система динамического позиционирования, которая с помощью мощных подводных двигателей постоянно удерживает платформу на определенном месте, с точностью до нескольких метров.

Мобильные морские платформы с выдвигаемыми опорами – самоподъемные платформы с выдвигаемыми опорами-ногами, опирающимися о грунт во время бурения; по окончании буровых работ опоры поднимаются и платформа буксируется к новому месту работ. Морские буровые платформы такого типа пригодны для эксплуатации при глубине 30-120 м. Так же такие платформы называют самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ).

Пильтун-Астохское месторождение нефти и газа находится на северо-восточном шельфе Сахалина, в 15 – 20 км к востоку от южной оконечности Пильтунского залива между Одопгинским месторождением на севере и Аркутун-Дагинским месторождением на юге. «Моликпак» – это название передвижной арктической буровой установки, состоящей из полого кольцевого основания, на которое опирается палуба, несущая весь буровой комплекс и верхние строения (включая технологический модуль). На платформе «Моликпак» различаются две палубы (главная и объемная) и технологический модуль. Объемная палуба состоит из кессона и собственно объемной палубы, а на главной палубе располагаются жилой модуль, модуль сыпучих материалов, модуль подготовки и хранения буровых растворов, модули инженерного и энергооборудования, модули подвышечного основания буровой установки, склад труб, вертолетная площадка, складское помещение, сварочная мастерская, буровой комплекс, буксировочное оборудование и палубные краны. Технологический модуль состоит из технологического оборудования, предназначенного для

обработки продукции скважин. Платформа "Моликпак" была построена в 1984 году в Японии. Ее общий вес - 54,4 тысячи тонн. Эксплуатировалась в море Бофорта. С 1990 по 1997 годы находилась на консервации, в 1998 году была модернизирована в добывающую и еще через год с ее помощью получили первую в России шельфовую нефть. С 2008 года добыча нефти и попутного газа на шельфе Охотского моря стала вестись не только в летний период, а в круглогодичном режиме. С 1999 года по август 2013-го на буровой добыто 25,5 миллиона тонн нефти и 4723 миллиона кубических метров газа [1, 2].

Литература

1. Отчет о выполнении работ по геологическому изучению Пильтун-Астохского и Лунского лицензированных участков. – М., 2005. – 62.
2. Руководство по эксплуатации платформы ПА-А «Моликпак»: в 28 т. – М., 1998.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ КАЧЕСТВА ВЫНОСА ШЛАМА ЗА СЧЕТ СОЗДАНИЯ ТУРБУЛЕНТНОГО РЕЖИМА

Ш.Х. Фахрутдинов

Научный руководитель профессор Л.Б.Хузина

Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск, Россия

Одним из наиболее перспективных направлений в области добычи нефти и газа на сегодняшний день является бурение наклонно-направленных (НН) и горизонтальных скважин (ГС).

В 2013 году в ОАО «Татнефть» было пробурено 59 горизонтальных скважин и 12 многозабойных скважин, добыча нефти по ним составила 87,2 тыс.т. Количество горизонтальных скважин составило всего 613 скважин, количество многозабойных скважин – 104.

Падающая добыча на зрелых месторождениях, высокая степень разведанности традиционных углеводородов и наличие больших запасов трудноизвлекаемой нефти являются главными характеристиками нефтедобывающего сектора Татарстана в настоящее время. На сегодняшний день является актуальной разработка Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти (СВН). С начала разработки месторождения пробурено 56 горизонтальных скважин.

Основным преимуществом горизонтального бурения скважин является увеличение дебита нефти при сопоставимых затратах на строительство. Важной задачей при бурении скважин с горизонтальными участками является повышение механической скорости бурения, которая снижается ввиду значительной силы трения бурильной колонны о стенки скважины и образования шламовых подушек [5]. Для решения вышеуказанных задач предлагается использовать в КНБК осциллятор-турбулизатор [2].

Конструктивная схема осциллятора-турбулизатора (Рис.1). Устройство для осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости состоит из крышки 1, корпуса 2, диффузора верхнего 3, втулки 4, установленной в корпусе 2, клапана 5, оси 6, диффузора нижнего 7.

Осциллятор-турбулизатор работает следующим образом. Промывочная жидкость закачивается с поверхности насосными агрегатами и проходит по колонне труб (на фигуре не указаны) к скважинному осциллятору. Через проходной канал А струя жидкости попадает на верхний диффузор 3. Верхний диффузор 3 выполняет функцию перехода жидкости из круглого сечения в квадратное на втулку 4. На втулке струя жидкости движется по квадратному сечению и поступает на клапан 5 который начинает совершать колебательные движения, наклоняясь то одной, то другой стороной к проходному каналу А. В результате чего в определенные моменты времени, проходной канал А оказывается перекрытым. Жидкость после перехода из клапана 5 движется на втулке 4 и тем самым

поступает на нижний диффузор 6, который имеет круглое сечение. На оси 6 держится клапан 5. Крышка 1 служит для соединения осциллятора-турбулизатора с ВЗД [2].

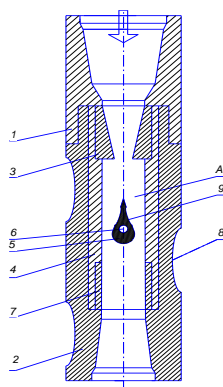


Рис.1 Осциллятор-турбулизатор

Таким образом, данная разработка приводит к осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости, достигающих забоя скважины, которые способствуют созданию динамической нагрузки на долото. Вследствие чего повышается степень выноса шлама буровым раствором и создается турбулентный режим движения жидкости за счет винтовых линий (насечек) на корпусе осциллятора-турбулизатора [3,4].

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: В 6 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – Т.1 – 510 с.
2. Пат. 131792 U1 RU, E 21 В 7/00. «Осциллятор-турбулизатор» /Хузина Л.Б., Фархутдинов Ш.Х., Хузин Б.А. Еромасов А.В.
3. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Султанов В.З. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. – М.: Недра, 1997-640с.
4. Мирзаджанзаде А.Х. Гидродинамика в бурении. - М.: Недра, 1985. – С 90 – 96
5. Хузина Л.Б. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин с использованием комплекса виброусилителей. Специальность: 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук, Уфа, 2006 – 42с.

ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ УРАЛМАШ 6000/400 ЭК-БМЧ («АРКТИКА») В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Д.А. Харченко

Научный руководитель М.А. Самохвалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Территория Крайнего Севера обладает колоссальными запасами углеводородного сырья, но его добыча крайне тяжела. Из-за суровых климатических условий (близкие к нулевой отметке летние температуры и отрицательные температурные среднегодовые показатели, большая территория обледенения, вечная мерзлота, очень небольшой слой сезонного оттаивания, который не превышает 70 см.) выполнение многих операций становится невозможными.

При бурении глубоких скважин в таких тяжелых атмосферных условиях есть своя специфика. Например, в буровой раствор здесь в обязательном порядке добавляют хлорид

натрия, используют более вязкие глинистые растворы, чтобы укреплять стенки скважин. У цементирования скважин, пробуренных в условиях вечной мерзлоты, тоже есть своя специфика: чтобы сократить время схватывания, в цемент необходима добавка: хлорид кальция или жидкое стекло. Больших, чем в обычных условиях, затрат, требует и техника. Ее эксплуатация в условиях Крайнего Севера требует особого подхода: намного долговечнее здесь оказываются механизмы из легированных морозостойких сталей и техника с максимальным количеством полимерных узлов.

С учетом всех особенностей перечисленных выше, была сконструирована буровая установка Уралмаш 6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика». «Арктика» оснащена вышкой башенного типа, верхним приводом, высокопроизводительными буровыми насосами и буровой лебедкой, циркуляционной системой большой емкости с четырехступенчатой системой очистки буровых растворов и многим другим оборудованием, определяющим современный дизайн установок. Установка полностью укрыта – от кронблока и до приемного моста, имеет систему комбинированного обогрева. Это позволяет осуществлять ее непрерывную эксплуатацию при практически любых погодных условиях. Специалисты компании «Гидросила» спроектировали и изготовили для ОАО «Уралмаш» серию гидроцилиндров (рис.1), предназначенных для выдвижения желоба и каретки и входящих в состав механизма подъемного моста буровой установки «Арктика». Основное требование для данного типа цилиндров – их способность работать в сложных климатических условиях, от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$. В конструкции гидроцилиндров используются уплотнительные элементы, изготовленные с применением современных композитных материалов, которые обеспечивают стабильную работу и высокую износостойкость элементов в широком диапазоне температур (до -50°C) и самых сложных климатических условиях.



Рис.1 Гидроцилиндры с уплотнительными элементами.

Помимо специально разработанных гидроцилиндров, буровая установка максимально оснащена компьютерными технологиями, для достижения высоко качества производственной работы. Также использована модифицированная система отчистки бурового раствора, исключая загрязнение окружающей среды.

Применение буровой установки «Арктика» позволит сократить затраты буровой компании, а также создать благоприятные условия для работы сотрудников, в соответствии со всеми правилами техники безопасности. Более подробный расчет будет приведен ниже, на примере бурения скважин на полуострове Ямал.

В связи с низкими температурами на полуострове Ямал, ниже -40°C , буровые компании были вынуждены останавливать процесс бурения в соответствии с требованиями правил безопасности ведения буровых работ. Подобные остановки процесса бурения приводили к увеличению непроизводительного времени, к выходу из строя основного бурового оборудования и другим факторам, существенно увеличивающим затраты компании на проводке скважины.

Опыт различных буровых компаний показывает, что ориентировочная стоимость затрат одного часа простоя при бурении скважин в условиях Крайнего Севера составляет 30 т. рублей, включая нижеследующие финансовые потери:

на заработной плате буровой бригады;

на материалах (в т.ч. дизтопливо, тосол, масло ВМГЗ, М10ДМ, М16Г2ЦС);
на обслуживании энергетического хозяйства;
на простое СГГ;
на услугах пунктов горячего питания;
на инженерном обслуживании буровых растворов;
на простое технологического транспорта и спецтехники.

Для расчета общих финансовых потерь при проводке скважин на полуострове Ямал следует учесть, что в зимний период времени среднегодовое количество дней, в которые суточная температура достигает ниже -40°C , составляет 25 суток.

Учитывая полученные эти данные, можно сделать вывод, что буровые компании осуществляющие бурение скважин в условиях Крайнего Севера, ежегодно несут финансовые убытки в размере около 18 млн. рублей. Таких существенных убытков можно избежать, используя буровую установку адаптированную для бурения в условиях Крайнего Севера Уралмаш 6000/400 ЭК-БМЧ «Арктика».

Литература

1. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - М.: изд. центр "Академия", 2006 – 352с
2. Нефтегазовое оборудование ООО «Уралмаш НГО Холдинг» [Офиц. сайт]. URL <http://www.uralmash-ngo.com/> (дата обращения: 27.02.2013).
3. Горная энциклопедия [Офиц. сайт]. URL <http://www.mining-enc.ru/> (дата обращения: 2.03.2013).

ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ И КОЛТЮБИНГОВОГО КОМПЛЕКСА А.И. Цынтарюк

Научный руководитель ассистент Ю.А. Максимова

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многие нефтяные месторождения России и Белоруссии находятся на поздней стадии разработки, когда возрастает доля остаточной нефти и меняется структура запасов, - в залежах остаются огромные объемы трудно извлекаемой нефти.

В настоящее время на долю трудноизвлекаемых приходится 43,4% балансовых запасов республиканского унитарного предприятия «Производственное объединение Белруснефть». Из них более 90% составляют залежи с низкопроницаемыми карбонатными коллекторами. В таких условиях большое внимание необходимо уделять внедрению технологий, обеспечивающих эффективную разработку залежей с низкопроницаемыми коллекторами. В число, безусловно, перспективных в данном отношении технологий входит бурение на колтюринге, включая бурение не депрессии, а также строительство, освоение и ремонт многозабойных скважин [2].

Добывающие скважины, эксплуатирующие залежи с низкопроницаемыми коллекторами работают с дебитами безводной нефти не более 3–5 т/сутки. Для увеличения охвата пластов вокруг таких скважин выработкой, увеличения дебита и рентабельности предлагается из основного ствола бурить в разных направлениях по 2–3 боковых ствола, что фактически преобразовывает данную скважину в многоствольную.

Реализацию данного решения начали с применением системы направленного бурения (СНБ) производства группы ФИД (фонд изобретательской деятельности) и колтюрингового комплекса (таблица 1).

Таблица 1

Состав и основные технические характеристики колтюбингового комплекса

Колтюбинговая установка МК30Т:	
- максимальное тяговое усилие инжектора, кН	360
- диаметр ГТ, мм	60,3
- допустимое максимальное давление на устье скважины, МПа	70
- скорость подачи ГТ, м/с	0,01-0,8
Насосная установка:	
- максимальное давление, МПа	70
- максимальный расход, л/с	12,5
Система очистки в составе:	
- вибросита, размер ячейки, мкм	80 – 100
- гидropескоотделители	

Анализ показывает, что для многих операций колтюбинговое бурение может быть более безопасным, быстрым и экономически высокоэффективным по сравнению с традиционным бурением. Особенно очевидны преимущества при первичном вскрытии продуктивных пластов с отрицательным дифференциальным давлением.

Проведение работ по колтюбинговому бурению требует наличия технических средств, позволяющих в режиме реального времени контролировать и управлять параметрами траектории ствола скважины, отслеживать и передавать на поверхность данные о забойных условиях работы КНБК.

Так как заявленные характеристики системы направленного бурения СНБ76М соответствовали предъявляемым требованиям к телеметрическим системам, было принято решение о применении ее в составе КНБК при отработке технологии бурения боковых стволов.

КНБК включала:

долото типа PDC диаметром 92 мм;

винтовой забойный двигатель ДР-73 с углом перекося осей шпинделя 1°22';

СНБ76М в составе:

переводник;

обратный клапан;

ориентатор;

модуль нагрузки;

модуль ориентации;

разъединитель аварийный электрический и клапан циркуляционный;

кран шаровой двойной;

быстроразъемное соединение;

соединитель с гибкой трубой луночного типа.

Так как СНБ предназначена для работы с кабельным каналом связи, гибкая труба была оснащена одножильным геофизическим кабелем.

Основными задачами проведения испытаний являлись оценка работоспособности СНБ и непосредственная отработка технологии бурения боковых стволов с использованием гибких труб. В результате стало возможным установить, что:

СНБ работоспособна и позволяет управлять траекторией ствола скважины;

необходимо уделять пристальное внимание вопросам ориентирования инструмента в условно вертикальных скважинах;

забуривание бокового пилотного ствола роторной компоновкой должно производиться на длину колтюбинговой КНБК;

после забуривания бокового пилотного ствола роторной компоновкой необходимо проводить дополнительные геофизические исследования пробуренного интервала для определения угловых параметров бокового ствола и литологической разности пород.

Опыт этих работ лег в основу планирования и реализации бурения боковых стволов в скважине 70 Мармовичского месторождения.

Целью данных работ является увеличение зоны дренирования низкопроницаемого пласта и, соответственно, дебита скважины путем строительства двух дополнительных коротких боковых стволов с максимальным отходом от основного ствола, эксплуатирующего целевой коллектор.

Испытания проведены в три этапа (рисунок 2). На первом подготовительном этапе в эксплуатационной колонне установили клиновой отклонитель, опираемый на мостовую пробку, с последующим вырезанием щелевидного "окна" в интервале глубин 2768–2770 м с помощью подъемного агрегата АП-80. Далее осуществлялось бурение роторной компоновкой пилотного ствола до глубины, обеспечивающей полный вход в него КНБК СНБ.

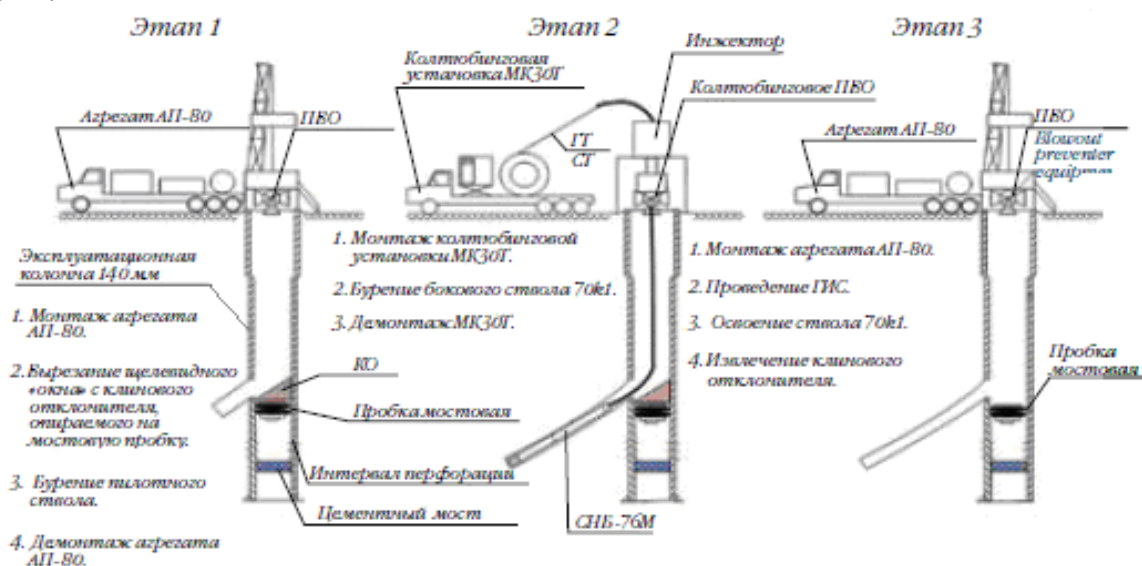


Рис.1 Этапы проводки бокового ствола 70к1 на скважине № 70 Мармовичского

На втором этапе с помощью СНБ выполнена за один рейс проводка бокового ствола 70к1 в интервале глубин 2797 – 2860 м. Продуктивные отложения встречены в интервале глубин 2818 – 2858 м. Ориентирование производилось в направлении, обеспечивающем максимальный отход от основного ствола.

В процессе проводки бокового ствола периодически производилось сравнение показаний датчика гамма-каротажа СНБ с записью гамма-каротажа по основному стволу, по реперным пропласткам которого производилась привязка вскрываемых пород к уже известной литологии основного ствола. Геонавигационная привязка текущего расположения КНБК к геологическому разрезу основного ствола позволила с высокой степенью точности углубиться до заданной абсолютной отметки.

Режимно-технологические параметры бурения ствола 70к1 приведены в таблице 2. В соответствии с данными таблицы 2 при одинаковых режимах бурения в первом и третьем интервалах, наибольшая механическая скорость проходки достигнута в интервале бурения 2832 – 2860 м, что свидетельствует о лучших коллекторских свойствах пласта в этом интервале.

В результате выполненных работ с колтюбингом и СНБ пробурено 63 м горных пород, представленных глинистыми известняками с прослоями мергелей и доломитов, со средней механической скоростью 1,3 м/ч. Приращение зенитного угла составило 25°, азимута – 40°. Средняя интенсивность искривления ствола скважины составила 3,6°/10 м.

В процессе бурения ствола СНБ в режиме реального времени сообщает следующую информацию:

Таблица 2

Режимно-технологические параметры бурения ствола 70k1

№ интервала	Интервал бурения, м		Проходка в интервале, м	Мех. Скорость, м/ч	Осевая нагрузка, кН	Производительность насоса, л/с	Плотность бурового раствора, кг/м ³	Давление нагнетания, МПа	Перепад давления на ВЗД, МПа	Давление на забое, МПа	Температура, °С
	от	до									
1	2797	2811	13,4	1	10 – 15	3,5 – 4	1030	18 – 20	4,2 – 4,8	27	45 – 47
2	2811	2832	21,5	1,1	10 – 12	3 – 3,2		14 – 16	3,6 – 4,1	27,6	47 – 49
3	2832	2860	27,5	1,9	10 – 15	4		18 – 20	4,2 – 4,6	28,1	49 – 50

уровень естественного гамма-излучения;
 угол доворота инструмента;
 зенитный угол;
 азимут;
 нагрузка на долото;
 давление бурового раствора на забое;
 давление на ВЗД;
 температура на забое;
 уровень вибрации КНБК.

Это значительно облегчало процесс управления траекторией ствола скважины и режимом бурения.

На третьем этапе проведены геофизические работы и гидродинамические исследования бокового ствола 70k1. В результате гидродинамических исследований установлено, что дебит безводной нефти из пробуренного ствола составляет 13,9

м³/сут. Основной ствол скважины работал с дебитом 4–5 т/сутки, т.е. бурение бокового ствола позволит увеличить дебит скважины более чем в два раза. После освоения ствола 70k1 был извлечен клиновой отклонитель, над первым боковым стволом установлена мостовая пробка, на которую ориентировано установлен клиновой отклонитель для вырезания окна в обсадной колонне для второго бокового ствола. Забуривание второго бокового ствола производилось аналогичным образом.

На рисунке 3 приведены проектные и фактические траектории боковых стволов 70k1 и 70k2. Наибольшая интенсивность искривления бокового ствола 70k1 составила 5°/10 м, а ствола – 70k2 4,9°/10 м, при этом отклонение забоя бокового ствола 70k1 от основного достигло 16 м, а ствола 70k2 – 35 м.

Учитывая опыт, накопленный в процессе бурения первого ствола, удалось увеличить скорость проходки второго ствола в 1,3 раза.

В дальнейшем, после освоения второго бокового ствола, извлечения клинового отклонителя и разбуривания двух мостовых пробок планируется совместная эксплуатация открытых боковых стволов 70k1, 70k2 и интервала перфорации основного ствола.

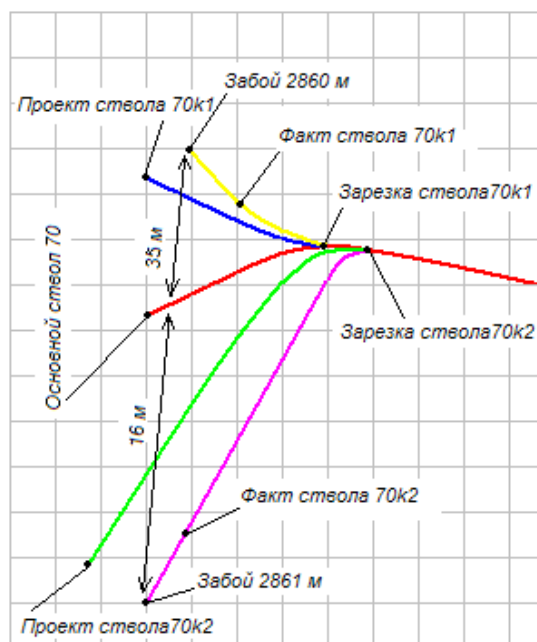


Рис. 2. Горизонтальные проекции основного и боковых стволов скважины № 70 Мармовичского месторождения

На данном этапе работ по результатам колтюбингового бурения многоствольной скважины уже можно констатировать:

СНБ является работоспособной системой, под контролем которой в скважине 70 Мармовичского месторождения пробурено более 160 м горных пород;

применение СНБ позволило:

обеспечить проводку обоих стволов по траекториям, интенсивность искривления которых превышает проектную;

контролировать необходимые внутрискважинные параметры;

получать данные в режиме реального времени и оперативно управлять процессом бурения.

Стабилизация работы СНБ в составе управляемой КНБК, наличие надежных средств управления траекторией ствола скважины, а также регистрации и передачи забойных данных – все это позволяет предполагать возможность перехода в ближайшей перспективе к более прогрессивным методам вскрытия продуктивных отложений с колтюбингом: бурению и заканчиванию скважин на равновесии и депрессии.

Литература

1. Бутов Ю.А. Опыт колтюбингового бурения многоствольных скважин // Оптимист «Время колтюбинга». – Москва, 2002. – №37. – С. 14 – 22.
2. Третьяков Д.Л. Развитие колтюбинговых технологий для активизации выработки трудноизвлекаемых запасов // Энерджи Пресс «Инженерная практика». – Москва, 2009. – №8. – С. 120 – 124.
3. Фонда изобретательской деятельности: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fidnov.com/> (Дата обращения: 02.11.2014). Режим доступа: свободный.

АДАПТАЦИЯ ЗАБОЙНОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ КАНАЛОМ СВЯЗИ К БУРЕНИЮ СКВАЖИН НА МОРЕ

В.Н. Черкасов

Научный руководитель ассистент И.А. Бойко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Потребности человечества в углеводородном сырье, отсутствие надежной альтернативы нефти и газу как топливу требуют совершенствования технологий по извлечению разведанных запасов. Для увеличения запасов и добычи нефти и газа необходим существенный рост темпов разведки новых нефтяных и газовых месторождений, повышение эффективности геологоразведочных работ, ускоренное разбуривание вводимых в разработку месторождений при резком повышении технико-экономических и качественных показателей буровых работ.

Важнейшим резервом реализации этой задачи является развитие и внедрение в практику геологоразведочных работ прогрессивного направления промысловой геофизики – геолого-технологических исследований (ГТИ) в процессе бурения.

ГТИ в процессе бурения в отличие от традиционных методов геофизических исследований скважин (ГИС) проводятся непосредственно в процессе бурения, без простоя буровой бригады и бурового оборудования. Они способны решать комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных характеристик и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессного опробования и изучения методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения с целью достижения оптимальных технико-экономических показателей процесса бурения. Эти особенности ГТИ делают их

весьма перспективным направлением промысловой геофизики, способным существенно улучшить геологическую и экономическую эффективность буровых работ на нефть и газ.

Комплексное изучение влияния процесса разбуривания горных пород на естественные физические поля (электрические, тепловые, геохимические, гидродинамические) в околоствольном пространстве с учетом, возникающих при этом, искусственных физических полей (вибраакустических, гидродинамических, геохимических и др.) позволяет по-новому подойти к буровой скважине как объекту исследования и управления, используя наборы (комплексы) параметров, изучаемых в процессе бурения для зондирования исследуемого разреза, а полученную информацию – для оптимального управления процессом углубления скважины.

Забойные телеметрические системы (ЗТС) для измерений в процессе бурения появились с целью получения данных о траектории ствола бурящейся скважины.

В первые годы освоения горизонтального бурения переделывали традиционные инклинометры, и сначала закачивали их потоком ПЖ на забой, после проходки 20-30 м ствола. Потом научились спускать их на кабеле. С появлением бескабельных систем с гидравлическим, электромагнитным и другими каналами связи, стали включать инклинометры в состав бурильной колонны (в диамагнитной трубе) и получать данные в реальном масштабе о текущих координатах ствола скважины. По терминологии, существующей за рубежом, их назвали Measurement While Drilling–измерения в процессе бурения (MWD).

Усложнение задач по проводке ГС, когда кроме инклинометрических параметров в процессе бурения нужно было получать данные о технологических параметрах (число оборотов долота, нагрузка на долото, давление, температура ПЖ на забое и др.), привело к оснащению системы MWD и этими датчиками. В последние годы фирмы-разработчики пришли к выводу, что получение инклинометрической и технологической информации не обеспечивает проводки ствола скважины. Для этого также необходимы сведения о геологической ситуации – о реперах-пластах, по которым можно «привязать» траекторию к конкретной геологической ситуации и провести ствол в наиболее рациональном «коридоре». Так в составе MWD-системы появились геофизические зонды для измерений электрического сопротивления горных пород (токовый каротаж (ТК), боковой каротаж (БК), акустический каротаж (АК), радиоактивный каротаж (РК), и электрический каротаж (ЭК)).

Хронологические метаморфозы с MWD-системами на этом не закончились и появились сведения о включении в их состав, кроме перечисленных, дополнительных зондов нейтронного, плотностного, акустического и электромагнитного каротажа.

В настоящее время существуют различные забойные телеметрические системы, способные обеспечить измерение необходимых параметров в скважинах различного диаметра, с большой интенсивностью искривления (до 1град/м). Измерение навигационных и геофизических параметров возможно как в процессе бурения, так и в «статике» без циркуляции бурового раствора. Возможно управление форматом измерения и передачи информации с поверхности, без подъема телесистемы из скважины. Производится измерение и запись в «память» при подъеме инструмента. Телесистемы могут работать при больших давлениях (до 140 МПа), температурах (до 150°С), в широком диапазоне расходов бурового раствора. Телесистемы могут использоваться при бурении скважин на депрессии с использованием азрированных буровых растворах, газа, воздуха.

Примером такой системы может служить забойная телеметрическая система с электромагнитным/гидравлическим каналом связи (ЗТС/ЗТСГ) предназначена для облегчения проводки и оперативного управления бурением наклонно-направленных, горизонтальных скважин и боковых стволов.

Применение ЗТС позволяет проводить измерения навигационных и геофизических параметров в процессе бурения, в «статике» без циркуляции бурового раствора, вести запись информации при подъеме инструмента.

Измеряемые параметры системами типа ЗТС/ЗТСГ: зенитный, азимутальный угол; положение отклонителя; каротаж сопротивления КС (для ЗТС с электромагнитным каналом

связи); каротаж самопроизвольной поляризации ПС (для ЗТС с электромагнитным каналом связи); виброкаротаж; температура на забое; обороты вращения генератора. Обновление данных с забоя происходит не чаще одного раза в 30 секунд.

ЗТС с электромагнитным каналом связи устанавливается над забойным двигателем, состоит из забойной части (прибор электронный, генератор, удлинитель, электрический разделитель) и наземной аппаратуры (антенна, приемное устройство, ПК).

ЗТС с гидравлическим каналом связи включает забойную часть (прибор скважинный, генератор, удлинитель, силовой корпус, пульсатор) и наземную аппаратуру (датчик давления на манифольде, приемное устройство, ПК).

В процессе бурения скважинный прибор производит измерения навигационных и геофизических параметров и передает кодированный электрический сигнал, содержащий полученную информацию в окружающую породу. В случае ЗТС с гидроканалом, скважинный прибор производит измерения с помощью пульсатора, формирует импульсы давления, которые распространяются по стволу жидкости в буровом инструменте и принимаются датчиком давления на манифольде.

Сигнал, принятый антенной на поверхности Земли, а в случае гидроканала датчиком давления на манифольде, поступает на приемное устройство, где происходит его усиление, фильтрация и декодирование. Затем информация поступает на компьютер оператора и сохраняется в памяти в любом для потребителя формате.

Программное обеспечение телесистемы позволяет производить обмен информацией, редактирование, привязку данных измерений к глубине, визуализацию информации на экране монитора в цифровом и графическом виде.

Адаптация телесистемы к морскому бурению

Освоение нефтегазовых месторождений шельфа с морских платформ невозможно без технологий ориентированного управления траекторией, непрерывного контроля геофизических и технологических параметров наклонно-направленных и горизонтальных скважин забойными телеметрическими системами. Важной задачей является адаптация российских бескабельных забойных телесистем с электромагнитным каналом связи к условиям морского бурения при разработке нефтегазовых месторождений континентального шельфа.

Разработкой MWD-системы контроля забойных параметров в процессе бурения занимаются более 40 зарубежных фирм и 4 отечественные. Для передачи информации с забоя скважины на поверхность применяются различные каналы связи: кабельный, электромагнитный и гидравлический. MWD-системы с проводным каналом связи измеряют до 30 забойных параметров. Достоинствами кабельных систем является двухсторонняя связь между скважиной и наземной аппаратурой, возможность передачи электроэнергии для питания забойных датчиков, недостатками — высокая стоимость специального оборудованного инструмента, а при использовании геофизического кабеля — повышение аварийности из-за значительных технологических ограничений процесса бурения. Основной и наиболее ответственной деталью в проводной линии связи является контактный элемент. Из-за сложности технического или невозможно применять при бурении глубоких горизонтальных скважин и скважин с отдаленным забоем.

Из бескабельных телесистем наибольшее применение получили MWD-системы с гидравлическим каналом связи (ГКС). Импульсы давления бурового раствора формируются клапаном, приводимым в действие электромагнитом или электродвигателем. Забойные датчики питаются от генератора переменного тока или батарейного источника. Основным недостатком MWD-системы с ГКС является невозможность их применения при бурении на пенных или аэрированных растворах. В российских бескабельных MWD-системах используется в основном электромагнитный канал связи (ЭМКС), когда физической средой передачи информации служит горная порода, что является бесспорным преимуществом при отсутствии сплошного гидравлического канала в скважине [1].

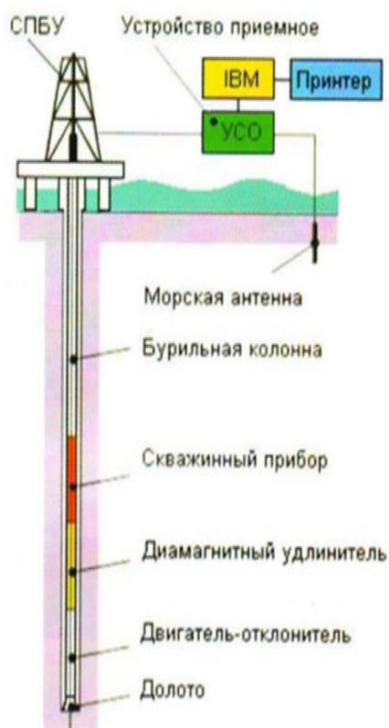


Рис.1 Схема компоновки низа буровой колонны с ЗТС – 172М

В связи с возрастающим вниманием нефтяных компаний к месторождениям, расположенных в шельфовой зоне, необходимо адаптировать телесистемы с электромагнитным каналом связи к работе с морских буровых платформ.

Серийно выпускаемая забойная телеметрическая система ЗТС-172 была модернизирована к условиям морского бурения. В мае-июне 2003 г. по инициативе ООО «Нафтогазтрейд» совместно с разработчиками — НПП «Самарские горизонты» в ГАО «Черноморнефтегаз» проведены скважинные испытания забойной телеметрической системы с электромагнитным каналом связи ЗТС-172М (см. рис.1), технические характеристики которой представлены в таблице 1.

Испытания проводились при бурении горизонтальной скважины №13 с самоподъемной плавучей буровой установкой (СПБУ) «Таврида» в Азовском море на Восточно-Казантипском газовом месторождении. 24 мая произвели первый спуск ЗТС-172М во время шаблонирования ствола под промежуточную колонну диаметром 244,5. После выхода из-под кондуктора (диаметром 339,7) и включения циркуляции минерализованного бурового раствора был получен устойчивый сигнал от ЗТС-172М с глубины 183 м.

Таблица 1

Основные технические параметры ЗТС-108, 172, 195

Параметры	Диапазон измерений	Погрешность
Зенитный угол, град	0..130	±0,1
Азимутальный угол, град	0..360	±1
Угол установки отклонителя, град	0..360	±1
Кажущееся сопротивление, Ом/м	0..200	
Частота вращения забойного двигателя, об/мин	0..500	
Температура на забое, °С	0..125	
Максимальная рабочая температура, °С	125	
Максимальное гидростатическое давление, МПа	50	
Расход промывочной жидкости, л/сек	7..70	
Содержание песка в растворе, %	Менее 3	
Ресурс генераторов до ревизии, час	Не менее 100	
Диаметр телесистемы, мм	108, 172, 195	
Длина телесистемы, мм	3000	
Длина диамагнитного удлинителя, мм	4000	
Материал корпуса телесистемы	Диамагнитная сталь	

Минерализация бурового раствора по С1 составляла 16 %. Несмотря на сильную вибрацию во время шаблонировки (вращение ротором со скоростью 60 об./мин.), были получены

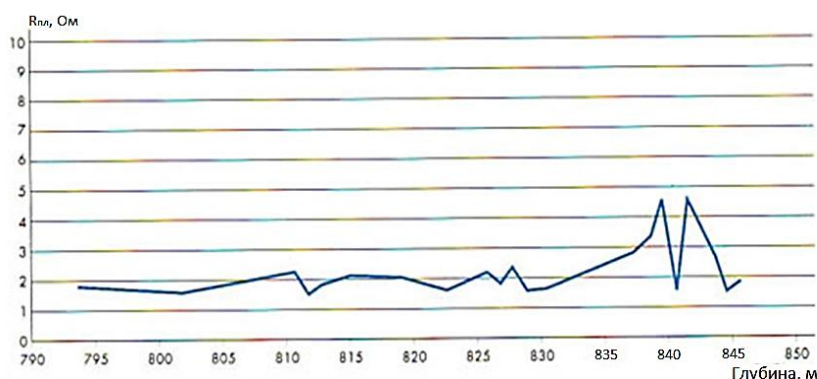


Рис.2 Диаграмма электрического каротажа горизонтального ствола

стабильные показания зенитного угла и магнитного азимута, угла установки отклонителя, числа оборотов генератора и кажущегося сопротивления горных пород при максимальной достоверности показателей (9 из 9). Проработка с измерениями параметров телесистемой длилась 6 часов до глубины 345 м.

28 мая для замера траектории ствола скважины вместо стандартного кабельного инклинометра на глубину 412 м спустили с промывкой ЗТС-172М. Результаты измерений соответствовали кабельным инклинометрическим в пределах погрешности измерения $\pm 0,1^\circ$ по зениту и $\pm 0,1^\circ$ по азимуту. В интервале 529-846 м бурение субгоризонтального ствола со снижением угла с 90° до 81° велось стабилизирующей компоновкой с ЗТС-172М. При вскрытии продуктивного пласта показания всех параметров были стабильны. На рисунке 2 приведена диаграмма электрического каротажа горизонтального ствола в процессе бурения, где в интервале 835-845 м четко отбивается переход от менее к более продуктивной части газоносного пласта.

Испытания ЗТС-172М на Восточно-Казантипском газовом месторождении показали, что телеметрические системы с ЭМКС можно применять при бурении на море наклонно-направленных и горизонтальных скважин для контроля параметров траектории ствола и каротажа. Высокий уровень достоверности получаемых данных и возможность бурения без кабеля, особенно важные при вскрытии и бурении продуктивных горизонтов, позволяют получать параметры траектории ствола в реальном времени, что обеспечивает оперативное управление траекторией ствола скважины.

Литература

1. Кульчицкий В.В., Геонавигационные технологии проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин. — М.: ВНИИОЭНГ. 2000. — 350с.
2. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Бурение горизонтальных скважин на море с телеметрической системой с электромагнитным каналом связи. Технологии ТЭК. №6 -2006.
3. Молчанов А. А., Абрамов Г. С. Бескабельные измерительные системы для исследований нефтегазовых скважин. — М.: ВНИИОЭНГ. 2004. — 516с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ СКОРОСТЬ

Чэнь Чэн, Пин Цинъюй

Научный руководитель профессор Ю.Л. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

1. Теоретические и технические исследования способности буровых растворов повышать механическую скорость.

1.1 Теоретический анализ влияния свойства бурового раствора на механическую скорость.

1) Зашламование долот влияет на механическую скорость

Зашламование долот значительно влияет на механическую скорость бурения. При бурении в глинистых породах часто возникает зашламование долот, приводя к понижению глубины резания долот, малоэффективному воздействию долота на породы, повторному разрушению шлама. Под высоким давлением зашламование может влиять на механическую скорость сильнее. С увеличением глубины скважин шлам обладает большей упругостью. Вследствие влияния увеличения давления способность абсорбции поверхности долот повышается, требование касательного напряжения удаления разбуренных частиц возрастает.

2) Повторное резание разрушенных пород понижает механическую скорость

Когда зубцы долота вдавили в породы и вырезали их, возникли трещины вокруг зубцов. В этот момент достаточное количество жидкости для заполнения трещин необходимо, с целью поднять обломки пород; в противном случае образуется вакуум. Люди принимают буровые растворы в качестве заполняющей жидкости. Механическая скорость меняется пропорционально скорости заполнения трещин. Если применяли буровой раствор, который не меняет давление, позволяющее удерживать частицы шлама во взвешенном состоянии, но ускоряет процесс заполнения трещин, в таком случае механическая скорость увеличивается эффективно.

3) Изменение прочности пород влияет на механическую скорость.

Снижение прочности пород увеличивает механическую скорость. В процессе бурения прочность пород изменяется в момент контакта буровых растворов с породами. Если буровой раствор может эффективно уменьшить прочность горной породы в одно мгновение то, следовательно, механическая скорость сильно растёт. Естественно, снижение прочности не приводит к ухудшению стабильности стенки скважин.

Кроме этих точек, повышение смазываемости буровых растворов, понижение сопротивления крутящего момента и уменьшение концентрации твердой фазы могут повышать механическую скорость бурения.

1.2 Требование свойств буровых растворов, повышающих механическую скорость.

В процессе бурения глинистые частицы шлама хорошо поглощают воду и расширяются. Способность глинистых частиц набухать в воде в зависимости от 3 видов силы. Они включают в себя силу гидратации поверхности, силу гидратации проникания и капиллярное действие. Адсорбция между глинистыми частицами и ПРИ может изменять высоко энергическое состояние системы, приводя к уменьшению суммы энергии системы. Поэтому процесс адсорбции неизбежен. Такая ситуация более серьёзна в высокотемпературной среде. С целью уменьшения или ликвидации адсорбции глинистых частиц на поверхности ПРИ, стенке скважин и адсорбции между шламами, необходимо изменять свойство поверхностей глинистых частиц ПРИ и стволы скважин. Эффективный способ представляется собой добавление в буровой раствор химические реагенты (например, реагент KSZJ), которые могут адсорбировать на поверхностях частиц глины и буровых инструментов. Одновременно эти реагенты эффективно понижают напряжения поверхности инструментов и уменьшает гидрофильность их поверхностей. Изменение смачиваемости может понижать взаимную адсорбцию между частицами, ограничивать размер шлама, предупреждать восстановление разрезом. Реагенты должны обладать высокой фильтрацией, могут протекать на поверхность раздела шлама, адсорбированным на

поверхности долота, изменять адсорбируемость поверхности раздела, поменять смачиваемость породы и внутренности пор. И так реагенты можно увлажнять поверхности ПРИ, уменьшать адсорбируемость, и десорбировать глины с поверхности ПРИ [1].

Под действием адсорбции реагента на поверхности породы и фильтрации в трещины, смачиваемость поверхности пород и внутренности пор изменяется, капиллярное действие пород ослабевает. Поэтому буровой раствор легко проникает в трещин, образующиеся вследствие удара долота в породу. Одновременно раствор может понижать прочность пород при мгновенном контакте с пластом, увеличить буримость пород, и в конце концов повышать механическую скорость.

2. Влияние буровых растворов на углеводородных основе на механическую скорость

2.1 Влияние буровых растворов на углеводородных основе на механическую скорость

По сравнению с растворами на водной основе, РУО имеет преимущества повышать механическую скорость бурения: стабильность свойств, оптимальную термостойкость, высокую устойчивость к загрязнению и предупреждение обвалов. Одновременно РУО имеет недостатки в повышении механической скорости.

В процессе бурения долото вклинивается в породы под воздействием давления, приводя к возникновению микротрещин в породах забоя скважин. Поскольку поверхность трещины гидрофильна, капиллярное давление поверхности жидкости ($P_c = 2\sigma \cos\theta / r$, где σ - коэффициент поверхностного натяжения, r - радиус капилляра, θ - угол смачивания) направленно наружу. В результате того, что РУО трудно протекает в трещины, возникает вакуум, в котором давление меньше стандартного атмосферного давления. Таким образом, шлам забоя скважин поглощается в этот вакуум, и долото повторяет бурение шлама, и механическая скорость падает.

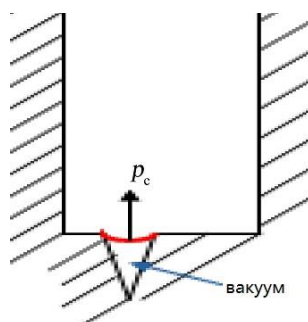


Рис.1 Образование вакуума после возникновения трещины

Чем выше водосодержание, тем ниже буримость горных пород. Это значит, что использование РУО препятствует повышению механическую скорость по сравнению с растворами на водной основе [2].

2.2 Пути повышения механической скорости при использовании РУО

При использовании РУО можно повышать механическую скорость путём следующих способов.

1) промывка долот. При использовании РУО редко образуется сальник на долоте. Это способствует очистке долот и повышению эффективности раздробления пород.

2) изменение смачиваемости пород на забое. Под действием смачивания РУО хорошо взвешивает и удаляет шлам. Причем обеспечивает очистку забоя и предотвращает дробление разрушенной горной породой забоя.

3) повышение смазываемости буровых растворов. РУО обладает оптимальной смазываемостью, понижая сопротивление крутящих моментов породоразрушающих инструментов в процессе вращения и сопротивление трения при СПО.

3. Влияние содержание твердой фазы на механическую скорость бурения

Содержание твердой фазы интенсивно влияет на качество бурового раствора. В случае, если содержание твердой фазы превышает критическое значение, качество раствора

ухудшается. Это интенсивно влияет на эффективность бурения и безопасность в скважине [3].

Одновременно размер твердых частиц воздействует на механическую скорость, в особенности содержания субмикронных частиц.

В ск. ТР301 (в провинции ШиньЗян, Китай) применяют шарошечные долота. Осевая нагрузка на долото 180-200 КН, расход 40 л/с, насосный перепад 19-20 МПа, частота вращения 60-70 об/мин. При бурении проводили измерения содержания субмикронных частиц в растворе.

Таблица 1

Содержания субмикронных частиц на разных глубинах скважины ТР301

Глубина	4113	4215	4339	4544	4707	4811	4928	4939
Время (мин/м)	55	59	61	58	53	56	63	64
Содержание субми. (%)	27	27,01	27,36	26,91	26,85	27,13	27,32	27,40
Глубина	4959	4965	4975	4983	4995	5005	5015	5030
Время(мин/м)	30	20	19	21	21	19	18	20
Содержание субми. (%)	21,92	20,50	21,56	19,87	20,65	18,56	19,78	19,75

До глубины 4939 м раствор не был отлаженным, а с глубины 4959 м изменили содержание субмикронных частиц в растворе. Из таблицы мы получили информацию о том, что после изменения содержания частиц затраты времени на метр (мин/м) уменьшились, механическая скорость увеличилась. Таким образом, можно повышать механическую скорость ликвидацией субмикронных частиц в растворе.

В ходе анализа содержания субмикронных частиц нам более известно влияние субмикронных частиц на механическую скорость. Когда содержание субмикронных частиц уменьшается на 7%, механическая скорость увеличивается на 3 раза.

Литература

1. Цюй Юань Чжи, Развитие технологии высокоскоростного бурения // Буровые растворы и жидкости для заканчивания скважин. – Хэбэй, 2006. – № 3. – С. 68 – 70.
2. Сунь Джиньшен, Исследование технологии повышения механической скорости // Буровые растворы и жидкости для заканчивания скважин. – Хэбэй, 2009. – № 26. – С. 16 – 20.
3. Пань Гуо, Влияние содержания субмикронных частиц на механическую скорость // Нефтегазовая технология Цзянхань – Пекин, 2008. – № 4. – С. 26 – 28.

РАЗРАБОТКА ГИДРОАКТИВНЫХ СИСТЕМ ДОЛОТ ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Е.О. Шишкина, П.Г. Петенев

Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Важнейшей для производительного бурения является гидравлика долота, независимо от его типа.

Гидравлика долота выполняет четыре основные функции: разрыхляет шлам, очищает шарошки и резцы, охлаждает долото и выносит шлам из ствола скважины для предотвращения его повторного разрушения.

Как показывают исследования повышение механической скорости бурения, повышение углубления долота за один оборот на забое связано с реализацией еще одной

важной функции бурового раствора, которая состоит в воздействии на зону активного разрушающего действия долота и зону предразрушения. Воздействие на указанные зоны связано с возможностью активного проникновения раствора и его фильтрата.

Воздействие не всегда оказывается эффективным, так как возможность и глубина проникновения в трещины и капилляры, образующиеся в зонах разрушения и предразрушения, зависят от свойств бурового раствора. Основными свойствами бурового раствора в данном случае оказываются вязкость, наличие твердой фазы, величина поверхностного натяжения буровой жидкости (раствора или его фильтрата). Например, опытные данные показывают, что при повышении вязкости бурового раствора и содержания твердой фазы в нем глубина внедрения индентора в породу существенно снижается.

Большое влияние на эффективность влияния бурового раствора на процесс разрушения оказывает также время воздействия породоразрушающих элементов на разрушаемую породу. С сокращением времени воздействия, что связано с повышением частоты вращения долота, снижается вероятность своевременного проникновения раствора или его фильтрата в зону разрушения и предразрушения горной породы.

Таким образом, является актуальной задача интенсификации процесса разрушения горной породы при бурении более вязкими и насыщенными твердой фазой буровыми растворами и, особенно при высоких частотах вращения долот.

Важной функцией промывки является воздействие на зону предразрушения. Зона предразрушения горной породы имеет распространение по поверхности забоя, ствола скважины и керна. Причинами появления зоны предразрушения являются напряжения и деформации горной породы, которые распространяются равномерно во все стороны от точек приложения разрушающих усилий со стороны породоразрушающих резцов и вставок бурового инструмента. Зона предразрушения проявляется при всех механических способах бурения горных пород.

Зона предразрушения в твердой породе согласно нашим исследованиям, например, такой как долерит, состоит из двух областей: области чрезвычайно разрушенной породы и области породы, ослабленной трещинами. При этом мощность первой области составляет 0,17 мм, а мощность второй области 1,7 мм. А в спекшемся туфе, упруго-пластичной анизотропной породе зона предразрушения представлена областью чрезвычайно разрушенной породы и областью пластических деформаций. Область чрезвычайно разрушенной (смятой, разрыхленной) породы расположена на глубине 0,12 мм от забоя породы. Область пластических деформаций охватывает призабойную область и область стенки скважины. Примерная мощность данной области – 0,42 мм. Зона предразрушения в упруго-хрупком долерите представлена чрезвычайно разбитой трещинами породы, при этом трещины развиваются, как правило, между минеральными зёрнами, разрушению также подвергаются более хрупкие кристаллы; в породах более пластичных (спекшийся туф) зона предразрушения развивается в виде «разрыхленной», смятой породы без образования явных трещин [1].

Для того, что облегчить процесс разрушения горных пород на забое понижают их твердость. Зона предразрушения в результате влияния понизителей твердости развивается весьма существенно, трещиноватость в ней возрастает, микротрещины становятся глубже, число их в единице объема увеличивается. Адсорбция поверхностно-активных веществ на поверхностях микротрещин приводит к повышению скорости бурения.

Эффективность действия понизителей твердости зависит от механических условий разрушения химической природы самих реагентов, их концентрации в буровом растворе и физико-химических свойств горных пород.

Можно выделить три основных действия, лежащие в основе механизма понижения твердости горных пород:

1. Снижение сил сцепления, действующих между противоположными поверхностями зародышевых микрощелей посредством прослоек, образованных адсорбционными слоями.

2. Активное раздвигающее действие самих адсорбционных прослоек во всех тех наиболее узких участках клиновидных микрощелей, куда только эти прослойки могут проникать.

3. Затруднение смыкания зародышевых участков микрощелей под влиянием адсорбционных слоев после снятия внешних усилий.

Применение понизителей твердости не всегда оказывается эффективно. Размеры молекул жидкости превышает размер микрощелей, поэтому существует проблема условий проникновения молекул жидкости в микрощели. Для интенсивного процесса пропитывания зоны трещинообразования в породе эффективно применение ультразвука, вызывающего гидровибрирование молекул жидкости и повышение их подвижности. Ультразвуковые колебания, распространяясь в среде, создают дополнительное давление сверх среднего, существующего в данной среде. Вибрационные воздействия на буровой раствор в сочетании с поверхностно-активными веществами облегчает разрушение структуры раствора. Вибрация, разрушая структуру раствора до наименьшего уровня вязкости, способствует повышению активности раствора в направлении проникновения его в зоны трещин и капилляров.

Основной задачей для более эффективного разрушения горных пород является совершенствование бурового инструмента.

С этой целью предлагается усовершенствовать гидромониторные насадки буровых долот. С этой целью предлагается гидромониторные насадки долот, предназначенные для ускорения потока бурового раствора, оснащать дополнительными источниками ультразвуковых колебаний. Таким образом, поток раствора будет не только получать существенное ускорение и возрастающую мощность струи, но и обладать свойством активного проникновения как в зону разрушения горной породы под породоразрушающими вставками, так и в зону предразрушения горной породы на забое.

В настоящий момент осуществляется конструирование долот с различными схемами размещения гидроактивных насадок, ориентированных в направлении забоя скважины.

Для оценки параметров гидроактивных насадок проектируется и изготавливается стендовая буровая установка, которая позволит оценить влияние виброактивных насадок на процесс разрушения горных пород при бурении при использовании различных промывочных жидкостей.

Литература

1. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при проведение геологоразведочных работ: учебное пособие / В.В. Нескоромных. – Красноярск: Изд. СФУ, 2012. – 328с.

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КАРОТАЖА МГНОВЕННЫХ НЕЙТРОНОВ ДЕЛЕНИЯ (КНД-М) НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЛАСТОВО-ИНФИЛЬТРАЦИОННОГО ТИПА

А.А. Щебельников

Научный руководитель доцент В.А. Домаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе развития геологоразведочных работ геофизические исследования скважин (ГИС) стали одним из основных источников информации о составе и свойствах гидрогенных месторождений урана, условиях их залегания, качестве и количестве металла в недрах, замеренных в естественном залегании.

Они широко используются на различных стадиях поисков, разведки и отработки месторождений, и в целом, могут быть охарактеризованы как технологический процесс получения количественной информации о рудном горизонте реализуемый, путем

совместного использования технических средств измерений, а также методического, алгоритмического, петрофизического и метрологического обеспечения.

Конечная цель ГИС на гидрогенных месторождениях – получение наиболее исчерпывающих представлений и оценок состояния геологической среды, количестве и качестве полезного ископаемого.[2]

Современная методика определения содержания урана

Определение мощности рудных интервалов и средних содержаний в них урана является основной задачей ГИС при изучении пластово-инфильтрационных месторождений урана. До последнего времени эта задача решалась с помощью количественной интерпретации гамма-каротажа и контрольных лабораторных анализов на уран.

Существует два способа количественной интерпретации данных ГК: интегральный и дифференциальный. Сложность интерпретации заключается в нарушении радиоактивного равновесия между радием и ураном (вариации коэффициента радиоактивного равновесия (К_{рр}) особенно на молодых гидрогенных месторождениях. [2]

Поправки за радиоактивное равновесие являются наиболее значимыми при подсчёте запасов на этих месторождениях, так как радиоактивность радия и радона на порядки больше, чем радиоактивность урана.

Для выявления К_{рр} необходимо проведение дорогостоящих лабораторных анализов радия и урана. Естественно, что в каждой точке месторождения, где скважины вскрывают рудоносные пласты, абсолютно точно оценка К_{рр} не производится. Поэтому, даже при зависимости, полученной при исследовании огромного количества образцов, будут закрадываться ошибки в определении К_{рр}, что крайне отрицательно влияет на объективность геолого-экономической оценки объекта. На рисунке 1 показано разделение рудного тела на мешковую (1) и крыльевую (2) части, что влияет на распределение К_{рр}

Кроме того сам К_{рр} на одном месторождении изменяется в довольно широких пределах, что можно увидеть на рисунке 1.[1]

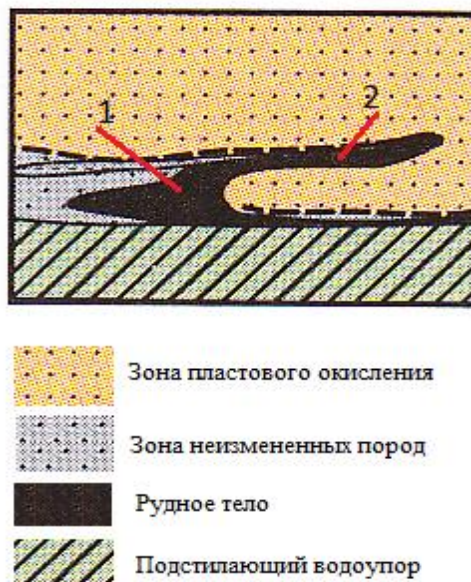


Рис.1 Разделение рудной залежи на мешковую (1) и крыльевую части (2)[1]

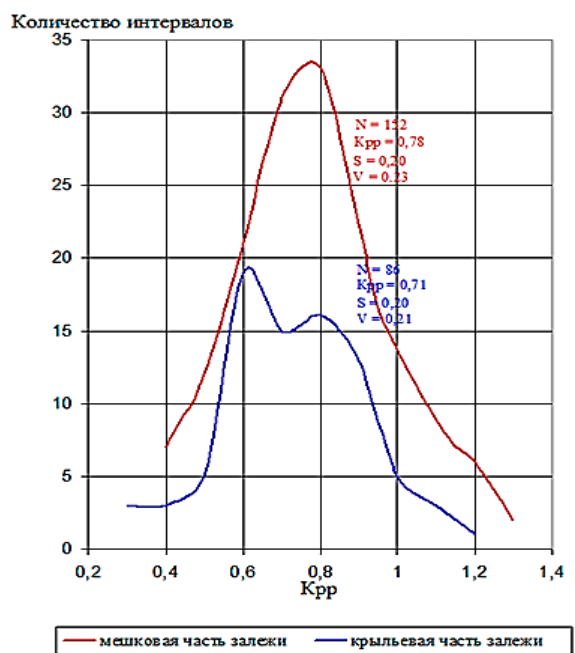


Рис.2 Вариационные графики распределения Kpp в мынкудукском продуктивном горизонте [2]

Как видно из графиков ошибка определения Kpp в среднем около 20% . Это весьма существенно, т.к. тогда расчет массовой доли урана также будет составлять 20%, без учета ошибок за другие поправки.[2]

Метод каротажа по мгновенным нейтронам деления (КНД-м)

В последние годы при геологоразведочных работах на гидрогенных месторождениях урана широко внедряется геофизический метод прямого определения урана в естественном залегании (каротаж нейтронов деления - КНД-м). Принцип метода заключается в измерении мгновенных нейтронов в определенном промежутке времени, которые создаются при делении ^{235}U . Прямое определение урана этим методом позволяет определять содержание урана в естественном залегании и исключая ошибки, связанные с изменением коэффициента радиоактивного равновесия, так как не содержит в себе информацию о содержании в рудах радия, тория, радиоизотопа калия-40. [3]

Кроме того, по данным КНД-м возможно оценить влажность, глинистость, пористость руд и пород рудовмещающего горизонта, что весьма важно для геотехнологии извлечения металла при скважинном подземном выщелачивании (СПВ) . Именно эти обстоятельства и является определяющими при выборе места и роли метода в комплексе геофизических работ, проводимых как при разведке пластово-инфильтрационных месторождений урана, так и при их отработке способом подземного выщелачивания.[3]

Метод КНД-м особенно важно и необходимо проводить:

На стадии сооружения технологических блоков (не менее 20% скважин);

В комплексе с методом индукционного каротажа при отработке проблемных блоков, отслеживая равномерность извлечения урана;

На отработанных блоках, с целью отследить полноту извлечения урана по контрольным скважинам;[3]

В первом случае, КНД-м заменяет собой извлечение керна, что существенно уменьшает время, затраченное на бурение скважины. По результатам данных КНД-м производится подтверждение подсчитанных запасов.

На рисунке 3 показан результат проведения ГК и КНД-м на разведочной скважине, при сооружении блока.



Рис.3. Результаты проведения ГК и КНД-м по рудному интервалу (данные АО «Волковгеология»).

- 0,01%U – бортовое содержание урана (%)
- CU% по КНД-м – концентрация урана по КНД-м (%)
- счет ГК – результаты гамма-каротажа

Индукционный каротаж, используемый для решения ряда технологических задач по перемещению рабочего раствора в продуктивном пласте в комплексе с КНД-м, может быть использован для исследования проблемных блоков, где процесс закисления отличен от привычной схемы.

КНД-м оказывает существенную помощь при контроле за полнотой извлечения урана. [3]

Целесообразность проведения КНД-м на данном этапе заключается в том, что основным источником гамма-квантов являются радий и радон, остающиеся на месте естественного залегания после отработки месторождения, что приводит к смещению равновесия в сторону радия. На рисунке 3 представлен результат проведения гамма-каротажа и КНД-м на отработанном блоке. По результатам интерпретации КНД-м видно, гамма-каротаж на данном этапе является неинформативным методом, что может стать причиной ошибочной оценки процесса отработки месторождения.

Выводы :

Применение КНД-м позволяет оптимизировать геологоразведочный процесс, а именно:

- увеличить долю бескернового бурения до 85-90 % от общего объема буровых работ, что приведёт к снижению себестоимости одного метра бурения;
- сократить затраты на транспортировку кернового материала до лаборатории;
- сократить лабораторно-аналитические работы;
- сократить затраты на сопутствующие работы, (вывоз, захоронение кернового материала и т.п.);

В конечном итоге прямое определение содержаний урана – КНД-м, использование которого, как обязательного и необходимого на всех стадиях ГРП позволяет не только повысить достоверность подсчета запасов урана на гидрогенных месторождениях по промышленным категориям, оптимизировать технологию СПВ, повысить экономическую эффективность геологоразведочных работ.

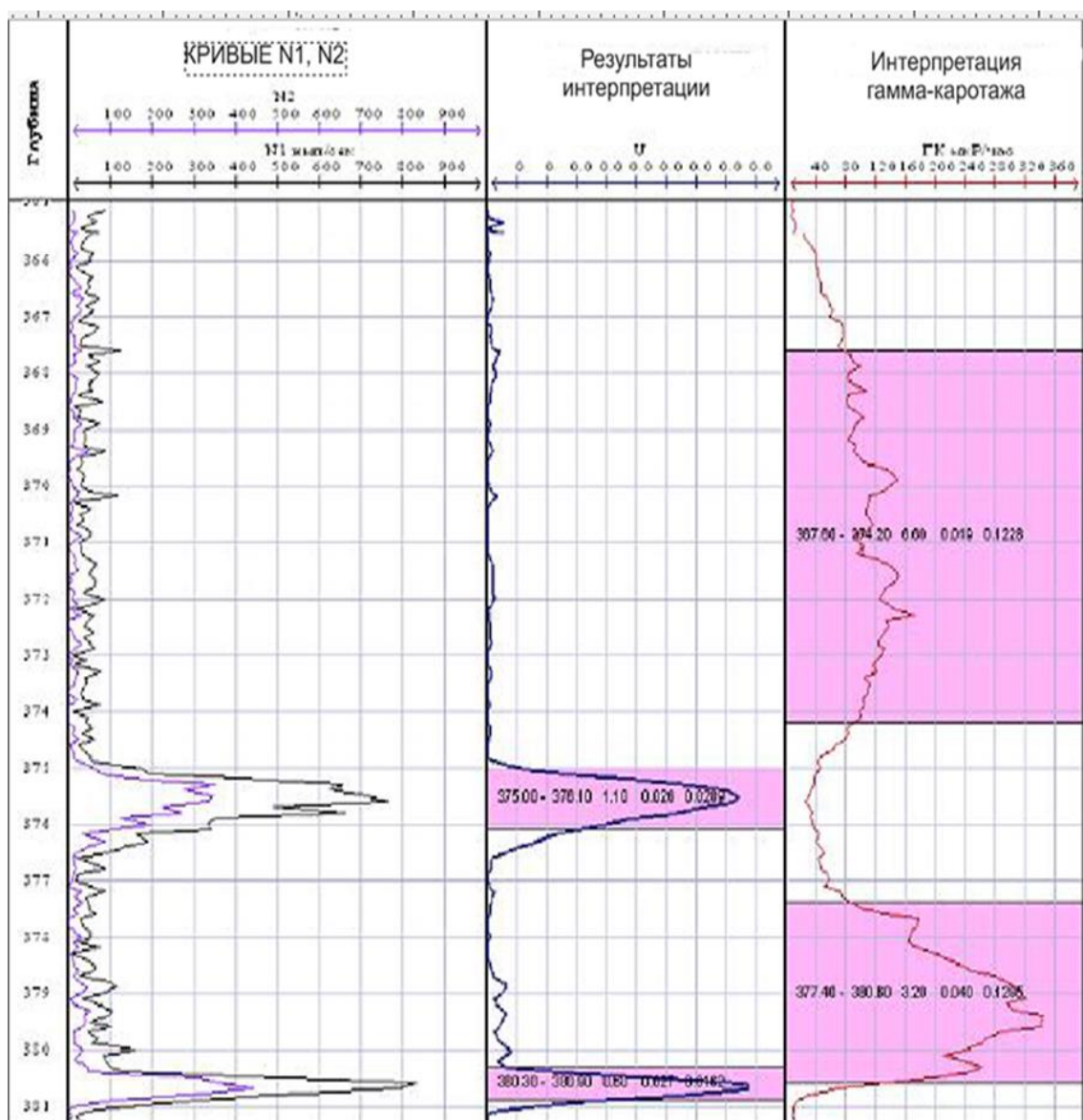


Рис. 4 Результаты сравнения КНД-м и гамма-каротажа по данным АО «Волковгеология»

Кривые регистрации плотности потока мгновенных (1) и надтепловых (2) нейтронов деления;

Результаты интерпретации КНД-М;

Результаты интерпретации гамма-каротажа

Литература

1. Максимова М.Ф., Шмариович Б.М. «Пластово-инфильтрационное рудообразование», - М.: Недра, 1993. – 160 с.
2. Хасанов Э.Г., Абрамов Е.К. «Инструкция по гамма-каротажу при подготовке к эксплуатации и эксплуатации пластово-инфильтрационных месторождений урана» Алматы, 2003 г. – 126 с.
3. Хасанов Э.Г., Абрамов Е.К. «Инструкция по каротажу мгновенных нейтронов деления при подготовке к эксплуатации пластово-инфильтрационных месторождений урана», Алматы, НАК «Казатомпром», 2003 г. – 65 с.

Секция 5
ДОКЛАДЫ НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ

MYSTERIES OF THE OCEAN

K.V.Bekirova

Scientific advisor associate professor N.Y. Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Mermaids may not exist, but the ocean is still full of mysteries.

Those large, beautiful bodies of water are home to an infinite number of strange creatures and bewildering phenomena. The average ocean depth is 14,000 feet deep — that leaves a lot of room for the mysterious, the mythical and everything in between.

"The ocean is 95% unexplored, unknown, unseen by human eyes," Fred Gorell, the head of public affairs at the National Oceanic and Atmospheric Administration's Ocean Exploration and Research division, tells Mashable in an interview. "Every time we go off on an expedition, we see something new, or something believed to be new."

As such, there's a literal world of phenomena left to explore and explain. For Gorell, one of the most iconic examples of just how unknown the ocean is comes from a camera project around 2004. Dubbed Operation Deep Scope, a team of explorers placed a non-obtrusive camera on the bottom of the deep ocean off the Gulf of Mexico. In an instant, a new discovery was made.

"This one camera in one place in less than a minute of operation imaged a video of a six-foot squid that had never been seen before, not known to exist with us on the planet," Gorell says. "How many other mysteries are in the ocean?"

It's a seemingly endless number, especially when you factor in the incredibly tough work of sea exploration. The ocean's expansiveness requires a huge number of people to vigilantly keep watch on underwater cameras. It would take a National Oceanic and Atmospheric Administration explorer an "extraordinarily [huge] part of their future life" to study the images coming in from ongoing expeditions, Gorell says frankly. For the near future, your curiosities about the Bermuda Triangle will have to go unsolved for now.

Here are eight ocean mysteries science still hasn't solved.

1. *A cannibal shark in Australia*

Possibly the only thing scarier than a shark is a cannibal shark. After scientists recovered a tag that had been tracking a nine-foot long great white, they discovered something surprising. The shark had suddenly dove 1,903 feet, the temperature on the tag going from 46 degrees Fahrenheit to 78 degrees Fahrenheit. The only way the temperature could change that swiftly is if the shark had been eaten by something larger.

It's not entirely uncommon for a shark to eat another shark, though the instances surrounding this great white are still murky. Researchers involved have also tossed around theories of a tussle with a killer whale, but others say it is likely a "two-ton colossal cannibal great white shark."

2. *The four submarine disappearances of 1968*

It was a bad year for submersibles. In 1968, four separate submarines from different countries completely disappeared. There was the USS Scorpion (U.S.), the INS Darak (Israel), the Minerve (France) and the K-129 (Soviet Union).

Theories around the unrelated disappearances vary, from accidental torpedo self-firing to attacks kept under wraps by the government (particularly between the Scorpion and K-129). All four missing subs still have no explanation, and considering how deep the potential remains could have sunk, an explanation might never arrive.

3. *The milky sea phenomena*

Sailors of yore used to tell tales of suddenly encountering "pale, milky, glowing waters." As it turns out, it wasn't just a fisherman's tale. In 1995, a British merchant vessel documented that the sea looked "milky-white."

Modern scientists, like Steve Haddock at the Monterey Bay Aquarium Research Institute, have discovered that luminous bacteria or bioluminescent dinoflagellates are the source of the glow, though it was all still theoretical at the time of a 2005 study. A follow-up study from Haddock and three other scientists concluded that the bacteria glows to attract fish, so it can be ingested and live inside of it.

The bacteria gathers in the trillions, but scientists still don't know what caused "such a massive bacteria population explosion."

"There are still far more questions than answers surrounding milky seas," the study says. "We have gained a new sense for how very little indeed we really know about the place we call 'home.'"

4. The 'Atlantis of Japan'

The lost city of Atlantis is a favorite among mystery buffs. But Japan might have a similar mystery of its own.

In 1986, a local diver near Yonaguni Jima, an island south of Japan, discovered a large section of underwater formations. The structures, according to Masaaki Kimura, a marine geologist at the University of Ryukyus, look like castle ruins, five temples, a stadium and a triumphal arch.

Some believe they're the ruins of an ancient city, buried by a powerful earthquake. Others, like Boston University professor Robert Schoch, call the structures all natural and a classic case of "basic geology," because sandstone tends to break along planes into straight edges.

5. The Bermuda Triangle

Come on – you didn't think we'd exclude this one, did you? After numerous disappearances, the Bermuda Triangle has cut quite a name for itself in the world of mystery and conspiracy theories. Major tragedies began in 1918, when the U.S. Navy ship USS Cyclops disappeared in the stretch of Atlantic Ocean, bounded by Miami, Bermuda and Puerto Rico. No S.O.S. distress call was sent before the ship and its crew of 300 vanished into the great unknown, according to History.

In 1945, five Navy bombers got lost flying over the region, compasses failing to work. They eventually lost fuel and had to land in the sea. When a rescue plane was sent to find them, it disappeared along with the men in the bombers. Theories about the disappearances range from the supernatural, from aliens to rips in the space time continuum.

The latest scientific theory is that gas hydrates created sinkholes near the region. For now, it's either that or Cthulhu.

6. Gold in the ocean

According to average estimates, the ocean contains a dissolved form of tens of millions of tons of pure gold, but the cost of chemical methods of its production is much higher than the value of the extracted metal.

7. The smallest fish in the ocean

But the smallest fish in the oceans is considered *Schindleria brevipinguis*, inhabiting the coral lagoons Barrier Reef. Fish species that reach only 8.4 mm in length.

The scariest fish on the planet

Fish-drop — bottom deep sea fish family *psihrolyutovye*, which because of its unattractive appearance is often called one of the worst fish on the planet. This fish lives at depths of 600-1200 m off the coast of Australia and Tasmania, where it has recently become more and more often to catch fishermen — and sold as a souvenir, which is why this type of fish is endangered. Fish-drop consists of a gelatinous mass with a density slightly less than the density of the water. This allows fish to swim-drop at such depths without consuming large amounts of energy.

Lack of muscle for this fish is not a problem. It swallows almost everything edible that floats in front of its, but mostly feeds on molluscs and crustaceans.

8. Leafy sea dragon

Leafy sea dragon (rag-picker, or sea Pegasus) — one of the most amazing creatures in the oceans. Delicate greenish translucent fins cover its body and constantly swaying motion of the water. Although these processes and are similar to the fins, they only serve to mask. The length of this creature is 35 inches, and it lives only in one place — the southern coast of Australia.

References

1. Pisarev V.D. Ocean Governance Diplomacy. //International Trends, Volume 5, Issue 2(14), 2007.
2. Water Forum in Istanbul, Turkey http://www.unesco.org/new/fileadmin/MULTIMEDIA/HQ/SC/pdf/WWDR3_Facts_and_Figures. The United Nations World Water Development Report 3: Water in a changing world, 2009. [Electronic resource] World pdf
3. UNESCO. One Planet, One Ocean. [Electronic resource] <http://www.unesco.org/new/en/unesco/events/prizes-and-celebrations/celebrations/international-days/world-oceans-day-2014/>

DIE ANWENDUNG DER METHODEN DER RECHENHYDRODYNAMIK FÜR DIE ANALYSE DER ARBEIT DER AUSRÜSTUNG DER PETROCHEMISCHEN PRODUKTION

A.V. Bekker

Wissenschaftlicher Betreuer Professorin E.N. Ivashkina, Oberlehrerin S.V. Kogut
Nationalwissenschaftliche Tomsker Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Ethylbenzol ist ein großtechnisches Produkt, das durch Umsetzung von Benzol mit Ethen hergestellt wird. Der größte Teil (> 99 %) wird zu Styrol weiterverarbeitet, das zur Herstellung von Kunststoffen verwendet wird. Darüber hinaus ist Ethylbenzol Bestandteil von Motorkraftstoffen und wird als Lösemittel für Farben, Lacke, Drucktinten und Kleber sowie in Fußbodenbelägen verwendet, oft im Gemisch mit technischem Xylol und anderen Alkylbenzolen [1].

Der Bedarf an Ethylbenzol wird zum größten Teil durch Alkylierung von Benzol gedeckt. Das Prinzip des technischen Prozesses besteht darin, dass man Benzol mit Ethylen in Gegenwart eines Katalysators begast. Bei dieser Alkylierung handelt es sich um eine exotherme Reaktion, die äußerst schnell verläuft.

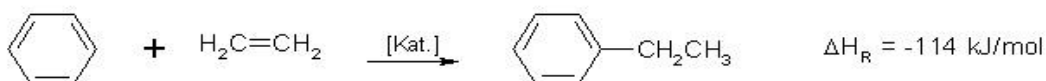


Abb.1 Die Reaktion von Benzol Alkylierung

Bei der großtechnisch durchgeführten Alkylierung von Benzol werden zwei verschiedene Prozesse angewandt:

Flüssigphasen-Alkylierung: Die Ethylierung wird in flüssiger Phase mit Friedel-Crafts-Katalysatoren wie AlCl_3 , BF_3 , FeCl_3 , ZrCl_4 , SnCl_4 , H_3PO_4 oder Erdalkaliphosphaten, z.B. nach Verfahren der BASF, CdFChimie, Dow, Monsanto oder UCC, durchgeführt [2].

Gasphasen-Alkylierung: Die Ethylierung erfolgt in der Gasphase an H_3PO_4 - Trägerkatalysatoren oder an Alumo-Silikaten, z.B. nach Verfahren von Koppers, Phillips und UOP, oder an Zeolithen nach einem Verfahren von Mobil-Badger sowie mit $\text{BF}_3/\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ nach einem Verfahren der UOP [3].

Flüssigphasen-Alkylierung ist in den petrochemischen Unternehmen in Russland breit verbreitet, als Katalysator für den gegebenen Prozess wird das Chlorid des Aluminiums verwendet.

Eine der Stadien des Prozesses im industriellen Unternehmen ist die Abteilung des Katalysators von den Reaktionsprodukten mit Wasser, dabei wird der Teil des Katalysators ausgewaschen und zusammen mit den Abwässern verwertet, der Teil kehrt in den Reaktor zurück.

Um die Verluste zu verringern und den Prozess zu optimieren, sind die Rekonstruktion der Ausrüstung und die Intensivierung des Vermischungsprozesses notwendig.

Für die Optimierung war das mathematische Modell der Ausrüstung mit Hilfe des Programmkomplexes *FlowVision* geschaffen. Das vorliegende Modell lässt sich aufgrund der geometrischen Umfänge und physikalisch-chemischen Parameter der Rohstoffströme die hydrodynamischen Charakteristiken des Prozesses bestimmen.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit war die numerische Forschung des Prozesses von Benzolalkylierung und die Einschätzung der Zweckmäßigkeit der Ausrüstungsrekonstruktion mit Ausnutzung der Methoden der Rechenhydrodynamik

Bei der Durchführung der Berechnungen war es notwendig die Zweckmäßigkeit der Nutzung der Rohrstummel für die Einführung des Benzols und für die Einführung des Katalysators zu bestimmen. Deshalb wurde die Berechnung für zwei Varianten durchgeführt:

1. Die Einführung des Katalysators in den ersten Rohrstummel und des Benzols in den zweiten.
2. Die Einführung des Benzols in den ersten Rohrstummel und des Katalysators in den zweiten;

Die Ergebnisse der Lösung sind in Form eines Farbschemes vorgestellt, die Farbenskala auf der Zeichnung zeigt den Molbruch und die entsprechende Farbe (Abb.2).

Die erfüllten numerischen Forschungen haben gezeigt, dass der Molbruch des Katalysators auf dem Gebiet der vermischten Elemente der Kamera 0,06–0,08 ist (im Fall der Einführung des Katalysators in den ersten Rohrstummel, des Benzols in den zweiten ist der Molbruch 0,1–0,15).

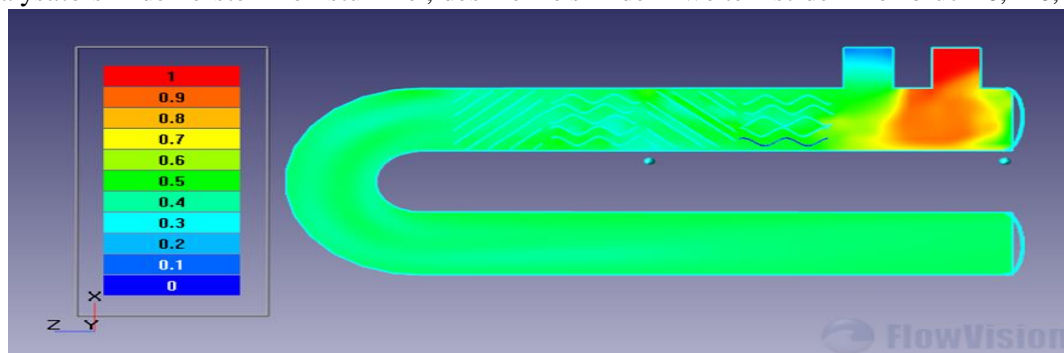


Abb.2 Katalysatorkonzentration im Radialschnitt der Anlage, Molbruch

Die weitere Berechnung war für die Bestimmung des hydraulischen Widerstands innerhalb des Apparates (Abb. 3) durchgeführt.

Der Widerstand der Bewegung der Reagenzien in den Apparaten der petrochemischen Produktionen kann sich auf den Prozess negativ auswirken, und zwar, beim überschüssigen Druck und der Temperatur sind das Durchfließen der Reaktionen des destruktiven Charakters, die Bildung der unerwünschten Produkten, die unerwünschten Einwirkungen auf die Apparate der erdölchemischen Produktionen möglich.

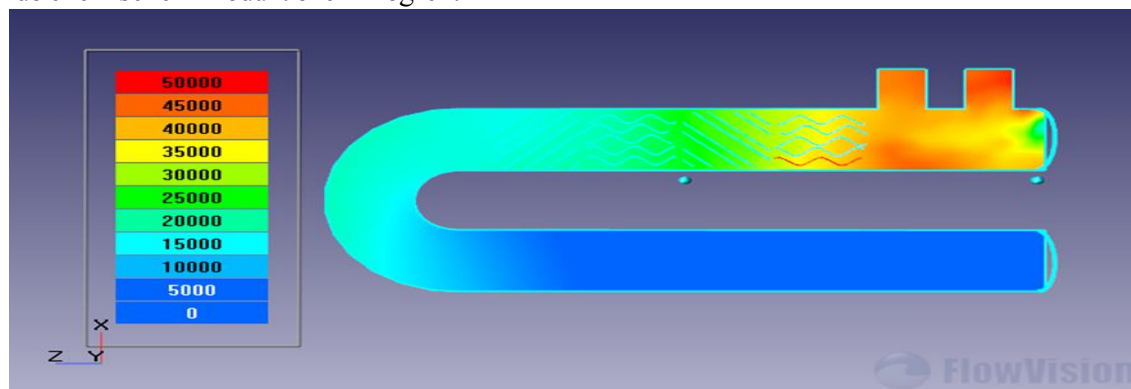


Abb.3 Der überschüssige Druck im Radialschnitt der Anlage, Pa

Der überschüssige Druck innerhalb des Mischers ist bei der zweiten Variante der Einführung höher, als beim ersten. So tritt der kleinere Druck innerhalb des Apparates auch als der Vorteil der ersten Variante auf.

Die bekommenen Ergebnisse lassen, die Empfehlungen nach der Rekonstruktion der industriellen Anlage zu produzieren und die optimale Reihenfolge der Abgabe der Reagenzien in den Apparat zu bestimmen.

Literatur

1. IARC (2000) Some industrial chemicals: Ethylbenzene. IARC Monographs on the Evaluation of Carcinogenic Risks to Humans 77:227-266. International Agency for Research on Cancer, World Health Organization, Lyon, France
2. RichtwertefürEthylbenzolin der Innenraumluft [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL:<https://www.umweltbundesamt.de>
3. Ethylbenzol [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://de.wikipedia.org/wiki/Ethylbenzol>

THE LAPTEV SEA: PROSPECT, DEVELOPMENT MINERAL EXTRACTION Yu.V.Chernousov

Scientific advisor senior lecturer A.Yu. Ostroumova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Laptev Sea — is situated on the edge of the Arctic Ocean. It is located between the northern coast of Siberia in the south, the Taimyr Peninsula, islands Severnaya Zemlya in the West and New Siberian Archipelago in the East. It is called in honor of the Russian polar researchers — brothers Dmitry and Khariton Laptev.

The sea has severe climate with a temperature below 0 °C(zero degress) within more than nine months a year, low salinity of water, poor flora and fauna, and also low population on the coast. The most part of the time, except August and September, it is under the ice.

In the Laptev Sea there are some tens of islands, on many of which one can find remains of mammoths.

The main activities of people in the field are mineral extraction and navigation on the Northern Sea Route; fishing and hunting, but they have no commercial value. The biggest settlement and port is Tiksi.

Development by Russians. Russians started investigating the coast of the Laptev Sea and nearby islands approximately in the XVII century, rafting in the Siberian rivers. Many early expeditions, apparently, weren't documented, the graves found on the islands by official pioneers are the evidence of it. In 1629 the Siberian Kozaks passed all Lena river by boats and reached its delta. They left record that the river flowed into the sea. In 1633 other group reached the delta of Catherine II(the second). During his expedition he described some other islands, including Kotelny called in such a way because of the copper pot found on it. In 1775 he made the detailed map of the Big Lyakhovsky island.

Within Great Northern expedition of the Laptev Sea two groups conducted the Olenyok River.

In 1712 Yakov Permyakov and Mercury Vagin investigated the eastern part of the Laptev Sea and the island the Big Lyakhovsky island been opened by them two years before. Having another attempt to reach New Siberian Archipelago, they were however killed by the rebellious Kozaks of the group. In the spring of 1770 the manufacturer Ivan Lyakhov managed to do it. Having found a fossil of mammoth bone there, he asked a monopoly on its collecting and as a result got it by the special decree of the research. On June 30, 1735 Lensko-Eniseysky group headed by Vasily Pronchishchev went from Yakutsk down the Lena on the Yakutsk boat with crew consisting of more than 40 people. He investigated the eastern coast of the delta of Lena, mapping

it, stopped to winter in the mouth of the Olenyok River. Despite difficulties, in 1736 he managed to reach the eastern coast of Taimyr and to reach under oars the north further the 77th latitude, practically to Cape Chelyuskin — an extreme northern point of the continent. However because of poor visibility travelers didn't manage to see the earth.

On the way back Pronchishchev and his wife — Tatyana Pronchishcheva died: On August 29 Pronchishchev went on expedition on the boat and broke a leg. Having returned on the vessel, he fainted and soon died of fatty embolism. The wife (her participation in the expedition was informal) died later, 14 days after her husband's death on September 12, 1736. Maria Pronchishcheva's bay in the Laptev Sea was called in honor of her.

Mining industry. In 1936 the bays of Nordvik and Kozhevnikov there was the beginning of development known even in the XIX th century deposits of coal, oil and salt. The Nordvikstroy trust was created, and some settlements were built: Nordvik, Kozhevnikovo, Solerudnik, Nordvik-Ugolny and others.

Prisoners or exiled people worked on it and there are no stories or certificates from participants of Nordvikstroy for today which is presented to the public. Drilling showed only superficial oil pockets, and initial prospects of oil production were not justified though important experience of exploration of hydrocarbons in the conditions of permafrost was gained. However salt was extracted in vast scales, and Nordvik became the important supplier of salt for northern reservoir engineer for a while. Partially the building was closed, and settlements were destroyed before the American allies' arrival. In 1956 Nordvik was closed, and the Nordviksky enterprise ceased to exist.

Pollution. Pollution water is rather low and generally comes from the numerous plants and mines located in Lena, Yana and Anabar rivers. Waste products of these enterprises contain phenols copper and zinc and are constantly washed away in the sea with the stream of river waters.

Another constant source of pollution is the town Tiksi. During navigation, and also in the course of oil production, there are periodic floods.

One more large source of pollution — sunken timber as a result of constant timber supply. As the result, concentration of phenols in the Laptev Sea is the highest among all Arctic water basins.

Prospects of development. Prospects of fuel and energy development of Russia are connected with development of oil and gas fields of a continental shelf, first of all, in water areas of the Arctic and Far East seas. Their development requires realization of new highly effective innovative technologies, nonconventional decisions on choice and development systems.

The modern integrated development approaches which are closely connected to technological decisions have to reveal the effective and technically feasible schemes of shelf fields development and to define rational scenarios stocks of development in the conditions of initial parameters.

For this reason improvement of design development methods of sea gas fields is an important problem of scientific research.

References

1. Ecological assessment of pollution in the Russian Arctic region 2005
http://www.unep.org/dewa/giwa/areas/reports/r1a/assessment_giwa_r1a.pdf
2. http://en.wikipedia.org/wiki/Laptev_Sea#Pollution

**ESTIMATION PROCEDURE OF INTEGRAL NEGATIVE ANTHROPOGENIC
INFLUENCE ON THE ENVIRONMENT DURING THE ORE-GOLD DEPOSIT
DEVELOPMENT**

D.L. Chubarov, A.S. Efstifeeva

Scientific advisors associate professor N.P. Soboleva, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In Russia gold mining industry is one of the largest industrial complexes with hundreds of companies, performing lode and placer gold extraction. But mining of placer precious metal deposits has one of the most cardinal anthropogenic impacts on the environment and leads to the destruction of all components of the local ecosystems as it destroys large areas of the regional landscape - the river valleys. Besides, since most of the mines are located in the upper reaches, it becomes a source of massive pollution in the downstream areas.

The goal of this research is to develop a technique for quantifying the integral negative anthropogenic impact on ore-placer gold deposits.

To achieve this goal we have set following objectives:

- 1) to explore techniques which was set by the State Standard;
- 2) on this basis to develop an improved technique.

As the criteria for assessment of the negative impact on the environment it is reasonable to choose those kinds of negative anthropogenic impact on environment, which can give a qualitative assessment based on their quantitative characteristics.

Table 1 shows the types of negative impacts which affect the lithosphere, hydrosphere, and biosphere.

But, these criteria have unequal impact on the natural environment, therefore for each of the criteria one needs to develop the coefficients that would objectively demonstrate the degree of their influence on the final condition of the environment.

Table 1

Kinds of negative anthropogenic impact on geographic spheres

Geographic spheres	Kinds of negative anthropogenic impact
Lithosphere	Violation of relief
	Depression cone formation
Biosphere	Effects on soil-vegetation layer (violation and pollution)
	Destruction of fauna
Hydrosphere	Impact on groundwater and surface water
	Violation of the water regime
	Disruption of the natural riverbed

It should be noted that the existing state standards, for example, GOST R 14.13-2007 [1] «Assessment of integral effect of facilities used for economic activities on the environment at industrial environmental monitoring», do not specify the clear criteria for assessing the ecological condition of the sites, but suggests to evaluate the environmental impact made by an enterprise by its employees themselves.

Geographical location of the field, namely its assignment to one or another natural area has a very large impact on the total anthropogenic environment impacts. Therefore, for climatic zones as well as for the types of loads it is necessary to introduce the coefficients that would reflect the degree of influence of geographical features of the zone on the environment at the field development.

Let us denote the ratio of exploited intensively and used extensively protected areas which can ensure the ecological balance (in % of landscape zones, see Table 2) by the letter L. Then the value of L will vary from 0.3 (for the forest) to 99 (for the semi-deserts and deserts). To normalize

these magnitudes let us apply the operation of natural logarithm for the magnitudes of L. The resultant formulae for the calculation of climatic zones will be as follows:

$$\mu = 1 + \ln L$$

μ - coefficient of natural-climatic zone

Table 2

The numerical values of the coefficients for the different natural zones

Wildlife Areas	L	Coefficient μ
Arctic desert and tundra	98/2	4,89
Northern taiga	85/15	2,73
Middle and southern taiga	50/50	1
Mixed forests	40/60	0,6
Forest-steppe	35/65	0,4
Barrens	55/45	0,8
Semi-desert and desert	99/1	5,59
Altitude zone	85/15	2,73

Assessment of criteria is expedient to make by the squares of a topographic map. Each criterion was assessed using a 5-point scale. Ranking of assessments is performed with the following parameters:

1. "Violation of relief" - depending on the degree of disturbance of the natural relief: <10% of the square - 0 points, 10 - 25% - 1 point, 25 - 45% - 2 points, 45 - 75% - 3 points, 75 - 100% - 4 points (according to reconnaissance observation and satellite image of the territory);

2. "The impact on groundwater and surface water" - depending on the ratio of the content of toxic elements to the MPC: <1 - 0 points, 1-1,4 - 1 point, 1,4 - 1,8 - 2 points, 1,8 - 2,1 - 3 points, > 2,1 - 4 points (based on the chemical analysis of water samples);

3. "The formation of depression cones" - depending on the number of depression cones on the site: 0 - 0 points, 1-2 - 1 point 2-3 - 2 points; 4-5 - 3 points, > 6 - 4, (according to reconnaissance observation and satellite image of the territory);

4. "The disruption and pollution of soil and vegetation layer" - depending on the ratio of toxic and other harmful elements in the soil to the MPC (by analogy with the criteria 2, 3).

5. "Altering of intensive river beds" - depending on how much altering the natural river bed in this square: not altered (in this square river does not flow at all) - 0; river bed partially altered (or partially modified riverbed tributaries) - 1; main riverbed main river has not changed much, however, drained its tributaries - 2; strongly altered river bed, but not much of its tributaries - 3, and main riverbed and tributaries altered beyond recognition - 4

6. "Changes in the water mode of the river" - a criterion that does not depend on the square, covers the entire territory where the river flows, and depends on the ratio of the average annual flow of water Q_n/Q_p (it is preferable to compare the value of the water flow with a time period of about 5 years). > 0.85 - 0 points (water mode is not changed), 0.85 - 0.8 - 1 point, 0.8 - 0.75 - 2 points, 0.75 - 0.7 - 3 points, <0.7 - 4 points (heavily modified water mode).

7. "The destruction of fauna" - the ratio of species diversity and quantitative indicator of fauna of investigated territory, similar to the criterion "change of water mode of the river"

The final formula of the integral negative environmental human impact assessment includes indicator of climatic zones and the criteria developed in view of the coefficients. It is expressed as follows:

$$N = \mu(\sum L_n)$$

N – the summary score for each of the topographic squares;

L - assessment by criteria.

This formulae makes the initially subjective method of evaluations as objective as possible, that plays a major role in the evaluation of the negative effects.

References

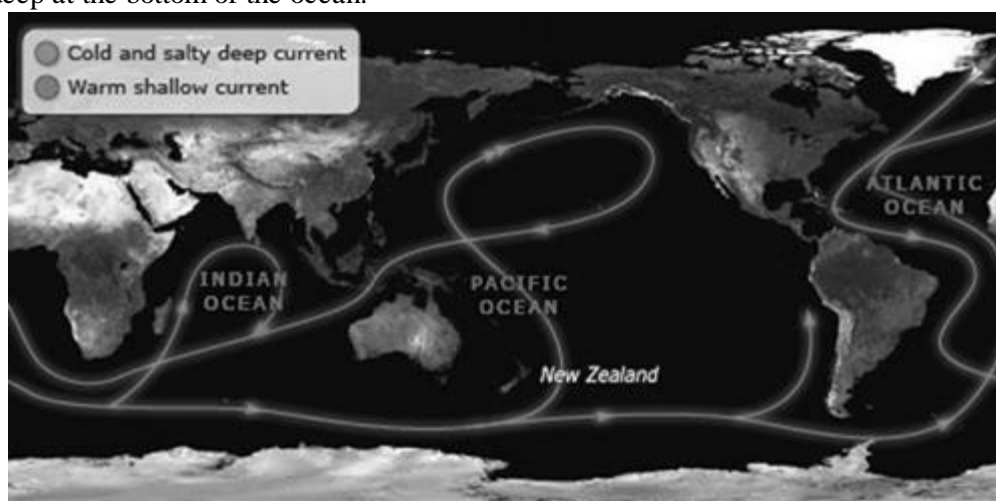
1. GOST P 14.13-2007. Environmental Management. Assessment of integral effect of facilities used for economic activities on the environment at industrial environmental monitoring. – Moscow: Standartinform, 2008. – 28 p.
2. Knyazeva V. P. Ecology. Restoration Basics: tutorial for universities / V. P. Knyazeva. – Moscow: Architecture-C, 2005.

GREAT OCEAN CONVEYOR**Do Thi Dung, Le Van Tuan**Scientific adviser: Zhornyak L.V., associate professor
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The sea's greatest power over all life on Earth is a vast network of currents that connect all the oceans on the planet. The complexity of this network was graphically illustrated by a curious accident. On 10th January 1992, an ocean freighter was caught in a big storm out in the middle of the ocean Pacific and their contents spilled out into the sea. The plastic ducks joined a series of powerful ocean currents which scattered them in different directions to Hawaii, Alaska, to the Bering Straits and into the Arctic Sea, the north Atlantic, The coasts of Eastern Canada, northern Scotland. Currents are vital to life on the planet. They carry nutrients and oxygen that nourishes life, and heat that drives the climate. The network of ocean currents distributes it around the planet. And one of those currents that known as the Gulf Stream is very important to Britain. It brings warm tropical water from the Caribbean and delivers it right here to the British Isles. This is the one of the first places in Europe that it flows past. Winter temperatures in the Scilly Isles rarely fall below freezing, creating a near-Mediterranean climate, allowing tropical plants and exotic animals to survive. That's because air travelling over the Gulf Stream picks up heat and moisture from the sea, and the Scillies are the first landfall for that warm, wet air [1].

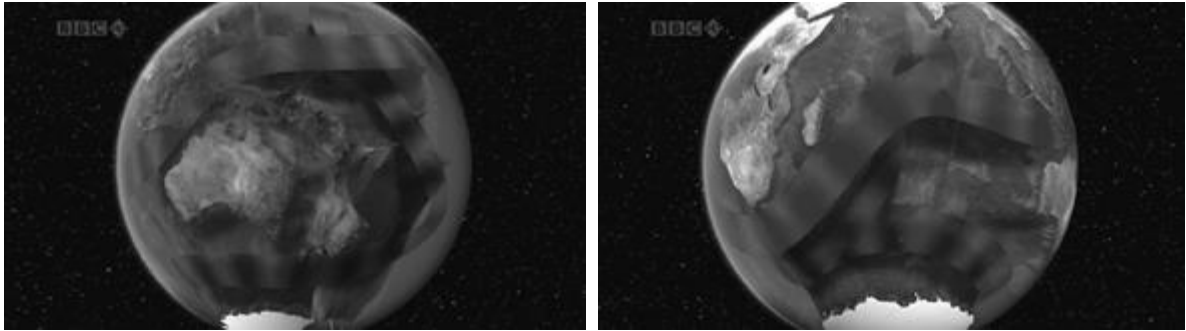
Pic.1. The current Gulf Stream in Britain [3]

The Gulf Stream is just one fascinating example how the atmosphere and the ocean interact to drive the climate. In the Pacific, every few years, a warm current moves from west to east that is called El Nino. It brings torrential rain to south-America, flooding the normally dry deserts. While on the other side of the Pacific, in Australia and Indonesia, the opposite are starved of moisture and suffer terrible droughts. Only recently have scientists been able to explore another system of currents that travel in the deep ocean. It connects with the warm surface currents to form one great network. It's called the Great Ocean Conveyor, and it's one of the most powerful forces on the planet. It's made up of warm currents that travel on the surface, and colder currents which are found deep at the bottom of the ocean.



Pic.2 Great Ocean Conveyor [4]

The ocean conveyor gets its “start” in the Norwegian Sea, where warm water from the Gulf Stream heats the atmosphere in the cold northern latitudes. This loss of heat to the atmosphere makes the water cooler and denser, causing it to sink to the bottom of the ocean. As more warm water is transported north, the cooler water sinks and moves south to make room for the incoming warm water. This cold bottom water flows south of the equator all the way down to Antarctica. Eventually, the cold bottom waters return to the surface through mixing and wind-driven upwelling, continuing the conveyor belt that encircles the globe [2]. The conveyor links the entire planet. If the ocean conveyor would collapse, then the sea would no longer be supplied with oxygen and nutrients. It would become stagnant and lifeless. It takes roughly 1000 years for the ocean conveyor to go all the way around the world, shifting masses of heat, food and oxygen along the way. It’s the ocean conveyor that controls the well-being of the entire planet. 250 million years ago, the crucial link in the ocean conveyor had been broken, and it resulted in the death of almost every living thing on the planet [1].

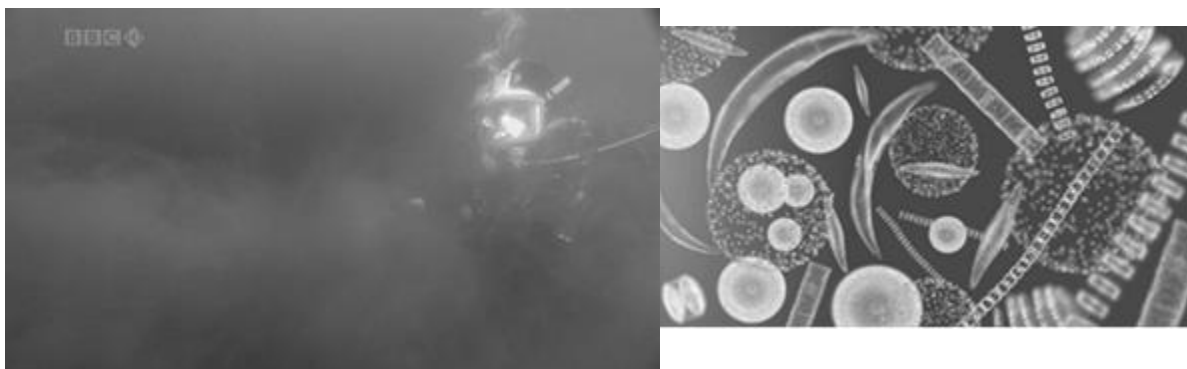


Pic.3 Great Ocean Conveyor by BBC [1]

The evidence of the devastation this caused in the Dolomites, a jagged range of mountains on the border of northern Italy and Austria. The solid black rock is the remains of billions and billions of dead sea creatures, all squashed together. They’re halfway up a mountain, because millions of years ago, an ocean covered this whole region. It was squeezed out of existence by the land around it, which forced the seabed to rise up, creating these mountains. This lack of oxygen known as anoxia, explains all the death in the ocean. And the link between land and sea is clear until they discovered what was brewing in the depths of the stagnant oceans. Green Lake in New York State is a mini version of what the oceans were like 250 million years ago. It is called hydrogen sulphide, and it began to bubble out of the ocean and into the atmosphere. So almost every creature on the planet were exposed to a gas as deadly as cyanide. What began with a breakdown of the ocean conveyor would end in the greatest mass extinction in Earth’s history and the death of more than 90% of all life on Earth.



Pic.4 Dolomites, a jagged range of mountains on the border of northern Italy and Austria [1]



Pic.5 Under the water of Green Lake in New York State [1]

References

1. BBC [HD - Documentaries Films 720p] ~ BBC Earth_The power of the Planet (2008) [Ep04-Oceans]
2. NOAA [Electronic resource]. – Access mode: <http://oceanservice.noaa.gov/facts/conveyor.html>
3. Johnchapple [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.johnchapple.co.uk/climate.html>
4. Teara [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.teara.govt.nz/en/map/5933/great-ocean-conveyor-belt>

THE OCEAN'S POWER Do Thi Dung, Le Van Tuan

Scientific adviser: associate professor Zhornyak L.V.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Along with volcanoes, ice, atmosphere, ocean is one of the four main energy source of the Earth. They have transformed our planet. Their brute force carves the coastline. They transfer energy around the planet and drive the climate. The immense power of the ocean allows it to shape the appearance and behavior of the entire planet and everything living on it.

The oceans have been here for almost four billion years, but 4,5 billion years ago, when our planet was born, it was just a molten inferno. Yet the ingredients needed to create water were there, locked away deep inside the Earth when the planet formed. As the first volcanoes erupted, one of the gases that billowed out was steam, and as the planet cooled, it formed clouds. So began the longest rainstorm of all time, for thousand years. As the first rivers formed, they began to fill up the lower lying areas on our young planet creating the first oceans. But it's reckoned even this relentless downpour only delivered around half the water that makes up our oceans today. The rest came from outer space. In Earth's formative years, it was hit by thousands of comets. By the time the bombardment finished, it's thought they'd delivered up to half the water in our oceans [1].



Pic.1. Wave in Hawaii [4]

The first great roll of the sea is ability to carry energy around the planet. Its energy captured from the atmosphere that's turned into the brute force of a crashing wave. In Hawaii, the

largest waves crash down with the force of a four ton weight landing on your chest. But there is another far greater source of energy that the oceans capture. The Moon's gravity tugs at the water in our oceans while the Earth rotates beneath it. On just a few days of the year, the Moon and the Sun line up together and their combined gravitational pull unleashes an extraordinary phenomenon. In Arari, a small town in the Amazon Basin, on just a couple of days each year, unusually large tides in the Atlantic Ocean get funneled into the mouths of the local rivers. As the tide rolls inland and gets forced into the increasingly shallow water of the river, it turns into a single powerful, surging wave. We normally think of rivers flowing out to the sea, but the power, the tidal surge here means that it goes upstream.

The oceans capture, store and deliver energy whether it comes from the wind or the gravitational pull of the Moon and the Sun. The energy is turned into a powerful force that has carved the coastline of every continent. This is the battle for territory between land and sea that's been fought for billions of years. The north-west coast of America is one of the most dramatic coastlines created by this age-old conflict. Twelve million years ago, this coastline is made from basalt, a particularly tough rock, over the years the sea has attacked every line of weakness .

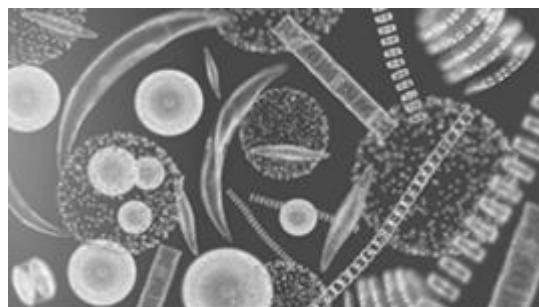


Pic. 2. The north-west coast of America Twelve million years ago and today

The oceans influence our planet in many far more subtle and profound ways. They drive the climate. They deliver oxygen to our atmosphere. And below the ocean's surface is an extraordinary network of currents that are critical to the wellbeing of all life on Earth. Even though we can't live beneath the waves, these vast bodies of water are vital to our very existence. Much of that is down to a group of ocean inhabitants that are known as phytoplankton, single celled organisms so small they're invisible to the naked eyes. Although they are no bigger than a pinhead, they are one of the most important forms of life on Earth. Phytoplankton produces something like 50% of all the oxygen on Earth, something like 50% of all the oxygen on Earth, about as much as the world's forests and jungles combined [1].

But the sea's greatest power over all life on Earth is a vast network of currents that connect all the oceans on the planet. They carry nutrients and oxygen that nourishes life, and heat that drives the climate. The network of ocean currents distributes it around the planet. And one of those currents that known as the Gulf Stream is very important to Britain. It brings warm tropical water from the Caribbean and delivers it right here to the British Isles. This is the one of the first places in Europe that it flows past. Winter temperatures in the Scilly Isles rarely fall below freezing, creating a near-Mediterranean climate, allowing tropical plants and exotic animals to survive. The Gulf Stream is just one fascinating example how the atmosphere and the ocean interact to drive the climate. In the Pacific, every few years, a warm current moves from west to east that is called El Nino. It brings torrential rain to south-America, flooding the normally dry deserts. While on the other side of the Pacific, in Australia and Indonesia, the opposite are starved of moisture and suffer terrible droughts [2].

The amount of the water in the oceans has stayed roughly the same ever since they were formed about four billion years ago. But the oceans themselves are continually changing. As the continents move over millions of years, new oceans open up, whilst others vanish. Yet today in East Africa, we can actually see the beginnings of a new ocean. The long deep fissure in an area of Ethiopia called the Afar Depression, is where the planet's next ocean will form. It appeared in 2005 when the land was suddenly ripped open by a massive Earthquake. Nearby, similar tears and fractures scar the desert for hundreds of kilometers. This is a continent splitting apart. It may take a few million years, but eventually these cracks will spread and three giant slabs of the Earth's crust will start to separate. In time, a single crack in the desert will have turned into a new ocean. The Straits of Gibraltar is the only gateway between the Mediterranean Sea and the vast Atlantic Ocean. They might only be 14 kilometers wide, but it's the Straits that keep the med topped up with water from the Atlantic Ocean. If they were to close, then the whole Mediterranean Sea would simply dry up. It has happened six million years ago, the continents of Africa and Europe collided, closing the Straits of Gibraltar. Isolated, the Mediterranean began to evaporate away, the sea dried away to nothing in as little as 2000 years. You can discover the legacy of this dramatic event half a kilometer underneath the island of Sicily. When the water disappeared from the Mediterranean, salt was what was left behind. So much in fact that at this salt mine in western Sicily, they're digging out 500 000 tons every year. But salt was not the only thing left behind by the vanishing Mediterranean. This is the geode and these are giant rock crystals more than a meter long. These crystals form when sea water trickling down from above met hot waters coming up from below and was in this mineral-rich mixing zone. The Mediterranean has come and gone many times in the last few million years, and that has had surprising effects, not just on the geology of this area. During one drop in sea level, elephants roamed over the old sea bed. But when the water level rose once more, they were forced to take refuge on higher ground, on land that was to become the island of Sicily. Hidden in a remote cave, scientists found the fossilized remains of some of those elephants. The lack of space and food meant that over thousands of years elephants evolved into a much smaller animal. In fact, at just 90 centimeters tall, this elephant was the size of a goat. Salt mines, crystal caves and dwarf elephants are just some of the extraordinary consequences of a sea that lives on the edge of extinction. Some day the Straits of Gibraltar will close up again, and then the Mediterranean will disappear once more [3].



Pic.3 Phytoplankton in ocean [3]



Pic.4 Great Ocean Conveyor

Today the oceans are facing a new threat. We are now pumping massive amounts of carbon dioxide into the atmosphere. We know this is leading to climate change, and increasing temperatures on the land. But it's also affecting the oceans in ways that have never been seen before. In the tiny islands of Palau in the South Pacific, the golden jellyfish is highly sensitive to small changes in the water. In 1998, sea temperatures throughout the region increased by almost two degrees. It's estimated up to 20 million of golden jellyfish perished. But the sea around Palau is also vulnerable to another threat related to carbon dioxide, it's ocean acidification. It happens when carbon dioxide in the atmosphere dissolves into the sea. The first creatures that will suffer will be the coral. Their skeletons can't form if the water becomes too acidic. If the oceans continue to acidify at their current rate, coral could eventually disappear from our oceans. With the coral would go all the other life that depends on it. Phytoplankton is also vulnerable to increasing acidity in the sea. In the long term, this could endanger one of the main sources of oxygen on the planet.

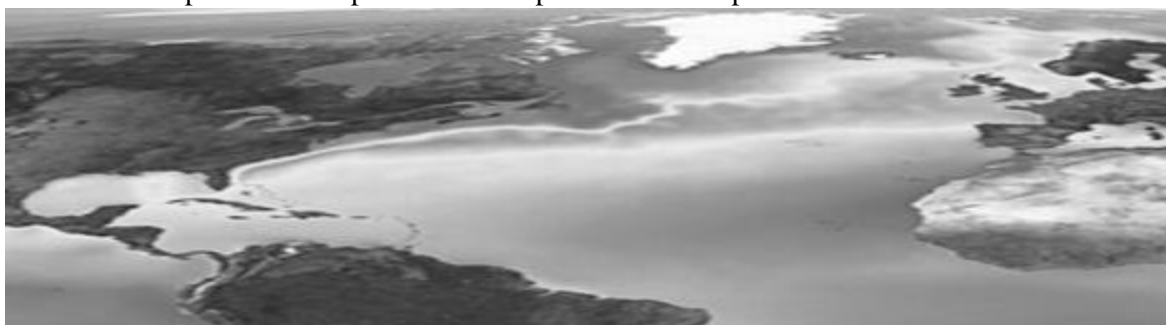
References

1. BBC [HD - Documentaries Films 720p] ~ BBC Earth_The power of the Planet (2008) [Ep04-Oceans]
2. BBC [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.bbc.co.uk/programmes/p00gbgmk>
3. Smithsonianmag [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.smithsonianmag.com/ist/?next=/science-nature/vanishing-marine-algae-can-be-monitored-from-a-boat-with-your-smartphone-2785190/>

GREAT OCEAN CONVEYOR**Do Thi Dung, Le Van Tuan**

Scientific adviser: associate professor L.V. Zhornyak
National research Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia

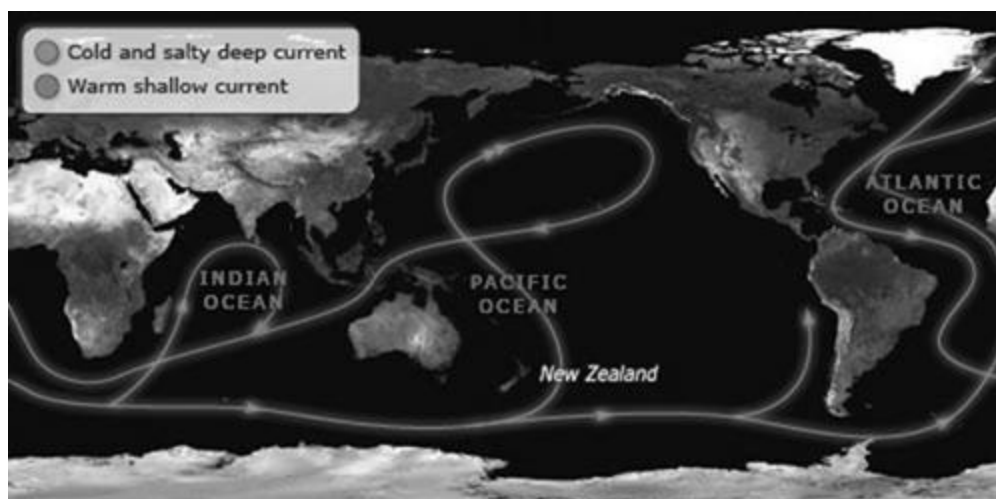
The sea's greatest power over all life on Earth is a vast network of currents that connect all the oceans on the planet. The complexity of this network was graphically illustrated by a curious accident. On 10th January 1992, an ocean freighter was caught in a big storm out in the middle of the ocean Pacific and their contents spilled out into the sea. The plastic ducks joined a series of powerful ocean currents which scattered them in different directions to Hawaii, Alaska, to the Bering Straits and into the Arctic Sea, the north Atlantic, The coasts of Eastern Canada, northern Scotland. Currents are vital to life on the planet. They carry nutrients and oxygen that nourishes life, and heat that drives the climate. The network of ocean currents distributes it around the planet. And one of those currents that known as the Gulf Stream is very important to Britain. It brings warm tropical water from the Caribbean and delivers it right here to the British Isles. This is the one of the first places in Europe that it flows past. Winter temperatures in the



Pic.1 The current Gulf Stream in Britain [3]

Scilly Isles rarely fall below freezing, creating a near-Mediterranean climate, allowing tropical plants and exotic animals to survive. That's because air travelling over the Gulf Stream picks up heat and moisture from the sea, and the Scillies are the first landfall for that warm, wet air [1].

The Gulf Stream is just one fascinating example how the atmosphere and the ocean interact to drive the climate. In the Pacific, every few years, a warm current moves from west to east that is called El Nino. It brings torrential rain to south-America, flooding the normally dry deserts. While on the other side of the Pacific, in Australia and Indonesia, the opposite are starved of moisture and suffer terrible droughts. Only recently have scientists been able to explore another system of currents that travel in the deep ocean. It connects with the warm surface currents to form one great network. It's called the Great Ocean Conveyor, and it's one of the most powerful forces on the planet. It's made up of warm currents that travel on the surface, and colder currents which are found deep at the bottom of the ocean.



Pic.2 Great Ocean Conveyor [4]

The ocean conveyor gets its “start” in the Norwegian Sea, where warm water from the Gulf Stream heats the atmosphere in the cold northern latitudes. This loss of heat to the atmosphere makes the water cooler and denser, causing it to sink to the bottom of the ocean. As more warm water is transported north, the cooler water sinks and moves south to make room for the incoming warm water. This cold bottom water flows south of the equator all the way down to Antarctica. Eventually, the cold bottom waters return to the surface through mixing and wind-driven upwelling, continuing the conveyor belt that encircles the globe [2]. The conveyor links the entire planet. If the ocean conveyor would collapse, then the sea would no longer be supplied with oxygen and nutrients. It would become stagnant and lifeless. It takes roughly 1000 years for the ocean conveyor to go all the way around the world, shifting masses of heat, food and oxygen along the way. It’s the ocean conveyor that controls the well-being of the entire planet. 250 million years ago, the crucial link in the ocean conveyor had been broken, and it resulted in the death of almost every living thing on the planet [1].



Pic.3 Great Ocean Conveyor by BBC [1]

The evidence of the devastation this caused in the Dolomites, a jagged range of mountains on the border of northern Italy and Austria. The solid black rock is the remains of billions and billions of dead sea creatures, all squashed together. They’re halfway up a mountain, because millions of years ago, an ocean covered this whole region. It was squeezed out of existence by the land around it, which forced the seabed to rise up, creating these mountains. This lack of oxygen known as anoxia, explains all the death in the ocean. And the link between land and sea is clear until they discovered what was brewing in the depths of the stagnant oceans. Green Lake in New York State is a mini version of what the oceans were like 250 million years ago. It is called hydrogen sulphide, and it began to bubble out of the ocean and into the atmosphere. So almost every creature on the planet were exposed to a gas as deadly as cyanide. What began with a breakdown of the ocean conveyor would end in the greatest mass extinction in Earth’s history and the death of more than 90% of all life on Earth.



Pic.4 Dolomites, a jagged range of mountains on the border of northern Italy and Austria [1]



Pic.5 Under the water of Green Lake in New York State [1]

References

1. BBC [HD - Documentaries Films 720p] ~ BBC Earth_The power of the Planet (2008) [Ep04-Oceans]
2. NOAA [Electronic resource]. – Access mode: <http://oceanservice.noaa.gov/facts/conveyor.html>
3. Johnchapple [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.johnchapple.co.uk/climate.html>
4. Teara [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.teara.govt.nz/en/map/5933/great-ocean-conveyor-belt>

ANALYSIS OF SEISMIC ACTIVITY INFLUENCE ON HYDROGEOLOGICAL ANOMALIES FORMATION IN UNDERGROUND WATERS (PINACHEVO STATION, EAST KAMCHATKA)

A. S. Efstifeeva

Scientific advisors assistant professor N.Guseva, head of the Laboratory of Geophysical Research Kamchatka Branch of the Geophysical Service RAS G. Kopylova
lecturer V. Mironova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The territory of Petropavlovsk-Kamchatsky city is considered as a transition zone from structures with continental crust to structures with oceanic type that causes high seismicity of the region. Therefore, studying and search for new earthquakes precursors today is one of the most actual issues.

Observing ground waters dynamics are carried out with frequency of every third day. On the basis of the obtained data anomalies in concentration change of separate components at a stage of earthquakes preparation and activity are recorded and forecasting methods are developed. However, in academic literature the matter of such hydrogeochemical anomalies genesis is, at the moment, studied insufficiently to understand properly geochemical process of hydrogeochemical

precursors formation and other seismicity effects in changes of underground water composition. Studying of it is necessary to promote the optimum specialized observations management on the available wells and sources, as well as to evaluate the role of seismicity in chemical composition evolution of seismoactive regions underground hydrosphere.

In the given paper hydrogeochemical variations of underground water chemical composition were presented as reflection of changes in hydrogenic-mineral complex condition corresponding to the specific type of geochemical situation of underground water formation on the example of the registered hydrogeochemical anomalies in changes of water composition in a source of P-I3, hydrogeological station of Pinachevo (Petropavlovsk-Kamchatsky) in the period of the Kamchatka earthquake on March 2, 1992.

The earthquake in Kamchatka on March 2, 1992, with magnitude (M) of 6,8 is one of the most powerful for the last decades. The given fact determined a choice of it as the main event described in the paper. There was made an attempt to develop and carry on [3] studying of geochemical process of underground water composition formation in the course of time and post-seismic effects on the basis of equilibrium thermodynamics methods and the analysis of the elemental chemical reactions taking place in water-rock system. It was assumed that initial products of such reactions are rock-forming minerals and water, the final products are secondary minerals, as well as ions and neutral molecules in a liquid phase.

Underground water from the source P-I3 is cold, neutral, the average temperature is 5,5°C, the pH = 7.4, it is sweet water with salinity of 0.1 g / l, chloride-hydrocarbonate magnesium-sodium, yield of water supply source is 0.6 l/sec: $M_{0.1} \frac{HCO_3^{55} Cl_{40}}{Na_{52} Mg_{26} Ca_{19}}$ pH7,4 T° 5.5 D0.6

In change of basic data of P-I3 source component composition as a result of an earthquake on March 2 was fixed the increase in input of chlorine ions, hydrocarbonate-ion, magnesium, sodium, calcium in the water relieved on the surface.

Certain seasonality in change of underground water chemical composition in the course of studied period is revealed, therefore, it is noticed that apart from considerable seismic variation after the 2nd of March, more small-scale ones are registered after other earthquakes occurred in 1989-1992.

During investigation of underground water saturation of wells and sources to rock-forming minerals equations of water interaction with aluminosilicate, carbonate and sulfate minerals and their main thermodynamic parameters are used represented by reaction constant logarithm and quotient reaction equation. The degree of water saturation in reference to secondary minerals has been measured with the use nonequilibrium index. With the water saturation value A decreases and tends to zero. During oversaturation of waters values A become negative, A = 0 characterizes balance of equilibrium. The capacity of aqueous liquid to enter into chemical interaction is characterized by ion-activity. Activity coefficient is calculated on the Debye-Huckel formula for low-mineralized liquid. Diagram analysis shows that interaction of studied waters with water-bearing materials is of equilibrium-nonequilibrium character.

Location of calculated experimental points in picture 24 shows that the ground water is saturated with montmorillonites, K-feldspar and equilibrium to kaolinite and illite. At the same time the water is not saturated with such minerals as analcime, albite, Mg-chlorite, anorthite, muscovite. It is possible to assume that the water is on the first stage of water-rock interaction. Analysis for pic.24z diagram shows that the underground water is in a nonequilibrium state to calcium carbonate in course of all analyzed time interval. Water is also far from saturation with magnesite (pic.24zh) and anhydrite (pic.24).

Within a month after the earthquake practically for all minerals sharp reduction of the parameter A is observed (fig. 2) and, as a result, the increase of water saturation to these minerals, or tendency to equilibrium condition, and then, also on the average within a month return of parameter to the usual values. On the graph there is a change of parameter A values during the considered period, and also all earthquakes which occurred during this time.

The most striking earthquakes, apart from March 2, 1992 after which there were observed less strong post-seismic effects are also marked by arrows. It is noted that the given earthquakes measured with magnitude of more than 5.

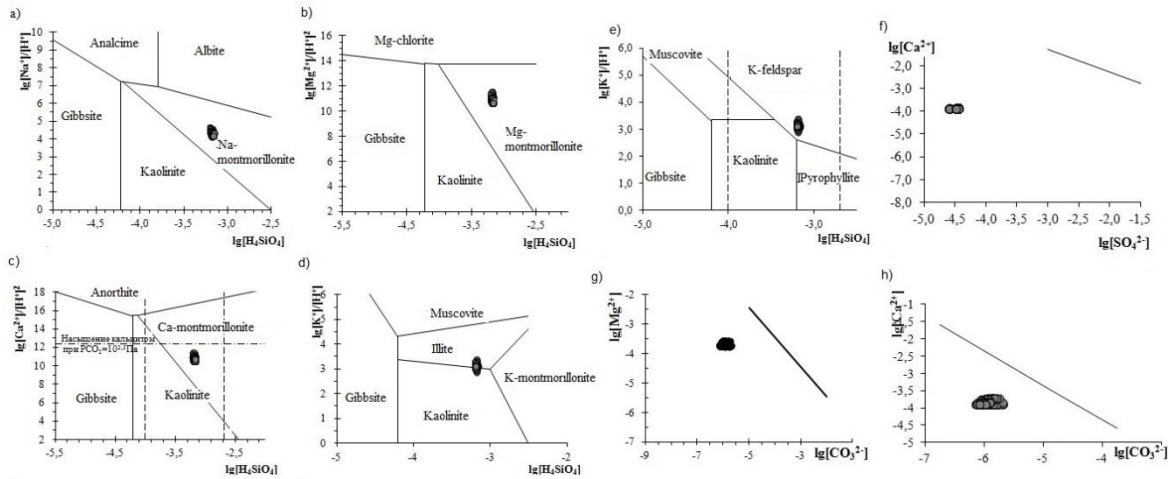


Fig.1 Equilibrium diagram of the underground water source P-I3 with aluminosilicate minerals: gibbsite - kaolinite - Na-montmorillonite - albite - analcime (a); gibbsite - kaolinite - Mg-montmorillonite - Mg-chlorite (b); gibbsite - kaolinite - Ca-montmorillonite - anorthite (c); gibbsite - kaolinite - K-montmorillonite - illite - muscovite (d); gibbsite - kaolinite - pyrophyllite - K-feldspar - muscovite (e), with anhydrite (f), magnesite (g) and calcite (h) at a temperature of 25 degrees.

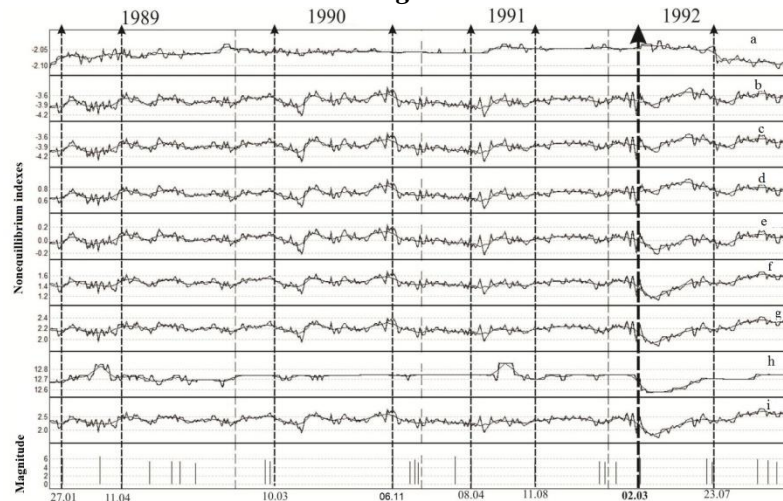


Fig.2 Change of nonequilibrium indexes of P-I3 source underground water to calcite, to Ca-montmorillonite, Mg-montmorillonite, to K-montmorillonite, Na - montmorillonite, to calcite, to magnesite, anhydrite and to dolomite in 1989-1992. In lower part the earthquakes occurring during 1989-1992 are labeled. Black lines show averaging of calculated values of nonequilibrium indexes in the moving window of 10 days with a step of 1 day.

Seasonality in changing the saturation index is also marked. During the reporting period of 4 years seasonality was observed for all minerals. It may be noted that the values grow toward equilibrium in the periods of January-February, June-August and October-November.

In the underground water source P-II after the earthquake there was found the increase of the ions income to water. The interaction of this underground water with water-bearing rocks have equilibrium-nonequilibrium character. The discovered increase of component income in the period after the earthquake can be connected with the change in the water-rock system and refers to the post-seismic effects. In a change of saturation to the minerals annual seasonal variation of the

parameter A has been found, which exerts itself during three years. After the earthquake there was a change of the saturation parameter which does not correspond the season that is another evidence of post-seismic effect in changing the hydrogeochemical composition of groundwater.

References

1. Robert M.Garrels, Charles L.Christ. Solutions, minerals and equilibria. M, Mir, 1968. 368 p.
2. Zverev V.P. Rol podzemnyx vod v migracii ximicheskix elementov. M.: Nedra, 1982. 182 p.
3. Kopylova G.N., Kopylova Y.G., Guseva N.V. O genezise i mexanizmax formirovaniya gidrogeoximicheskix anomalij v izmeneniyax sostava podzemnyx vod pod vliyaniem sejsmichnosti // Materialy regionalnoj nauchnoj konferencii "Vulkanizm i svyazannye s nim processy", posvyashhyonnoj dnyu vulkanologa, 27 – 28 marta 2014. – Petropavlovsk-Kamchatskiy: IVIS DVO RAN, 2014. p. 181 – 186.
4. Shvarcev S.L. Gidrogeoximiya zony gipergeneza. M, Nedra, 1978. 287 p.

ECOLOGICAL CONSEQUENCES OF OVERFLOWS OF OIL AND METHODS OF THEIR LOCALIZATION

A.V. Fedorov, F.A. Gasanov

Scientific advisors assistant professor Socktoev B. R.,
lecturer V. E.Mironova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Oil spill risks and their possible ecological consequences are a major focus of interest for public and state institutions. Oil spill frequently results in huge externalities which have led to irreversible environmental impact for decades. Oil is insidious not only due to the fact it can stretch black tape on the surface of water, but also some particles are capable of interfuse with water and gravitate to the bottom, killing a sensible marine ecosystem. Thus, for example, in 1989 the loss of enormous amount of oil happened in Alaska; millions of dollars were spent on spill cleanup activities, but analyses performed in 2007 showed that 26 thousand gallons of oil are still in sand along a coastline. Naturally, on these territories the populations of the lost wild animals have not been regenerated yet. Scientists found out that remaining oil (bits and pieces of oil after liquidation) disappears at a speed of 4 % a year from total mass.

The main aim of the given article is to consider the negative impact of oil spill on the environment. In the paper the following aspects are revealed:

Ecological consequences of oil spill.

Influence of oil spill on flora and fauna.

Containment practices.

The Basic problems arising up during the oil spill:

Risk of oil slick spreading.

Negative influence on the marine world due to the oil spill.

Death of sea life, extinction of certain animals and plants species.

Oil is a product of longtime decay, it covers the surface of water with a thin layer very fast, and formed petroleum film limits access of light and air. The ecological consequences of oil spill have the difficult forecasting character, as it is impossible to take into account all consequences of petroleum contamination disturbing natural processes and interrelations. The oil spill substantially change life conditions of all types of living organisms on hits territory. [3]

It is well known that oil spills have serious negative impact on flora and fauna. To present the effects it is necessary to reveal consequences for different species of animals and plants.

Birds: Oil shows external influence on birds, on eating process, on eggs contamination in nests and change of habitat. Birds that spend the significant part of the life on marine spaces are the

most vulnerable to the oil spills in water bodies. The oil spills usually cause death of 5.000 birds. Scientists who deal with the rescue of birds suffered from the oil spill, calculated that to clean one bird from oil, 2 men, 45 minutes of time and about one thousand liters of clean water are necessary. After it for heating and adaptation the bird cleaned from oil periods from a few hours to a few days are required. A bird needs to be fed, guard from stress that is caused by shock from oil film contamination and people care. [1]

Mammals: the Marine mammals that are, first of all, distinguished by the presence of fur (new-born fur-seals, arctic bears, sea otters, seals) most often die due to results of oil spills. Fur covered with oil begins to become entangled and the ability to save heat is lost. Getting into organism oil can cause intoxication of liver, problems with blood pressure, gastrointestinal bleeding, kidney failure. Vapour from oil fumes cause the breathing problems for mammals. To negative influence of most oil spills it is possible to refer reduction of food or change of separate species. [1]

Fish: Oil is mortal for fishes, molluscs and other marine inhabitants, caviar and larvae perish especially quickly. During the overflow of oil on Alaska in 1989, millions of individuals of shell fish and shrimps, billions of salmon, herring and their caviar perished. The population of these species in that region until now is not regenerated. Once upon a time these places were commercial and famous for rich catch. [4]

Plants: Flora of marine environment due to its limited nature in movement is also a good object for survey of influence on the environment that contamination exerts. The published data about influence of oil spills contain the facts of death of most water-plants, sea weed, mangrove trees, intense lasting destruction from salt of living creatures of freshwater and bogs; reduction or increase of biomass and activity to photosynthesis of phytoplankton colonies; increase in number of microbes and change of colonies microbiology. For complete renewal of the mangrove forest about 10-15 years may be needed. [1]

A basic method allowing to prevent distribution of oil contaminations and removal the spot from the river bank is oil boom.

What does this oil boom consist of? Firstly, it is a float that provides the buoyancy of boom combined with upperworks. It allows to retain a spot locally and to prevent "overflowing" of oil outside a boom. [2]

Booms are divided into three types:

- 1 type - for the protected aquatories (rivers and reservoirs);
- 2 type - for an off-shore zone (for closing mouth and runout in harbours, ports, aquatories of dockyards);
- 3 type - for open aquatories. [5]

There are following types of booms.

1. Self-inflatable booms - for the rapid casting in aquatories;
2. Heavy inflatable bonds - for the protection of tanker at a terminal;
3. Baffle bonds - for defence of bank, barriers of oil and oil products;
4. Fireproof bonds - for oil products combustion on water;
5. Sorption - for the simultaneous sorbing of oil products. [2]

Thus, we found out the scales of negative influence of oil spill in water space. It influences negatively, on the ecological environment resulting in local consequences. Contaminants change composition of soil, water and air, that is the reason for many ecological problems origin such as, appearance of acid precipitation, change of climate, reduction of quantity of many animals and plants species, shortage of clean fresh water etc.

References

1. Peter X. Albrecht. Razlivi nefti i zhivie organizmi [Electronnii resurs]/ - rezhim dostupa k st.: http://www.npacific.ru/np/sovproblem/oil_sea/vozdeistvie/razliv/public1.htm.

2. Sredstva viyavleniya i metodi ustraneniya avariinih razlivov nefti [Electronnii resurs]/ - rezhim dostupa k st.:<http://ndecosystems.ru/notes/sredstva-viyavleniya-i-metodii-ystraneniya-avariinih-razlivov-nefti/>
3. Vliyanie i posledstviya razlivov nefti na ekosistemu vodoemov [Electronnii resurs]/ - rezhim dostupa k st.:http://www.saveplanet.su/articles_71.html
4. <http://bidrealty.ru/contaminants-environment/174-consequences-of-oil-spill.html>.
5. Avariinie razlivi nefti: sredstva lokalizacii i metodi lokalizacii [Electronnii resurs] http://secuteck.ru/articles2/prom_sec/avariynie_razlivi

MYSTERIES OF THE DEEP

Y.N. Garbuz

Scientific advisor associate professor N.Y. Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Starting in the deepest part of the ocean, *Mysteries of the Deep* takes us to a secret and magical world beneath the surface where for the first time in human history, technology is allowing us to explore the darkness and crushing pressure of the deep seas to reveal a strange world full of mystery and surprise.

What's down here? What is its nature? What are its secrets?

Scientists, now modern day explorers, are in a race to answer these questions before human appetites and reckless exploitation forever destroy the deep seas' undiscovered wonders. In *Mysteries of the Deep*, we join twenty scientists from four countries on an expedition to the Mariana Arc on the Pacific Ring of Fire. They want to map the deepest and the most dramatic topography on earth.

The Extreme and Unpredictable Deep

Here, there exists a trench that is 11,000 metres deep, and piling up behind it is a range of seamounts – underwater volcanoes – that would dwarf Everest. Extreme and unpredictable, this part of the world is an irresistible target for exploration. At four hundred metres they discover a lake of molten sulphur. Canadian scientist, Verena Tunnicliffe, finds crabs, shrimps and flatfish that can somehow flourish in these punishing conditions. And later, a scientific coup - the discovery of the first continuously erupting underwater volcano. The powerful explosion of lava and clouds of minerals is a stunning sight for even the scientists.

On the other side of the world Bruce Robison, an expert on mid-water animals, introduces us to creatures that live between two hundred and a thousand metres below the surface. Off Monterey Bay he explores some of the planet's best researched deep water. At two hundred metres down things start to get strange. Light is too faint for surface eyes to see, too faint to support plant life, but that does not mean there is no light. Here a fantastical light show explodes before us as all kinds of creatures use bio-luminescence to communicate.

As we travel down the water column, we encounter even more bizarre and alien creatures including the longest organism on earth, the giant praya. Looking like an almost endless undulating undersea snake it is in fact thousands of animals linked together. Equally strange is the Disney-like Macropinna, the barreleye fish, whose invisible shield over its head and rotating eyes defies belief.

Merfolk and the Rise of Science

With the growth of science, the fantastic became childish amongst the writers of the growing educated, especially during the eighteenth century, but began to flourish again with the Romantic movement at the turn of this century. It was also the time however for the scientifically-minded to do their utmost to dispel the myth of the mermaid, claiming that all the recorded sightings were simply men who'd been at sea too long and wanting to believe, and so when a seal, porpoise, dugong or manatee was spotted from the ship they'd swear they'd seen a mermaid.

It is from the nineteenth century that the reported sightings are so numerous. The sightings page shows where the sightings were and also the accompanying reports. Prominent, well-respected people writing in prominent papers conflict with the scientists apathy to the existence of such a fantastical creature.

Children's stories are filled with mermaids again, and this time they are written down and published. The mermaid figures in art once again allowing the artist to portray the division within human nature of the "animal" sexual nature and the intellectual thinking; represented by the tail of the mermaid and that human part of her that wishes to gain a soul. This is the first period the mention of the mermaid longing for a human soul is found in the history of the mermaid. The prime example being *The Little Mermaid* by Hans Andersen found in the *Faerietales* page, where the young mermaid gains a soul through her faithfulness. The mermaid is also seen as an elemental being and other water-beings are written about, such as *The Water Babies* by Charles Kingsley. The theme of mermaids longing for a mortal man is continued and broadened which can be seen especially in the plays of Peter Blackmore, *Miranda* and the sequel *Mad About Men* which were adapted to film and starred Glynis Johns.

It is also the time of frauds and there were many in America during the 1920's and 1930's, with the most famous one being the Feegee mermaid. Japanese freak shows too were notorious for their "mermaids", that merely consisted of the torso of a monkey and the tail of a fish stitched together and advertised as "mermaid corpses."

It is not until the twentieth century that the mermaid is tossed back and forth between those that believe, or want to believe, and those that stand behind their logic and scientific proof that a creature such as the mermaid simply cannot exist. A wonderful film of these two meeting is the film *Splash*, with Daryl Hannah and Tom Hanks. The mermaid becomes a symbol of fun and fantasy rather than an accepted part of cultural tradition and awe. She is seen as a figure of eroticism mixed with fear of the unknown, or the animal side of her nature. It is a great marketing tool for toys, cartoons, soft-porn, and women's swim wear. No matter how the mermaid is used or what role she plays she will always retain her mysterious air. Perhaps the next move is a more feminine one, bringing back the myth of the mermaid protecting women, or the soul of the woman drowned before her natural time of death....

The Danger of Exploiting the Deep

Our relationship with the deep sea isn't just one of scientific wonder and exploration. *Mysteries of the Deep* reveals the danger of exploiting the deep ocean before we know anything about it. As we deplete fish stocks along the coasts, industrial fisheries have gone further and further into deep waters, in an attempt to keep up with an ever-increasing global appetite for seafood. As our program reveals, the case of the orange roughy is a devastating example of the havoc we can wreak before knowing very much about how life operates in the deep sea.

A few visionaries, like Graham Hawke, understand that if we ever hope to truly understand life in the deep sea, we have to travel more lightly within its three dimensional world. Hawke's *Superfalcon*, a new submersible, allows him to move among the creatures of the ocean more gracefully and un-obtrusively.

In the end, *Mysteries of the Deep* shows how these passionate scientists with their new technologies herald a new era of ocean exploration. A living entity, the global ocean is a mysterious, wondrous world that scientists are only now beginning to understand.

References

1. Blue Plan, MAP (Mediterranean Action Plan), and UNEP (United Nations Environment Programme). 2005. *The Blue Plan's Sustainable Development Outlook for the Mediterranean*. Sophia Antipolis, France: Blue Plan. [Electronic resource] www.planbleu.org/publications/UPM_EN.pdf
2. *Mysteries of the ocean* [Electronic resource] <http://marinebio.org/oceans/mysteries/>
3. Juda L. *Considerations in Developing a Functional Approach to the Governance of Large Marine Ecosystems // Ocean Development and International Law*. 1999. Volume 30. № 2.
4. The United Nations Development Programme, 2007. *Human Development Report 2007/2008: Fighting Climate Change. Human Solidarity in a Divided World*. New York: Palgrave Macmillan.

5. Sea Peace [Electronic resource] <http://oneocean.cbc.ca/series/episodes/3-mysteries-of-the-deep>

OCEAN CAPACITIES USED FOR ENERGY GENERATION

K.M. Gejmbukh, T.M. Temirkhanov

Scientific advisors associate professor N.V. Krepsha, associate professor D.A. Terre
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

One of the main tasks in the ocean research is to find out the ways to get and transform the energy of the ocean into power that serves human kind. The key to a successful development of human civilization is oceanic energy. The more rational and effective the humans use it, the more continuous the life of a man is.

Oil, gas and other hydrocarbons are non-renewable sources of energy, so the scientists all over the world are trying and they find new ways to receive the energy. This paper contains overview of the most advanced developments in the area of the usage of the ocean energy.

One of the most widespread technologies to convert the energy of the ocean into power is tidal power stations. This represents the special type of a hydroelectric station which uses the energy of tidal rise, in fact, the kinetic energy of the Earth's rotation [1]. Tidal power stations are built at the sea shore, where the gravitational forces of the Moon and the Sun change the water level twice a day. The variations in the height of water near the shoreline can be up to 18 meters.

Figure 1 shows the world's biggest Sihkva tidal power station which is situated in the man-made bay on the north-western coast of South Korea. The power station was put into operation in August in 2011 and has the installed capacity of 254 volts. It dominated the second in size French power station «La-Renses» which turned out to be the leader in this area for a long time.



Fig.1 Sihkva tidal power station

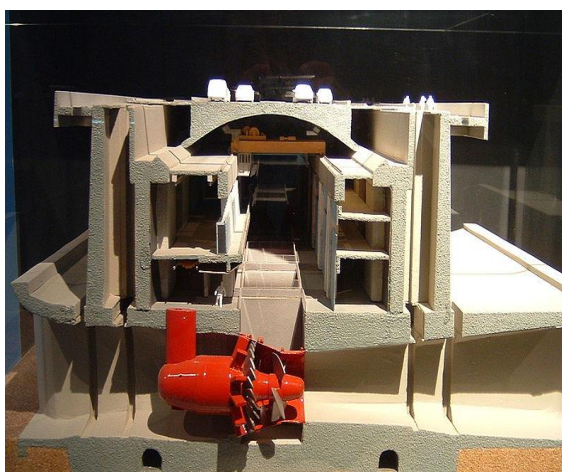


Fig.2 Pelamis apparatus

Despite these achievements there appears other technology that is progressively used to convert the energy of the ocean into a more useful type. Since the middle of the year 2008 the device which you can see in Figure 2 is applied in Agucadoura Wave Farm station which is placed not far away from Portugal region. The apparatus Pelamis resembles a sea snake, especially when one observes it from the helicopter. Pelamis converts the wave energy into electricity. At Portuguese power station the wave power is generated by three similar devices at the same time.

This device was developed by the specialists of Pelamis Wave Power company, located in Scotland. The equipment consists of tubular sections which are 3,5 meters thick and 120 meters long. It floats at sea in a semisubmerged position. The ocean waves constantly bend the flexible construction and that drives high pressure hydraulic cylinders. Then the cylinders in their turn make the fluid circulate inside a turbine. Finally, this fluid causes the generator turbine to move, thus the electricity is produced. The most important thing for Pelamis installation is the height of a wave. The higher the wave, the faster the fluid moves and the greater energy is generated. The on-

peak energy of a wave makes 750 kilowatts. This amount is enough to supply the energy to 500 shore-land houses.

Like wind turbines which rotate due to air currents, a tidal turbine converts a kinetic energy of tides or currents into electric one. Figure 3 shows SeaGen turbine which is located in Northern Ireland [2]. Its power comprises 1.2 megawatts. This equipment includes two doubled turbines which are 20 meters in diameter each. The possibility to rotate around the axis helps a turbine to catch the arriving water current during tides. Moreover, the turbine can be delivered to the surface in case it is necessary to carry out service operations (Fig. 4).



Fig.3 SeaGen turbine



Fig.4 SeaGen turbine lifted to the surface

Frank Fortuna, Royal Haskoning engineering director gave permission to continue operations for improving SeaGen turbine. Alex Etwood, an Environment Secretary of Northern Ireland, said that the designers of this tidal turbine model proved that ocean energy might be used in harmony with sea water habitants. The results of their work pointed out some economic and ecological advantages in the usage of energy of waves and tides.

One more innovative technique developed by Austrian inventor Frantz Tsotleterer is a mini hydroelectric station which is based on eddy-current principle. The dam represents a concrete cylinder to which the water current runs on an oblique plane, and falls down in the middle. This way an eddy-current is formed which makes the turbine rotate. This type of power stations is optimal for electric plants with up to 150 kilowatts capacity [3]. The high performance factor is brought about beginning with the height range of 0,7 meters. The efficiency output of falling water convergence which characterizes such type of station reaches 73 percent. The test model set on a brook produced over 50 megawatts. The working height differential was 1.3 meter and the water flow rate reached 1 cubic meter per second. The maximum capacity of such mini station is 9,5 kilowatts.

All the facilities described above are environmentally safe, and the damage to the environment is insignificant.

References

1. Energy Resources: Tidal power (2008) Retrieved from <http://www.darvill.clara.net/altenerg/tidal.htm>
2. Sea Generation Ltd (2008) Retrieved from <http://www.seageneration.co.uk>
3. Marine Current Turbines Ltd (2008) Retrieved from <http://www.marineturbines.com/>

THE MYSTERY OF THE BERMUDA TRIANGLE DEPTHS OF THE OCEAN**N.A.Grigorova**Scientific advisor associate professor N.Y. Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

For the first time the mysterious Bermuda Triangle was mentioned after the Second World War, namely in 1946. In the journal "Argosy" article was published an about Vincent Gaddisona disappearance aircraft fly №19. The Bermuda Triangle is close to the United States, namely, between a small island in Bermuda, an island in Puerto Rico, and the coast of the US state of Florida. This is the mysterious region where and nowadays often lost ships and planes. But what provokes such disappearance?

Two Australian citizens: scholar Joseph Monaghan and his assistant, and part-time student David May, believe that unraveled the mystery of the mysterious place. According to the researchers, all the mysterious disappearances occur due to heavy accumulation of methane gas in the region. The scientists are almost certain that this is the whole mystery of the deep ocean of the Bermuda Triangle.

Oceanographers have long learned some areas of the ocean floor in a triangle, and found there are many dangerous areas in which and nowadays methane erupts. As some Australian scientists, methane is distributed in the form of large gas bubbles that is formed from the seabed cracks. As we approach the surface of the water, these bubbles grow in size, and subsequently explode, then no burnt gas continues to move into the atmosphere.

The Australian scientist and his students were able to create a simulated computer graphics in order to test his hypothesis. This chart was used the scientific facts and the laws of physics, as well as all the nuances of fluid dynamics: the estimated speed of the bubble from natural gas, methane density and pressure in the bladder, with the density and composition of the surrounding seawater.

During the research it was found that almost every ship that enters the area of the explosion of methane bubbles loses its buoyancy and begins to sink, and faster than usual. Besides scientists surprised by the fact that such explosions may well cause the crash.

The scientists tested their theory not only on the computer. Especially for this a huge reservoir was built, after which it was filled with water and placed in a realistic ship models.

As it turned out, the ship, which fall into the space between the outer edge and the middle of the gas bubble, just go to the bottom. Remarkably, the shape of the ship does not matter, go to the bottom of the same, even the most resistant types of ships. But there is absolutely no danger to the ship, if it is a good distance from the bladder, or above it. There are cases when found in the Bermuda Triangle terrible finds, ships with the dead crew members, on whose bodies had absolutely no damage. But after opening kept pace with clear what the crew was struck, people simply were poisoned by methane.

The scientists still can not explain how seemingly may look methane bubble. So it remains unknown how he rises to the surface from the depths of the sea. Thanks to archive records can be found that over the past five centuries, was not observed any particularly large emissions of gas to the surface of the ill-fated Bermuda Triangle. However, it may be that information about them is simply not recorded, as this region until 1946 was not under the close supervision of scientists. There are other versions of mysterious disappearances in the Bermuda Triangle

Among people living near Bermuda there is a perception that in the depths of the ocean triangle is a mythical Atlantis. According to the ancient legends, Atlantis was provided by the energy of the crystals can send out radio waves that today incapacitate electronics for sailing and flying near ships and planes.

Another hypothesis suggests that in this place a very large concentration of so-called portals that teleport anything that gets in their range, in other worlds. There is information that in the past five centuries in a triangle missing more than one thousand people. Only in the last hundred years in the area fifty ships and twenty aircraft disappeared without trace. A lot of people

believe that the triangle is the so-called "blue holes". They are by some time tunnel, through which newcomers make jumps into other dimensions, and our planet.

Some believe that aliens blow up ships and special shoot down planes in the region. But in this version of the most difficult to believe, because it is less confirmed than other theories. Even the military say they have a much better chance of theories with "blue holes", as they would have already spotted attacks UFO people from the satellite.

Often mysterious disappearances blamed on problems with navigation equipment and electronics. It is likely that the devices can interfere with work, and the geomagnetic field. There is also the theory of the strong magnetic anomalies that distort the readings of navigation devices, which eventually provokes a shipwreck and fall of aircraft.

Another theory says about the changes in the warm currents of the Atlantic Ocean, the so-called Gulf Stream, which originates in the Gulf of Mexico. The width of this course is seventy kilometers. Gulfstream has such tremendous force that can easily knocked off course by even the most powerful ships, and the remains of ships, in turn, to drown in countless deep hollows of the Bermuda Triangle.

Also, due to the Atlantic and Caribbean tropical storms in the territory of the Bermuda Triangle nasty often rather comes weather. This reason is not excluded by scientists who are trying to uncover the mysteries of the Bermuda Triangle. According to Norman Hooke, one of the workers meteorological observing the weather in this region is nothing paranormal in the triangle there, and most of the triangle does not exist! He had no doubt that all the fault of the vagaries of the weather in this region often plagued powerful storm, raising huge waves of the sea, which can destroy even the most resistant oil platforms. Not long ago, the words of Norman acknowledge receipt of satellite imagery, they were recorded waves the size of a nine-house. According to meteorologists, such waves in this region is quite common.

Some argue that the blame human error loss of orientation in space, and making a wrong decision at the crucial moment. But if you look at the statistics of missing ships and planes in the triangle, in this theory is hard to believe.

But there are those who do not believe in a mystical place in Bermuda. Skeptics believe that over time, people increasingly have come to believe in all sorts of legends and myths, and what is published in newspapers and magazines. In all sources is mainly about the "mysterious dancing lights on the horizon", "strange lights in the sky", and "the problems in navigation systems." Often the "yellow press" in order to become more interesting article, add false information, and it generates more questions!

For the first time about the "mysterious dancing lights on the horizon" is mentioned Spanish explorer Christopher Columbus. But as it is now considered by historians, he saw only the flames of the fires that people bred on the shores of the Taino tribe. In fault compass Columbus, scientists believe are guilty erroneous failures direction of movement of various stars. And the lights in the sky, it's just meteorites burn up when entering the Earth's atmosphere.[1]

Believe in mysticism mysterious place near Bermuda or not, you decide ...

References

1. <http://www.unesco.org/new/en/unesco/events/>

MYSTERIES OF THE OCEAN

R.F. Joldassova

Scientific adviser associate professor N.Y. Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

What Monsters have really existed in the ocean? Are there any left?

The Webster's dictionary defines the word monster as "an animal of strange or terrifying shape" and "one unusually large for its kind." By this definition, the creatures that dwell in the deep ocean are true monsters. Miles beneath the surface, where sunlight can no longer penetrate, exists

an eerie world of cold darkness. This is the abyss. It is a world of strange and sometimes grotesque forms. Some of the animals here have evolved the ability to create their own light with a technique known as bioluminescence. They use their lights to attract prey and ward off predators. There are also creatures here of gigantic proportions. There are also animals here that get all of their nutrients from chemicals in the ocean through a process known as chemosynthesis. This is where the elusive giant squid hunts. It is also where the great sperm whale comes to feed on the giant squid. Here, within the waters of our own planet, lies an alien world of wonders.

Over the centuries, the oceans have given birth to many myths, legends, mysteries and events still not completely explained by mankind. Contrary to popular belief, the sailors of Columbus's day did not think they would sail right off the edge of the earth. They were, however, apprehensive about what they would find in their travels. Mistakes about marine life have ranged from inaccurate assumptions about the behavior of known species to fanciful depictions of animals that "might" exist.

Hercules battled with a hydra in ancient Greek mythology, and this imaginary animal has suffered from a rotten reputation ever since. Unfortunately, the hydra has a living relative, of sorts: the octopus. Even now, misconceptions persist about the octopus (also called the "devil fish"), and it has been doomed to play the villain in more than one B movie. The hydra was said to have nine, and two new ones would appear whenever one was chopped off.

Strange as it looks by today's standards, this picture of a dissected head of a giant white shark actually marked significant progress in marine biology. For years, fossilized shark teeth were believed to be tongues of serpents turned to stone by St. Paul, and hence were named glossopetrae, or "tongue stones". Niels Stensen correctly identified tongue stones as shark teeth.

The Giant Squid

On a December day in 1848, the sailing ship *Pekin* was becalmed off the Cape of Good Hope near Southern Africa when a crew member spotted a strange creature in the water. Careful examination of the animal by use of a telescope revealed it to be snake-like, with a large head and shaggy mane.

Only two months before the *HMS Daedulus* had reported seeing a sea serpent in that very same region. Amid great excitement a small boat, its crew prepared to capture the animal, was lowered into the water. The Captain, Frederic Smith, watched from a distance, with concern for the safety of his men, as the small boat approached the creature. To the Captain's surprise the animal did not move at all as the boat drew near. He was even more surprised when the crew of the boat proceeded to tow the "creature" back.

The sea serpent turned out to be a twenty foot long piece of floating seaweed with a root shaped like a head and neck. Could the *Daedulus* sea serpent been of similar origin?

The movement of the waves can also suggest motion where there is none. Arthur Adams, a ship's surgeon in the 1860's, spotted what appeared to be a mysterious creature moving through the water by using lateral undulations of its body. His ship's course was altered to intercept the animal and capture it. When they approached the thing Adams wrote:

"By this time, however, a closer and more critical inspection had taken place, and the supposed sea monster had turned himself into a long, dark root, gnarled and twisted, of a tree, secured to the moorings of a fishing net, with a strong tide passing it rapidly, and thus giving it an apparent life-like movement and serpentine aspect."

The *Daedulus* affair might also be explained by an abandoned native canoe painted like a snake. L. Sprague de Camp suggested the owners of the canoe may have harpooned a large sea animal, like a whale shark, and they were either spilled into the sea when the animal surfaced under the boat, or jumped in panic when they could not cut the line dragging the canoe.

Merfolk as Gods

The Babylonians were known to worship a sea-god called Oannes, or Ea. Oannes was reputed to have risen from the Erythrean Sea and taught to man the arts and sciences. In the Louvre today can be seen an eighth century wall-scene depicting Oannes as a merman, with the fish-like tail and the upperbody of a man.

The Syrians and the Philistines were also known to have worshiped a Semitic mermaid moon-goddess. The Syrians called her Atargatis while the Philistines knew her as Derceto. It is not unusual or surprising that this moon-goddess was depicted as a mermaid as the tides ebbed and flowed with the moon then as it does now and this was incorporated into the god-like personifications that we find in their art and the ancient literature. Atargatis is one of the first recorded mermaids and the legend says that her child Semiramis was a normal human and because of this Atargatis was ashamed and killed her lover. Abandoning the infant she became wholly a fish.

However, not all ancient water gods or spiritual personifications took on the form of a mermaid or a merman all of the time. Water-nymphs for example can be mistaken for mermaids, they are beautiful in their appearance and are also musically talented, which mermaids are well known for, be it their singing or playing of a musical instrument. Sirens too are forever being mistaken for mermaids. Even the ancient writers and medieval Bestiary writers would get the two confused or mention only one when in fact both have to be mentioned to make sense of the literatures and archaeological evidence. This is discussed again below, where one can also see the result of a siren/mermaid illustration. The Siren and the Mermaid are two separate entities, one having the upper body of a young woman and the lower body of a bird, the other the upper body of a young woman and the lower body of a fish.

The Indians, amongst their many gods, worshiped one group of water-gods known as the Asparas, who were celestial flute-playing water-nymphs.

In Japanese and Chinese legends there were not only mermaids but also sea-dragons and the dragon-wives. The Japanese mermaid known as Ningyo was depicted as a fish with only a human head; where as the Polynesian mythology includes a creator named Vatea who was depicted as half-human form and half-porpoise.

Greek and Roman mythology is often placed together as the two are very similar and it is in the literature from these cultures that one finds the first literary description of the mermaid, and indeed the mermen. Homer mentions the Sirens during the voyage of Odysseus but he fails to give a physical description. The image seen here shows an old black and white film of Homer's tale depicting the sirens in mermaid form. Ovid on the other hand writes that the mermaids were born from the burning galleys of the Trojans where the timbers turned into flesh and blood and the 'green daughters of the sea'.

Poseidon and Neptune were often depicted as half-man and half-fish but the most popular motif of the ancient world that depicts mermen was the representations of the tritons, TRITON being the son of the powerful sea-god. A detail of the vase shown and other typical triton motifs can be seen from these periods in the Art Gallery. Besides the vase is the trident, known to have been carried by the sea-god and thought to be magical, the figure of Poseidon in the film *Jason and the Argonauts*, 1973 is shown with the trident. Specimens of tritons in classical times were said to be found at Tanagara and Rome, according to Pausanias, it is presumed by scholars today that they were fakes, just like those mermaid remains that one could find in the later nineteenth century freak shows, but more information on these later. The Nereids, who were the daughters of Nereus and the Oceanides, who were associated with Ocean and the Naiads who lived in the fresh waters of the ancient world, while being water creatures were depicted as humans and not merpeople.

The British Isles too had their fair share of merfolk mythology. The Cornish knew mermaids as Merrymaids; the Irish knew them as Merrows or Muirruhghach and some sources write that they lived on dry land below the sea and had enchanted caps that allowed them to pass through the water without drowning, while the women were very beautiful the men had red noses, were piggy eyed, with green hair and teeth and a penchant for brandy.

The neck are to be found in Scandanavia, along with the Havfrue (merman) and the Havmand (mermaid), the neck however were able to live in both salt- and fresh-water. The Norwegian mermaid known as Havfine were believed to have very unpredictable tempers. Some were known to be kind, others to be incredibly cruel; it was considered unlucky to view one of these havfine.

The German Mythologies of mermaids are plenty. There are the Meerfrau; the Nix and the Nixe who were the male and female fresh-water inhabitants and it was believed that they were treacherous to men. The nixe lured men to drown while the nix could be in the form of an old dwarfish character or as a golden-haired boy and in Iceland and Sweden could take the form of a centaur. The nix also loved music and could lure people to him with his harp, if he was in the form of a horse he would tempt people to mount him and then dash into the sea to drown them. While he sometimes desired a human soul he would often demand annual human sacrifices. There was also a more elvin kind of Nixies that would sometimes appear in the market, she could be identified by the corner of her apron being wet. If they paid a good price it would be an expensive year but if they paid a low price the prices for that year would remain cheap. In the Rhine were to be found the Lorelei from which the town took its name. The Germans also knew the Melusine as a double-tailed mermaid as did the British heraldry as well. There is a double-tailed mermaid to be found in the Art Gallery.

Russian mythology includes the daughters of the Water-King who live beneath the sea; the water-nymph that drowns swimmers known as the Rusalka and the male water-spirit known as the Vodyany who followed sailors and fishermen.

The Africans believed the tales of a fish-wife and river-witches. What we have seen here is the beginnings of the mermaid mythology that starts with the merman depictions of water-deities and other such pagan deities. The stories of mermaids as one may think of today, were formed after the rise of Christianity.

References

1. <http://www.aif.ru/dontknows/about/1184806>
2. <http://russian7.ru/2014/11/7-glavnykh-tajjn-okeana/>

OXYGEN IN THE OCEAN

T.N. Kolchegosheva, K.S. Protzenko

Scientific advisor associate professor, N.Y. Gutareva.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

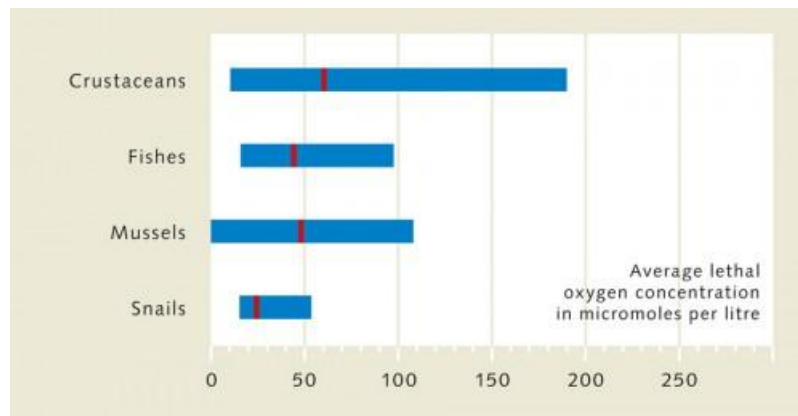
The World Ocean is the interconnected system of the Earth's oceanic (or marine) waters, and comprises the bulk of the hydrosphere, covering almost 71% of the Earth's surface, with a total volume of 1.332 billion cubic km. [3].

The chemistry of the ocean is vast and mysterious. Oxygen plays a particularly important role in the lives of the world's oceans.

Carbon dioxide, which occurs in relatively small amounts in the atmosphere, is both a crucial substance for plants, and a climate-threatening gas. Oxygen, on the other hand, is not only a major component of the atmosphere, it is also the most abundant chemical element on the Earth. The emergence of oxygen in the atmosphere is the result of a biological success model, photosynthesis, which helps plants and bacteria to convert inorganic materials such as carbon dioxide and water to biomass. Oxygen is, and continues to be generated by this process. The biomass produced is, for its part, the nutritional foundation for consumers, either bacteria, animals or humans. These consumers cannot draw their required energy from sunlight as the plants do, rather they have to obtain it by burning biomass, a process that consumes oxygen. Atmospheric oxygen on our planet is thus a product, as well as the elixir of life [1].

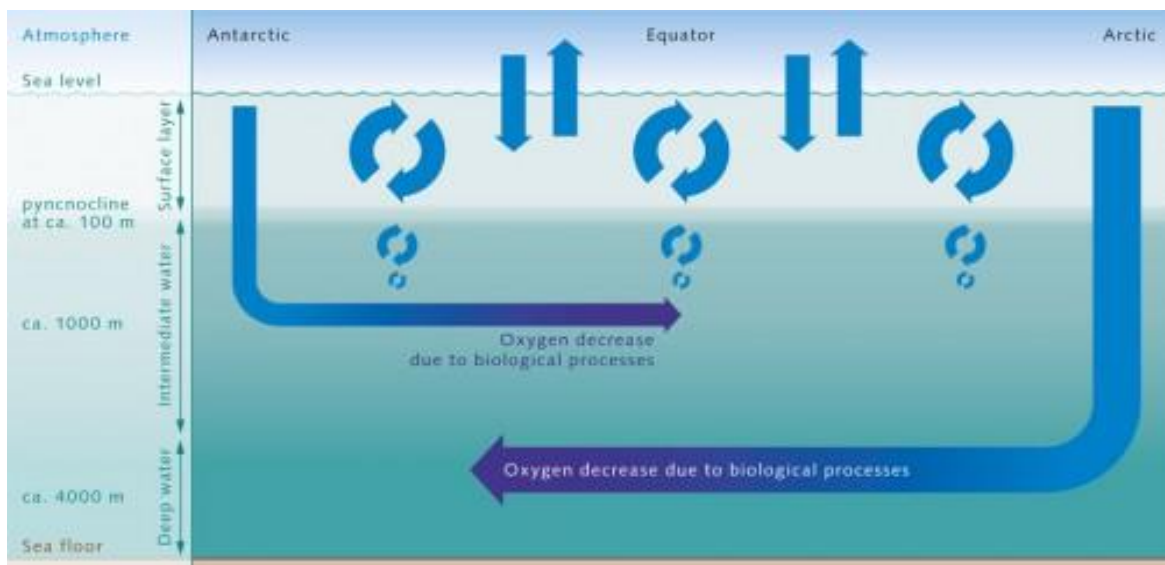
Marine animals react in different ways to oxygen deficiency. Many species of snails, for instance, can tolerate lower O₂ levels than fish or crabs. The diagram shows the concentration at which half of the animals die under experimental conditions. The average value is shown as a red line for each animal group. The bars show the full spectrum: some crustaceans can tolerate much lower O₂ concentrations than others.

Oxygen budget for the world ocean



Pic.1 Oxygen and animals

Just like on the land, there are also photosynthetically active plants and bacteria in the ocean, the primary producers. Annually, they generate about the same amount of oxygen and fix as much carbon as all the land plants together. This is quite amazing. After all, the total living biomass in the ocean is only about one two-hundredth of that in the land plants. This means that primary producers in the ocean are around two hundred times more productive than land plants with respect to their mass. This reflects the high productivity of single-celled algae, which contain very little inactive biomass such as, for example, the heartwood in tree trunks.



Pic.2 The oxygen cycle

Oxygen from the atmosphere enters the near-surface waters of the ocean. This upper layer is well mixed, and is thus in chemical equilibrium with the atmosphere and rich in O_2 . It ends abruptly at the pycnocline, which acts like a barrier. The oxygen-rich water in the surface zone does not mix readily with deeper water layers. Oxygen essentially only enters the deeper ocean by the motion of water currents, especially with the formation of deep and intermediate waters in the polar regions. In the inner ocean, marine organisms consume oxygen. This creates a very sensitive equilibrium.

Photosynthetic production of oxygen is limited, however, to the uppermost, sunlit layer of the ocean. This only extends to a depth of around 100 metres and, because of the stable density layering of the ocean, it is largely separated from the enormous underlying volume of the deeper ocean. Moreover, most of the oxygen generated by the primary producers escapes into the atmosphere within a short time, and thus does not contribute to oxygen enrichment in the deep water column. This is because the near-surface water, which extends down to around 100 metres, is

typically saturated with oxygen by the supply from the atmosphere, and thus cannot store additional oxygen from biological production. In the inner ocean, on the other hand, there is no source of oxygen. Oxygen enters the ocean in the surface water through contact with the atmosphere. From there the oxygen is then brought to greater depths through the sinking and circulation of water masses. These, in turn, dynamic processes are that are strongly affected by climatic conditions.

Three factors ultimately determine how high the concentration of dissolved oxygen is at any given point within the ocean:

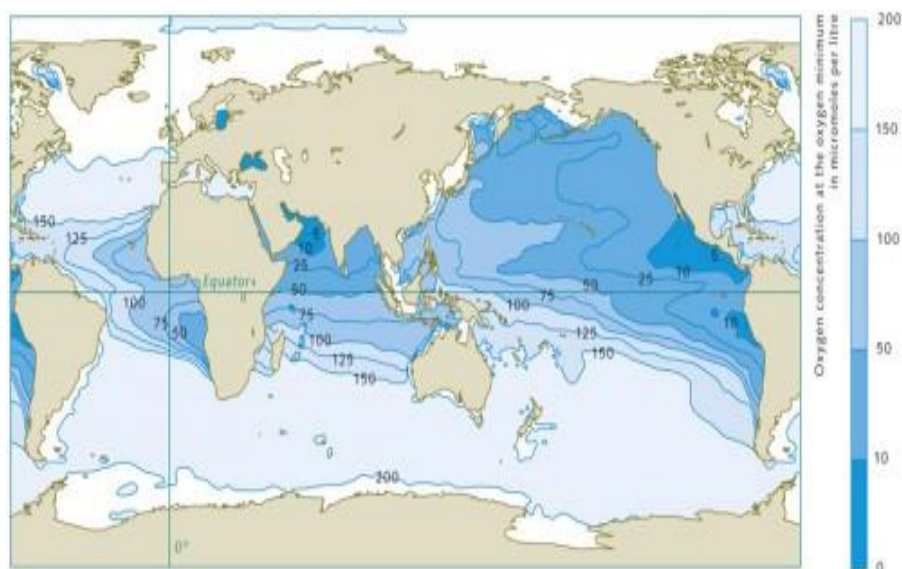
The initial oxygen concentration that this water possessed at its last contact with the atmosphere.

The amount of time that has passed since the last contact with the atmosphere. This can, in fact, be decades or centuries.

Biological oxygen consumption that results during this time due to the respiration of all the consumers. These range from miniscule bacteria to the zooplankton, and up to the higher organisms such as fish.

The present-day distribution of oxygen in the internal deep ocean is thus determined by a complicated and not fully understood interplay of water circulation and biological productivity, which leads to oxygen consumption in the ocean's interior. Extensive measurements have shown that the highest oxygen concentrations are found at high latitudes, where the ocean is cold, especially well-mixed and ventilated. The mid-latitudes, by contrast, especially on the western coasts of the continents, are characterized by marked oxygen-deficient zones. The oxygen supply here is very weak due to the sluggish water circulation, and this is further compounded by elevated oxygen consumption due to high biological productivity. This leads to a situation where the oxygen is almost completely depleted in the depth range between 100 and 1000 metres. This situation is also observed in the northern Indian Ocean in the area of the Arabian Sea and the Bay of Bengal.

Different groups of marine organisms react to the oxygen deficiency in completely different ways, because of the wide range of tolerance levels of different marine animals to oxygen-poor conditions. For instance, crustaceans and fish generally require higher oxygen concentrations than mussels or snails. The largest oceanic oxygen minimum zones, however, because of their extremely low concentrations, should be viewed primarily as natural dead zones for the higher organisms, and by no means as caused by humans [1].



Pic.3 The distribution of oxygen in the ocean

Marine regions with oxygen deficiencies are completely natural. These zones are mainly located in the mid-latitudes on the west sides of the continents. There is very little mixing here of the warm surface waters with the cold deep waters, so not much oxygen penetrates to greater

depths. In addition, high bioproductivity and the resulting large amounts of sinking biomass here lead to strong oxygen consumption at depth, especially between 100 and 1000 metres.

References

1. <http://worldoceanreview.com>;
2. http://simple.wikipedia.org/wiki/World_Ocean
3. Spilhaus, Athelstan F. 1942 (Jul.).
Maps of the whole world ocean." *Geographical Review* (American Geographical Society). Vol. 32 (3): pp. 431-5.
4. Danabasoglu, Gokhan ; McWilliams, James C.; & Gent, Peter R. 1994,
"The role of mesoscale tracer transports in the global ocean circulation". *Science*: v ol. 264. (no. 5162), pp. 1123 – 1126;
5. "Ocean". *The Columbia Encyclopedia*, 6th ed. 2003. New York: Columbia University Press;

UNDERWATER SEISMIC ACQUISITION IN ARCTIC ENVIRONMENT

D.A. Mikheenko

Scientific advisors senior teacher V.V. Rostovtsev, associate professor N.Y. Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In 2008 USGS (U.S. Geological Survey) published their report about geological surveys carried out all over the world. Main objective of this survey was to detect the most appropriate and undiscovered oil basins and estimate resources of hydrocarbons there. According to this report the largest undiscovered resources of hydrocarbons are concentrated in the Arctic. Of particular interest to scientists are certain territories like Arctic Alaska, Amerasian Basin, East Greenland Rift Basin, East Barents Basin and West Greenland-East Canada territory. These localities are expected to contain over 90 billion barrels of oil, 1669 trillion cubic feet of natural gas and 44 billion barrels of natural gas liquids [4].

Table 1

Main Arctic hydrocarbon basins

Main oil-bearing areas (million barrels of oil)		Main gas-bearing areas (billion cubic feet of natural gas)	
Arctic Alaska	29960,88	West Siberian Basin	651498,56
Amerasian Basin	9723,58	East Barents Basin	317557,97
East Greenland Rift Basin	8902,13	Arctic Alaska	221397,60
East Barents Basin	7406,49		
West Greenland-East Canada	7274,40		

From the given above data it is obvious that 70% of the prospective oil reserves occur in five main provinces and more than 70% of undiscovered gas resources belong to the other three. With respect to location of all these resources it should be noted that 84% of them are expected to be found offshore [4]. The well known fact that the continental shelf is the biggest storage of hydrocarbons is completely confirmed by this survey. These findings suggest that the Arctic will not remain an isolated territory which waits for better times to be “discovered”, on the contrary, it will be surveyed by oil companies from every corner of the world. Moreover, exploration geophysical methods will take main and worthy part of these campaigns.

Arctic conditions are really tough and make a real trial for both living beings and equipment. The coldest month is January with temperature falling to 50 degrees below zero. This temperature is characteristic of Siberian Area in Arctic District – one of the coldest areas in the Arctic. Over the most extensive shelf area which contains oil deposits belonging to Arctic Alaska, the temperature is 36 degrees below zero in winter and 5 degrees above zero in June which is the

warmest month there. The biggest part of Arctic water space is covered by migrating ice: approximately 11 million of km² in winter and 8 million of km² in summer. Such distinctive feature of the Arctic partly depends on solar radiation and permanent alteration of world drifts. Numerous icebergs and hummocks drifting among Franz Josef Land, Canada and Canadian Arctic Archipelago represent a real danger for vessels, which are necessary part of any survey.

With regard to marine seismic surveys, it should be pointed out that they are applicable for three main objectives: for field prospecting, specification of information about previously found deposits and for hydrocarbon production control on a field [1]. In this respect the Arctic is not an exception, however there are some limitations.

Vessel seismic surveys, commonly applied for field prospecting, can be employed in the Arctic as well but the procedures will vary. For instance, in iceless area 3-D seismic technology can be used as there is enough space for manoeuvre of a vessel. 2-D survey can be used in this environment as well. East and South part of Barents Basin are among areas which remain iceless all the year round, that condition facilitates the application of both methods. On the contrary in waters of the Greenland Sea, which is covered by ice during the biggest part of the year, the conduct of vessel surveys may become problematic. However, even in this case it is possible to overcome this obstacle. Although application of special icebreaker can provide a chance to do 2-D seismic surveys, for 3-D surveys, iceless path in water will not be sufficient to trail an entire 3-D array with at least 6 km length and 500 metres in width [1]. The problem of dimensions of acquisition configuration is one of the main challenges related to seismic surveys in ice water. Even the smallest 2-D system (vessel + one streamer + one source) has the length of 6 km at least and it is hard enough to tow it directly behind the vessel along a tiny path through the ice. Nevertheless, Norway and Canada have already acquired some experience in this area.

The systems for seismic survey conducted in the Arctic are mainly based on the use of special bottom deployed equipment. The most sophisticated and wide-spread is Ocean Bottom Cable system (OBC), which is successfully utilized all over the world, thus it can become the subject of special interest.

The main distinctive feature of this system as compared with conventional systems is that there is no need to tow all the streamers behind the vessel. They are deployed on the sea bottom and the only thing to be towed is a source array. The employment of 4-C receivers (3 geophones and 1 hydrophone) provides an opportunity to get more accurate data on rock particle movement in any dimension. There are modifications of this system for 3-D marine seismic survey and for 4-D marine seismic exploration [1]. Both of them have many features in common, but they are intended for different targets. The simple 3-D modification is intended for a single survey of the area while the second one is utilized for permanent reservoir monitoring. In comparison with conventional systems there are a lot of advantages of 3-D OBC system modification. High accuracy and advanced processing data capability, facility to work in shallow water, virtually unlimited offsets, high spatial resolution, design flexibility and ability to obtain coverage in congested fields (if pipelines are at the bottom and rigs are near) are among them. Alongside with the whole range of the benefits there are some serious drawbacks, which can produce a number of difficulties and restrict the application of this method. The main and the most troublesome one is connected with fleet size. To conduct the survey it is vital to have at least three vessels at disposal. The first and the second vessels will operate OBC systems and receive signals at the same time while the third one is used as a source. Moreover, one more vessel is needed, this one will be connected with all bottom cables and receive data from them. As this last vessel is equipped with major hardware and software it is usually the most expensive in a fleet. Moreover, this vessel causes a real problem for getting accurate data and doing all work in time. Permanent movements and reconnections to bottom cables result in a great waste of time and fuel, and can bring about uncertainty in bottom cables position. Currently there occurred a solution to this problem. It is connected with the usage of special recording buoys instead of the main vessel. The system was first successfully tested on the Ekofisk field (North Sea) in the fall of 2002.

Geophone positioning brings about a different problem. When the array of plenty of geophones is being deployed at the bottom it is necessary to consider that each of them should have

an appropriate position which allows straight vertical resolution. That constitutes a challenge. There are some ways of solving this problem: to use Remote Operation Vehicles (ROV) to deploy our geophones and hydrophones, to add inclinometers to each geophone, to employ omnidirectional geophones or utilize special accelerometers instead of geophones. Application of ROVs and getting sufficient accuracy increase cost of the surveys. Employment of streamers with inclinometers affects survey price and dimensions of the equipment. Omnidirectional geophones often influence signal-to-noise ratio in some data processing procedures (as a consequence, the usual frequency is 12-20Hz). Utilizing special accelerometers instead of geophones is not a new technology intended to solve the above mentioned problem. I/O Company with its VectorSeis accelerometer can serve as an example. This one is capable to determine vertical orientation with great accuracy - up to a few tenths of a degree. The entire system was named VSO (VectorSeis Ocean) and was tested with recording buoys on the Ekofisk field. The first commercial VSO system with six cables was used in the Gulf of Mexico (in 2005) with approximately 1.500 4-component station on 25-meter spacing [2].

Many companies around the world utilize 4-D seismic surveys at the production stage to detect main fluid movements inside the formation i.e. to produce permanent reservoir monitoring. These surveys are also called 4-D seismic surveys. As in the previous case OBC is the system commonly used around the world, but there is no need to use three or more vessels, two or even one is generally necessary in some cases. The first vessel is with sources and another one is needed to deploy the cables. In some instances it is possible to arrange the OBC system on the bed and forget about service of this vessel until the survey ends. The receiving vessel is not always required. The receiving stations may be located on the land, right in the sea or on the rig. It depends on the target of the survey – to explore exactly the single bordered area over a very long period. To arrange OBC like in the previously described case ROVs can be utilized [1]. Accelerometers can be used instead of geophones too. 4-D seismic surveys in the Arctic give a great opportunity to carry out and test new methods like OBC for operations in such tough conditions. An icebreaker to deliver the equipment on ice is one thing that is essential. The geophysicist crew should merely deploy all equipment in special observation station. The subsequent exploration operations are carried out by ROVs. All the data will be transmitted to special stations by wireless connection with each other and main data analysis station. This idea may sound a bit weird, but there appeared some interesting patents in this area [3].

In conclusion it should be noted that the summary of investigations conducted in the Arctic environments is intended to consider the prospects of Arctic exploration for Russia. As one of the biggest players on the Arctic field Russia has all the chances to become the main oil-producer and major country involved in shelf-exploration activities in this region. To set this objective is of the same importance as the task to achieve it. Nowadays Russia has insufficient experience in the fields of the Arctic research conduct, rig operation and special vessels engineering. The latest request of Russia to increase basic 322-km area of shelf boundaries was declaimed by the Commission. However, if we could prove that the Lomonosov and the Mendeleev ridges have continental origin, connected with Russian territory, we would have all the chances to get adjacent territories in our ownership. There were three main expeditions to the North Pole: “Arctic-2005” to claim Mendeleev ridge in our property, “Arctic-2007” to prove that Lomonosov ridge is a prolongation of Siberian continental shelf and “Arctic-2010” to prove and confirm all the previous data. Russian officials claimed the application to the Commission with the request of including both ridges in the shelf territory of Russia. That was feedback for the similar Canadian officials’ request.

Nevertheless, at present we should bear in mind to contribute to development of fleet for exploratory surveys and oil rig industry. There are several appropriate vessels which are able to carry out marine seismic surveys in Russia. Most of them belong to Sevmorneftegeofizika and Dalmorneftegeofizika – the world-known companies, involved in marine geophysical surveys. The situation with oil rigs is vague – nowadays the country is forced to buy them abroad. This branch of industry is really undeveloped in our country; therefore Russian companies have to buy these construction assemblies in Norway – the world’s leader in this area. Thus, the Arctic exploration

leadership requires development of oil rig construction facilities and the Arctic directed industry in general.

References

1. IAGC, Marine Seismic Operations Overview. – March, 2002.
2. Musser J., Ridyard D. A Robust Approach to 4-D Obc Acquisition // Oil & Gas Eurasia. №6. June. 2005.
3. Pat.PCT/US08/08400 USA. Undersea Seismic Acquisition Michael W. Norris, Marvin L. Johnson. Claimed. 09.07.2008; Published. 22.07.2010.
4. USGS, Arctic Oil & Gas Resource Report. 2008.

BIOTESTING CAN HELP TO ESTABLISH LEVEL OF ENVIRONMENTAL CONTAMINATION

A.S. Mishunina

Scientific adviser associate professor R.N. Abramova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The city is the territory which clearly shows human impact on the environment. The increasing population, industry and vehicles are invariably accompanied by changes in environment and landscape. An integral part of our lives are cars, roads, parking and railways. The average car emits into the atmosphere (kg. /in one year): monooxide of Carboneum (CO)-135, oxides of nitrogen(NO_x)-25, hydrocarbons(C_xH_y)-20, sulfur oxides(SO_x) - 4, firm particles-1,2 [1].

Naturally, this is reflected in the life of microorganisms, plants and etc. Plants as producers of systems, can show the full range of stressful effects on the system.

On the whole, bioindication methods are highly effective in assessing the ecological status of the territory, so living systems are very sensitive to changes in the environment and have the ability to react before these changes become apparent.

Moreover, the nature can serve as an indicator of the level of contamination of the environment and to humans.

The intensity of influence of factors of environment on organisms is various as well as organisms are various on the properties. One of indicators of transformation of environment and its impact on a live organism is symmetry disturbance. For example, we used indicator “berezа povislaya” (Fig. 1).



Fig.1 Measurements of the angle between the veins

The aim of our scientific work was to determine the level of contamination of several sections of the city of Tomsk, along Lenin Avenue (Fig. 2).

All of them were characterized by the largest number of trees. For the analysis we used only the middle-aged plants (avoiding the young and old) from different parts of Lenin Avenue. Leaves were taken from the bottom of the crown, also we collected leaves from short shoots.

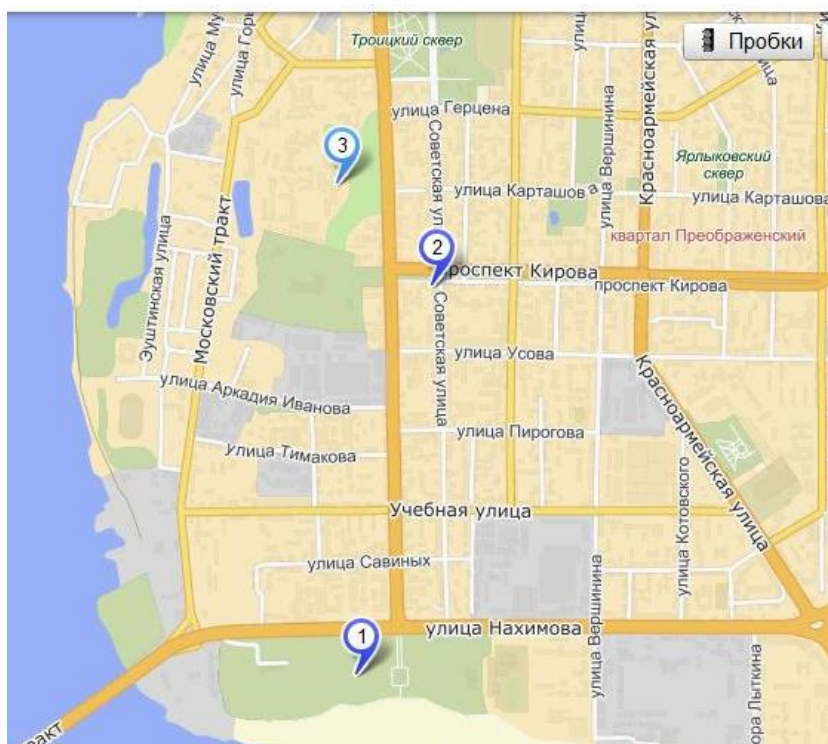


Fig.2 Sampling Plans for bioindication

As a result of scientific researches established that for main road near Lagernyy garden value of asymmetry is maximum (3 points from five possible). Around a university patio this indicator corresponded to conditional norm (1 point). The university grove of TGU (values of asymmetry of leaves of a birch are close to zero) is the purest place.

Because the number of trees at selected sites was similar, the differences in the results, in our opinion, can be explained by the lack of cars in the vicinity of trees, almost a small number of them in the patio of TPU and high traffic at the border of Lagernyy garden.

What works are necessary to do for prevention of negative influence on the person of human impact? Searches of ways of improvement of living conditions in the cities, were one more of the most important directions of the theory and practice of the Soviet town planning, but also now these questions remain actual. Ecologization of municipal economy represents difficult multi-component, multi-factor system (social, economic, resource, nature protection) relationship of the person and the nature. By researches of the Soviet scientists - hygienists, climatologists, biologists, architects and engineers – it is established that green plantings figure at improvement of living conditions in the cities and in their accomplishment [2].

Thus, for improvement of an ecological situation it is necessary to select and place skillfully in the territory all elements: roads and platforms; plants (trees, bushes, flowers and herbs); various constructions (pavilions, arbors, bridges, fences, parkings) and subjects of decorative registration (fountains, sculptures).

References

1. Baranovskaya. N.V. Workshop on the general biology: workshop / N.V. Baranovskaya, M.P. Chubik – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2009. – 38 p.
2. Lukashevich. O.D. Practical work on the ecology and protection environment. Methodical manual / O.D. Lukashevich, M.V. Kolbek – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2004. – 82 p.

ENVIRONMENTAL IMPACT OF RADIOACTIVE WASTE**S.N. Nikolaenko**

Scientific advisor senior lecturer E.S. Malakh

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The environmental impact of nuclear power results from a number of factors, among them the nuclear fuel cycle, the effects of nuclear accidents and operation of nuclear plants and other nuclear power-based facilities. All this combined significantly contributes to both public radiophobia and growing awareness of governments in the context of careful maintenance and construction of nuclear plants. From the historic perspective, the most disastrous release of radioactive materials took place in 1979 (Three Mile Island), 1986 (Chernobyl disaster), and 2011 (Fukushima I Nuclear Power Plant). The first two accidents, along with high construction costs, ended the rapid growth of global nuclear power capacity, while the latter, caused by Japanese tsunami, triggered hydrogen gas explosions and partial meltdowns. The large scale release of radioactivity resulted in mass evacuation of the population from a 20 km exclusion zone set up around the power plant, similar to the 30 km radius Chernobyl Exclusion Zone.

All radioactive waste can be classified in a number of ways. Radioactive wastes comprise a variety of materials requiring different types of management to protect people and the environment. They are normally classified as low-level, medium-level or high-level wastes, according to the amount and types of radioactivity in them. Another factor in managing wastes is the time that they are likely to remain hazardous. This depends on the kinds of radioactive isotopes in them, and particularly the half-lives characteristic of each of those isotopes. The half-life is the time it takes for a given radioactive isotope to lose half of its radioactivity [7]. After four half lives the level of radioactivity is 1/16th of the original and after eight half lives 1/256th, and so on. The various radioactive isotopes have half-lives ranging from fractions of a second to minutes, hours or days, through to billions of years. Radioactivity decreases with time as these isotopes decay into stable, non-radioactive ones. The rate of decay of an isotope is inversely proportional to its half-life; a short half life means that it decays rapidly. Hence, for each kind of radiation, the higher the intensity of radioactivity in a given amount of material, the shorter the half lives involved.

Around 20–30 tons of high-level waste are produced per year per nuclear reactor. The world's nuclear fleet creates about 10,000 metric tons of high-level spent nuclear fuel each year. Several methods have been suggested for final disposal of high-level waste, including deep burial in stable geological structures, transmutation, and removal to space. So far, none of these methods have been implemented. There is an "international consensus on the advisability of storing nuclear waste in deep underground repositories, but no country in the world has yet opened such a site. Nuclear reprocessing may reduce the volume of high-level waste; however, by itself does not reduce radioactivity or heat generation and therefore does not eliminate the need for a geological waste repository. Reprocessing has been politically controversial because of the potential to contribute to nuclear proliferation, the potential vulnerability to acts of nuclear terrorism, the political challenges of repository siting (a problem that applies equally to direct disposal of spent fuel), and because of its high cost compared to the once-through fuel cycle.

Moderate amounts of low-level waste are produced through chemical and volume control system (CVCS). This includes gas, liquid, and solid waste produced through the process of purifying the water through evaporation. Liquid waste is reprocessed continuously, and gas waste is filtered, compressed, stored to allow decay, diluted, and then discharged. The rate at which this is allowed is regulated and studies must prove that such discharge does not violate dose limits to a member of the public. Solid waste can be disposed of simply by placing it where it will not be disturbed for a few years. There are three low-level waste disposal sites in the United States in South Carolina, Utah, and Washington. Solid waste from the CVCS is combined with solid radioactive waste that comes from handling materials before it is buried off-site.

Most commercial nuclear power plants release gaseous and liquid radiological effluents into the environment; the total amount of radioactivity released depends on the power plant, the regulatory requirements, and the plant's performance. Atmospheric dispersion models combined

with pathway models are employed to accurately approximate the dose to a member of the public from the effluents emitted. Radioactivity tends to diminish over time, so waste is typically isolated and stored for a period of time until it no longer poses a hazard. The period of time waste must be stored depends on the type of waste.

As for the low-level waste, it is typically characterized by low levels of radioactivity per mass or volume (such as some common medical or industrial radioactive wastes) may need to be stored for only hours or days while high-level waste (such as spent nuclear fuel or by-products of nuclear reprocessing) must be stored for a year or more. Current major approaches to managing radioactive waste have been segregation and storage for short-lived wastes, near-surface disposal for low and some intermediate level wastes, and deep burial or transmutation for the high-level wastes. When dealing with long-term radioactive waste management solutions, the time frames in question range from 10,000 to millions of years. A summary of the amounts of radioactive wastes and management approaches for most developed countries are presented and reviewed periodically as part of the International Atomic Energy Agency (IAEA) Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management.

Nuclear waste storage is another crucial issue to solve the problem of radioactive pollution and its detrimental impact on the environment. Storage facilities need to be built to certain specifications to ensure that nuclear waste does not leak out. Also, these facilities need to be built to last thousands of years. The most important specification include isolation from the water table. Climate change also needs to be addressed because global warming could eventually raise the water table, this could be detrimental if a storage facility were ever to leak [2]. Also, there must be a low risk of surface earthquakes or volcanoes as these could disturb waste storage facilities. Finally, a low risk of surface erosion should be present, especially when building underground facilities, so that storage facilities are not inadvertently uncovered.

Radiation doses of different sizes, delivered at different rates of the body, can cause different types of health effect at different times [1]. A very high dose to the whole body can cause death within weeks. An absorbed dose of 5 gray or more received instantaneously would probably be lethal, unless treatment were given, because of damage to the bone marrow and the gastrointestinal tract. The atomic bombings of Hiroshima and Nagasaki resulted in high acute doses of radiation to a large number of Japanese, allowing for greater insight into its symptoms and dangers. Radiation may come from either an external source, such as an x-ray machine, or an internal source, such as an injected radioisotope. The impact of radiation on living tissue is complicated by the type of radiation and the variety of tissues. In addition, the effects of radiation are not always easy to separate from other factors, making it a challenge at times for scientists to isolate them [2]. One of the most detrimental radiation impacts is cancer which is produced if radiation does not kill the cell but creates an error in the DNA blueprint that contributes to eventual loss of control of cell division, and the cell begins dividing uncontrollably. This effect might not appear for many years. Cancers induced by radiation do not differ from cancers due to other causes, so there is no simple way to measure the rate of cancer due to radiation. A large increase in the incidence of thyroid cancer has occurred among people who were young children and adolescents at the time of the accident and lived in the most contaminated areas of Belarus, the Russian Federation and Ukraine [3]. This was due to the high levels of radioactive iodine released from the Chernobyl reactor in the early days after the accident. Radioactive iodine was deposited in pastures eaten by cows who then concentrated it in their milk which was subsequently drunk by children [4]. This was further exacerbated by a general iodine deficiency in the local diet causing more of the radioactive iodine to be accumulated in the thyroid. Since radioactive iodine is short lived, if people had stopped giving locally supplied contaminated milk to children for a few months following the accident, it is likely that most of the increase in radiation-induced thyroid cancer would not have resulted.

Ionizing radiation is a known cause of certain types of leukaemia (a malignancy of blood cells). An elevated risk of leukaemia was first found among the survivors of the atomic bombings in Japan some two to five years after exposure. Recent investigations suggest a doubling of the incidence of leukaemia among the most highly exposed Chernobyl liquidators. No such increase

has been clearly demonstrated among children or adults resident in any of the contaminated areas. From the experience of the Japanese bomb survivors it is possible that a large proportion of the leukaemia cases that could be linked to Chernobyl have already occurred, now that 20 years have passed since the accident. However, further studies are needed to clarify this. While scientists have conducted studies to determine whether cancers in many other organs may have been caused by radiation, reviews by the WHO Expert Group revealed no evidence of increased cancer risks, apart from thyroid cancer, that can clearly be attributed to radiation from Chernobyl [1, 6]. Aside from the recent finding on leukaemia risk among Chernobyl liquidators, reports indicate a small increase in the incidence of pre-menopausal breast cancer in the most contaminated areas, which appear to be related to radiation dose. Both of these findings, however, need confirmation in well-designed epidemiological studies. The absence of demonstrated increases in cancer risk - apart from thyroid cancer – is not proof that no increase has occurred [3, 6]. Based on the experience of atomic bomb survivors, a small increase in the risk of cancer is expected, even at the low to moderate doses received. Such an increase, however, is expected to be difficult to identify.

An increased number of cancer deaths can be expected during the lifetime of persons exposed to radiation from the accident. Since it is currently impossible to determine which individual cancers were caused by radiation, the number of such deaths can only be estimated statistically using information and projections from the studies of atomic bomb survivors and other highly exposed populations. It should be noted that the atomic bomb survivors received high radiation doses in a short time period, while Chernobyl caused low doses over a long time [6]. This and other factors, such as trying to estimate doses people received some time after the accident, as well as differences in lifestyle and nutrition, cause very large uncertainties when making projections about future cancer deaths. In addition, a significant non-radiation related reduction in the average lifespan in the three countries over the past 15 years caused by overuse of alcohol and tobacco, and reduced health care, have significantly increased the difficulties in detecting any effect of radiation on cancer mortality.

The Chernobyl accident led to extensive relocation of people, loss of economic stability, and long-term threats to health in current and possibly future generations. Widespread feelings of worry and confusion, as well as a lack of physical and emotional well-being were commonplace. The dissolution of the Soviet Union soon after the Chernobyl accident, and the resultant instability in health care, added further to these reactions [5]. High levels of stress, anxiety and medically unexplained physical symptoms continue to be reported among those affected by the accident. The accident has had a serious impact on mental health and well-being in the general population, mainly at a sub-clinical level that has not generally resulted in medically diagnosed disorders [6]. Designation of the affected population as “victims” rather than “survivors” has led to feelings of helplessness and lack of control over their future. This has resulted in excessive health concerns or reckless behaviour, such as the overuse of alcohol and tobacco, or the consumption of mushrooms, berries and game from areas still designated as having high levels of radioactive caesium.

Reference

1. IAEA. Radiation, People and Environment. 2004, P.15 – 25.
2. Kozenko, M. Genetic applications and health consequences following the Chernobyl nuclear accident / M. Kozenko, A. Chudley // *Clinical genetics*. – 2010. – Vol. 77, № 3. – P. 221 – 226.
3. <http://chernobyl.info/ru-RU/Glavnaya.aspx>
4. http://www.hss.energy.gov/HealthSafety/ohre/roadmap/achre/intro_9_5.html
5. <http://www.ibrae.ac.ru/content/view/159/211/>
6. http://www.who.int/ionizing_radiation/chernobyl/background/en/index.html
7. <http://www.world-nuclear.org/info>

RESEARCH OF ELEMENT COMPOSITION OF DOMESTIC PIGS' TISSUE AND ORGAN ASH (*SUS SCROFA DOMESTICA*)

K.V. Shakirova

Scientific advisors associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

For the stable functioning of subcellular structures, cells, tissues, organs and systems, as well as adequate meeting the need for energy and nutrients any living organism needs a certain amount of daily intake of protein, fat, carbohydrates, and a variety of vitamins and chemicals. Each chemical element, in one form or another, present in the body performs its particular function. Microelements and microelements are the part of a number of enzymes, vitamins, hormones, respiratory pigments, and other biologically active substances. Since there is a close relationship among the elements in the processes of absorption and exchange, the deficit or excess of one of them affecting the other exchange, which may have some influence on the physiological condition of the organs and systems of the body [1].

The elements can accumulate in a living organism and hit the trophic pathways. Between an animal and a man this process takes place in one step only (Figure 1). Because of the high risk of getting heavy metals and toxic elements in the human body through food domestic pigs were chosen as an object of research (*Sus Scrofa Domestica*).

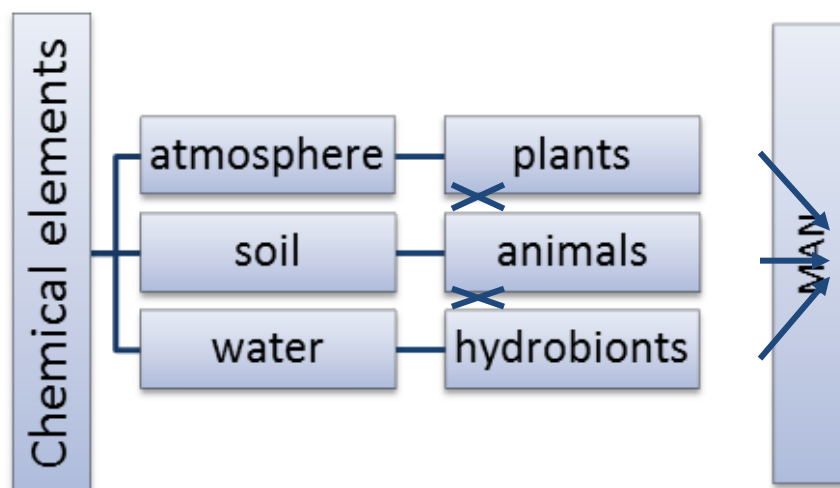


Fig.1 The spread of contaminants through the food chain

Domestic pig (*Sus Scrofa Domestica*) is a kind of a wild boar domesticated about 7,000 years ago. Traditionally, pigs are primarily grown for their meat and widely used in food industry, such as meat, some internal organs and cartilages. In addition, the domestic pig is eaten throughout Russia and the world.

To obtain the most accurate and vivid picture of their accumulation in living organisms, it was decided to take samples in areas with different geo-ecological environment. Twenty-five samples of organs and tissues of domestic pigs were selected in the environmental situation with the weights; they were taken in the village Kizhirovo located 12 kilometers along the wind rose and are subject to impact of city and industrial network of the Northern part of Tomsk. Furthermore, in this area the natural geochemical abnormality associated with the presence Tuganskoye zirconilmenite deposit. Kizhirovo village is a part of the closed administrative-territorial Seversk with other towns, such as Samus, Orlovka Chernilshikovo, Semiozerki with surrounding areas. The economic development base of the closed administrative-territorial Seversk is JSC "Siberian Chemical Combine". Besides, in the North of the industrial zone there located LLC

"Tomskneftekhim" Company "Tomsk match factory" Siberia ", as well as other companies (a total of about 30) [2].

Other twenty-five samples were taken at the farm located in the area with minor technological changes in water intake, subjected to periodic ecological load from the city at changes in wind direction. The background area is located on the leeward area located between the rivers Ob and Tom in the Tomsk region in Verhnesechenovo village 55 km from the city of Tomsk. The population of the village is 224 people [2].

Methods were designed to identify the elemental composition of biological objects, namely the organs and tissues of the domestic pigs. An important requirement for analytical geochemical studies is satisfactory reproducibility and accuracy of determinations. In order to establish the use of the elemental composition of the pig as an indicator of the environment instrumental neutron activation analysis, as well as samples researched with an electron microscope was used.

For the analysis the samples were dried at 600 ° C, then ashed and grinded in an agate mortar to powder, 100 mg of ash was packed in aluminum foil and sent to the instrumental neutron activation analysis.

Living organisms can differ sharply in elemental composition. V.I. Vernadsky pointed out the existence of organisms that contained tens of percent of silicon, aluminum, iron, calcium, strongly enriched in magnesium, potassium, chloride, barium, boron, iodine, manganese, sulfur, strontium, zinc, phosphorus, and other elements [1].

The high content of the element in the organ itself is an evidence of its specific biological role. In cases when bodies or entities with specific functions are considered, identification of the role of accumulated elements is easier. For example, the role of calcium and phosphorus in the formation of bone tissue, gland during hematopoiesis and oxygen transport in blood, iodine in the thyroid gland, etc. was stated long ago. When the function is less specialized in body, the accumulation of elements is not so clear and it is more difficult to define. In such cases, it is considered that it is these organs where elements are involved in the metabolic process [3].

The most interesting are the results of the analysis of domestic pig's respiratory system (*Sus Scrofa Domestica*) (Fig. 2). We see a significant percentage of the prevalence of the chemical elements in the sample from the village Kizhirovo with complicated ecological situation such as uranium, gold, cesium, silver, rubidium, bromine, zinc and sodium. While in the second sample from the village Verhnesechenovo other elements are accumulated such as calcium, chromium, cobalt, strontium.

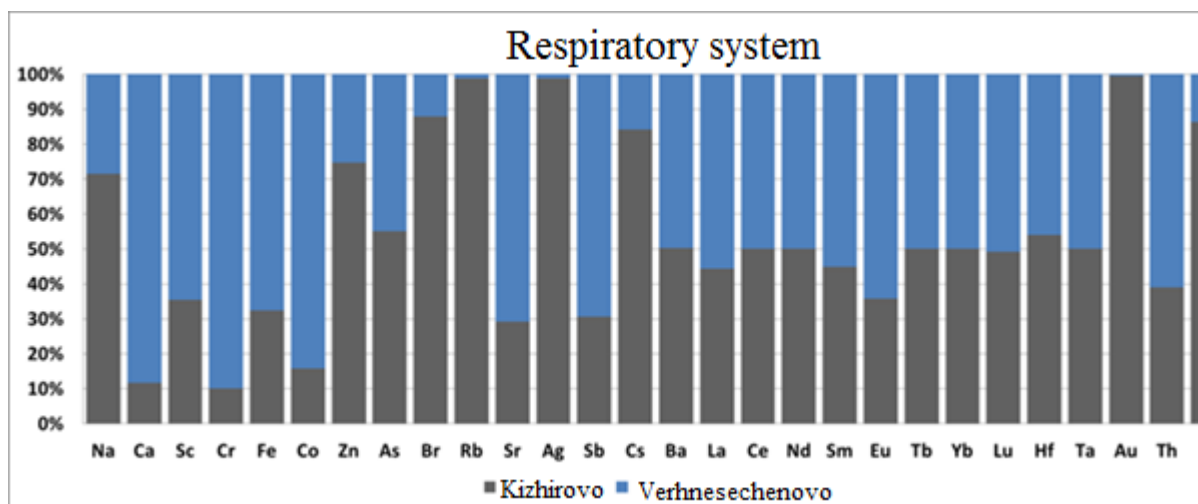


Fig.2 Percentage of chemical elements in the respiratory system pig home (*Sus Scrofa Domestica*)

Accumulation of elements in the respiratory organs shows the effect resulted from the influence of substances in the gaseous phase. This fact suggests that the exposures are all living organisms in the studied area [4].

Samples were also examined under the electron microscope (Hitachi S-3400N). In photos and graphs constructed in the course of the study, we see a dramatic difference in the elemental composition between samples of domestic pigs' bones (*Sus Scrofa Domestica*) from villages Kizhirovo and Verhnesechenovo. In the sample from Verhnesechenovo the main elements are: calcium, phosphorus, oxygen, and a small amount of carbon, sodium, manganese, which is a natural bone tissue. In the sample from Kizhirovo chlorine and potassium reach the highest concentration instead of the high content of calcium and phosphorus, which is an abnormality of the bone tissue. Besides, calcium, phosphorus, carbon, oxygen, sodium, manganese are revealed in small concentrations (Fig. 3-4).

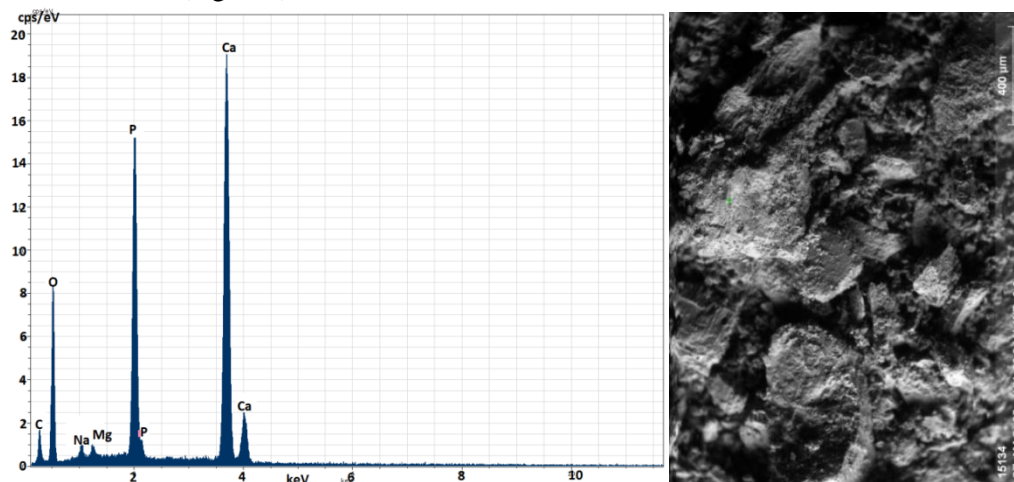


Fig.3 The material composition of domestic pig's tubular bone ash (*Sus Scrofa Domestica*) of Verhnesechenovo village.

A - electron microscopy (magnification 15,130), B - Energy-spectrum of chemical elements in the sample

The accumulation difference in various organs in the samples from Kizhirovo and Verhnesechenovo can be related to nutritional conditions, environmental situation, geology (zirconium sands deposit).

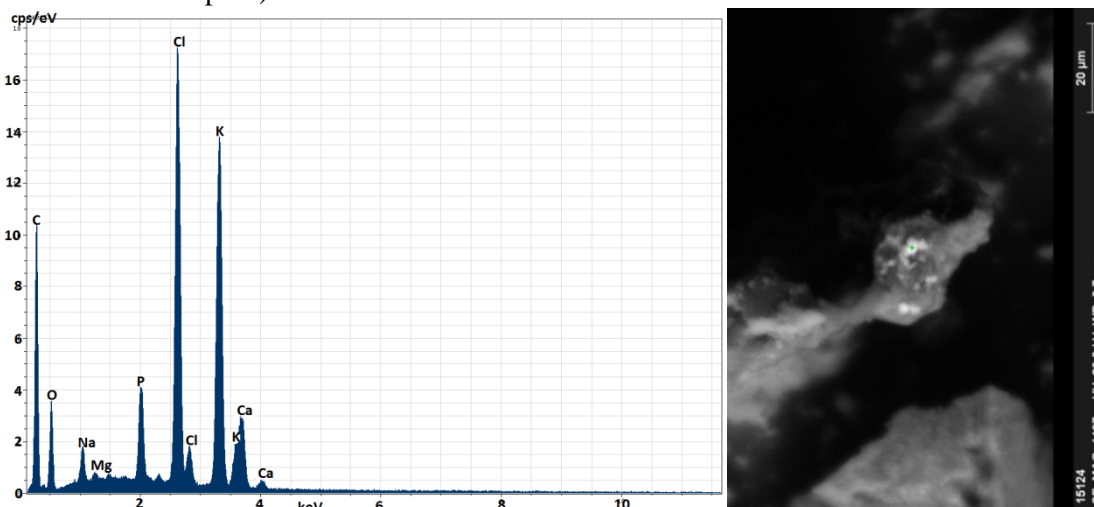


Fig. 4. The material composition of the domestic pig's tubular bone ash (*Sus Scrofa Domestica*) of Kizhirovo village.

A - electron microscopy (magnification 15,130), B - Energy-spectrum of chemical elements in a sample.

The technogenic objects having negative impact on living organisms through environmental pollution have made possible the intake of excessive amounts of heavy metals and toxic elements in food that is harmful for human health [5]. Heavy metals can accumulate and form highly toxic metal-containing compounds, and, as a result, interfere the metabolic cycle of living organisms, causing a number of human and animal diseases, and exhibit a wide range of toxicity.

References

1. Виноградов А. П. Биогеохимические провинции и эндемии // Докл. АН СССР. 1938. – Т 18 – № 4 – 5. – С.483 – 486.
2. Экология Северного промышленного узла г. Томска: Проблемы и решения / Томский государственный университет; под ред. А. М. Адама. – Томск: Изд-во ТГУ, 1994. – 260 с.
3. Bowen H.J. Trace elements in biochemistry. New York-London: Academic Press, 1966. 241 p.
4. Olle Selinus "Essentials of Medical Geology" (Impacts of the Natural Environment on Public Health) Academic Press (First Edition 2005). 832 p.
5. Haines, A., Epstein, P.R., McMichael, A.J., 1993. Global health watch: Monitoring impacts of environmental change. Lancet, 342, 1464 – 69.

OCEAN AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT

M. N. Shatova

Scientific advisor associate professor, Yu.V. Kolbysheva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In 1992 the conception of "sustainable development" (SD) was developed at the United Nations Conference on Environment and Development (UNCED) in Rio de Janeiro. This programme considered the interdependence of issues in environmental conservation, economic and social development of mankind. Thus, the urgency of all these problems in the SD programme framework has become the conceptual basis for the outcome document "Agenda – XXI".

This article is devoted to consider how to use "sustainable development" in respect to oceans and seas, what measures and urgent actions should be taken. Besides, the article shows the necessity and importance of these programmes. To study the possibility of realization and SD programmes functioning, it is essential to understand the structure and interrelation of the main components.

Nowadays the World Ocean development is one of the priority global problems. The World Ocean presents a major part of the biosphere and plays a determining role in sustaining lives on Earth. Its natural potential is the most important nutrition and energy resources, being the common property of mankind. This is one of the bases of interdependence among states, using its space and resources.

Currently as a closed ecological system, the World Ocean hardly withstands the efforts of anthropogenic pressure, and there is a real threat to its death. Therefore, the main problem of the World Ocean is the problem of its survival. As Tur Heyerdal (Norwegian explorer and anthropologist) said: "Dead Ocean is dead planet" [4].

The world community is looking for coordinated ways to solve the global problem of cooperation in using the World Ocean.

Firstly, the awareness of the ocean role and its ecosystems as a biosphere stabilizer grows.

Secondly, the ideas of the necessity to form a global system to prevent negative impacts on the ocean environment consolidate.

Thirdly, the World Ocean development is considered within the global strategy of sustainable development and sustainable economics, environmental and social activities.

Fourthly, there is a strong tendency to develop the cooperation in the World Ocean development among individual countries, regions and the world community as a whole.

Fifthly, the scope of the ocean governance is formed. Therefore, there is a need for some forms of governance to maintain the ocean for its various uses, preferably in a sustainable manner. It means that rules on the ocean management can only be implemented through international agreements [4].

The ocean ecosystem is a dynamic complex of interconnected communities of plants, biological and genetic organisms as well as components of the inorganic environment interacting as a whole. A healthy condition of the ecosystem suggests preserving its structure, capacity and stability to external influences over time and remains stable.

As using oceans and affecting them, the man is an integral part of marine ecosystems.

Positive ecosystem functioning promotes the men's welfare by providing them with marine resources, as well as aesthetic and spiritual satisfaction. Therefore, the assessment of the importance to maintain and restore healthy ecosystems should include social, economic and environmental aspects. The contribution of the World Ocean ecosystems in climate stabilization, oxygen production and biodiversity maintenance as well as substances circulation and, in general, insurance of the sustainability of the planetary biosphere is estimated at 21 trillion dollars (corresponding contribution of continental ecosystems is 12.3 billion dollars) [5].

In order to draw attention of humanity to the ocean problems, since 2009 the World Oceans Day has annually been celebrating on June 8, 2009. This idea was first proposed in 1992 at the summit of the "Planet Earth" in Rio de Janeiro. It was caused by the need to emphasize our involvement and inseparable connection with the ocean as well as to use this day to promote awareness of the important role of the ocean in our lives and the importance of human activity aimed at its protection [1].

The problem of the ocean development was included in "Agenda XXI" as one of the main directions of the civilization development. The World Ocean is the organic part of the biosphere, the development of which has the global economic, environmental and social consequences. In economic terms, the total cost of ocean resources is up to 7 trillion dollars in year. 1 trillion from this amount falls on the extraction of fossil fuels and other mineral raw materials [5].

The share of underwater oil production is 30%, and gas – 50% of the world. The share of maritime transport accounts for 80% of the volume of cargo transportation. Over 1 billion people rely on fish and other seafood as their primary energy source of animal protein. The world fisheries catch reaches 40 million tons per year, and by 2025 it is expected to exceed 100 million tons. The cost of the ocean ecosystems contribution in maintaining life on Earth is 21 billion dollars. This is twice the corresponding figure for land [2]. More than half of the world's population live within 100 km from the coast with two thirds of all cities with over 2.5 million inhabitants. The share of "coastal" population could have been increased to 75% by 2025.

However, the ability of the ocean environment is limited to absorb wastes and neutralize the effects caused by human activity. The ecosystems of the World Ocean are vulnerable, and the transfer of the total anthropogenic impact on this part of the global biosphere can lead to the ecocatastrophe and disasters. Therefore, the World Ocean development is determined as one of the most important directions of "sustainable development" of society. The latter is defined as satisfaction of men's needs with regard to similar rights of future generations [3].

Being based on the interdependence conception, the SD programme to the oceanic activity provides:

the coherence of economic, social and environmental aspects of the World Ocean development and integrated approach to managing the "sustainable development" components;

the unity consideration of the global biosphere in the composition of oceanic, terrestrial and atmospheric constituents;

the coherent and balanced approach to using the limited carrying capacity of ocean part of the biosphere and its ecological potential;

the integrated management in the coastland within a unified, interdependent system of fresh water basins, flooded lands and ocean spaces;

the integrated approach to transsectoral and transborder management in the ocean field, which is agreed with resource, non-resource and environmental potentials within the framework of a specific space.

At the World Ocean development the world community is faced to solve the three major problems. The first problem lies in the interconnection of natural processes and anthropogenic impacts on the ocean environment. The second problem combines the interests of economic development with social justice in the World Ocean use as the common property of mankind. The third problem brings together needs of states, global civil society, business and non-governmental organizations. There is a "cross-interdependence" between all of these problems. None of them can be solved in isolation and by a single entity. Hence, there is an objective necessity to develop the ocean co-governance, opening the possibility to develop the coherent approach to resolve the World ocean problems [4].

The World ocean problem is one of the components of the globalization process. The achieved level of interstate co-management has created a precedent of the package approach to coordinate the interests of separate countries as well as groups of countries on the basis of consensus. The gradual development of a comprehensive system of the ocean co-management could become a mechanism for the governance of globalization with time.

In June 2014 UNESCO has started the platform "Ocean and Climate 2015". The platform will bring together the scientific community and civil society organizations with the aim to put the ocean in the centre of the international debate on climate change. The ocean regulates climate, absorbing more than a quarter of carbon emissions and is a major producer of the world's oxygen. However, increasing CO₂ emissions, acidifying the ocean, along with the over exploitation of marine resources, reduce the capacity of marine eco-systems to adapt to climate change. Thus, in a new agenda the ocean should become a part of the solution in "sustainable development", which is currently formed by the state. According to the Director General this platform is the most important tool to define the ocean as a source of sustainable solutions to climate change, to hold public debates and intensify negotiations [7].

Film screenings and other events for wide audience helps to raise awareness to this topic. Within the World Oceans Day celebration and during the Conferences on Ocean Researches, "open campus" of UNESCO take place, in which more than 300 young people, aged from 12 to 17 years old, discuss the importance of the World ocean and possibilities to save it with experts and sailing legends.

In his message the UN Secretary General Ban Ki-moon on the occasion of the World Oceans Day noted that: "We must ensure that the oceans continue to meet our needs without prejudice for future generations. The oceans regulate the climate in our planet and are a significant source of nutrition. The important world trade ways run over their surface and their depths are able to meet the energy needs of mankind, both in the present and in the future" [8].

In conclusion, it should be noted that "sustainable development" on Earth is impossible without "sustainable development" in the ocean. Only the active interaction of the three components: environmental, social and economic can provide a future worth living and solve serious problems. The work of everyone, who contributes to the ocean development and preservation on Earth, is important. Together we can protect the ocean, and thus, the entire planet.

References

1. Blue Plan, MAP (Mediterranean Action Plan), and UNEP (United Nations Environment Programme). 2005. The Blue Plan's Sustainable Development Outlook for the Mediterranean. Sophia Antipolis, France: Blue Plan. [Electronic resource] www.planbleu.org/publications/UPM_EN.pdf.
2. Don Hinrichsen, The Coastal Population Explosion [Electronic resource] http://oceanservice.noaa.gov/websites/retiredsites/natdia_pdf/3hinrichsen.pdf

3. Juda L. Considerations in Developing a Functional Approach to the Governance of Large Marine Ecosystems // *Ocean Development and International Law*. 1999. Volume 30. № 2.
4. Pisarev V.D. Ocean Governance Diplomacy. // *International Trends*, Volume 5, Issue 2(14), 2007.
5. Pisarev V.D. A Global Crises of the Biosphere? // *International Trends*. Volume 1. Issue 3 (3). September-December 2003
6. The United Nations Development Programme, 2007. Human Development Report 2007/2008: Fighting Climate Change. Human Solidarity in a Divided World. New York: Palgrave Macmillan.
7. The United Nations World Water Development Report 3: Water in a changing world, 2009. [Electronic resource] World Water Forum in Istanbul, Turkey http://www.unesco.org/new/fileadmin/MULTIMEDIA/HQ/SC/pdf/WWDR3_Facts_and_Figures.pdf
8. UNESCO. One Planet, One Ocean. [Electronic resource] <http://www.unesco.org/new/en/unesco/events/prizes-and-celebrations/celebrations/international-days/world-oceans-day-2014/>

LAND UTILIZATION OF CONTAMINATED AREAS - MUNICIPAL SOLID WASTE LANDFILL NEAR NOVO- MIKHAYLOVKA, TOMSK REGION

V.P. Sheremeteva, T.V. Letyagin

Scientific advisor associate professor R.N. Abramova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays, land utilization of contaminated territories is one of the most important issues in the economic sector of any city or area. This issue is very relevant due to the following factors: (1) withdrawal of huge areas from land rotation [1]; (2) environmental situation genesis and (3) significant economic expenses. Landfills are used for the disposal of municipal solid waste (MSW) throughout the world. Landfill is a disposal site where solid waste, such as paper, glass, and metal, is buried between layers of dirt and other materials in such a way as to reduce contamination of the surrounding land. It is a set of environment-oriented installations, where the solid waste is stored, isolated and neutralized. It prevents the spread of rodents, insects, pathogens and provides protection from contamination of air, soil, surface and underground water [3].

Basic guidelines and instructions for the design, operation, and recultivation of landfill territories have been developed. In the Russian Federation there is an integrated record system for all wastes, termed as State Waste Cadastre. It includes a federal classification catalogue of wastes, register of waste disposal facilities and database embracing waste areas and technologies of isolation and neutralization of different waste types [6]. However, most landfills do not correspond to the existing environmental safety requirements. Some of these long-life landfills are inconsistent to the project data, while others exist without any project documentation.

The aim of this research is to examine the conditions of Tomsk municipal solid waste landfills and future prospects in terms of land management (or utilization). The landfill was opened in 1964, two miles west of Novo-Mikhaylovka. In 1998, the landfill lifespan had expired, and in 2010 PMSW (processing of municipal solid waste) was officially closed. Today, storage, isolation and neutralization of municipal solid waste is executed in the landfill near Surovo – Suhoreche by municipal unitary enterprise "Spetsavtohozyaystvo Tomsk".

Municipal solid waste landfill is located north of Tomsk and within a fenced area, including 54.3 hectares and divided into separate sections (open garbage, closed waste sites, reclaimed territory, etc.) (Fig. 1).

In 1974 geological surveys were conducted to determine the water supply system near the village Novo-Mikhaylovka. The cross-section was 169 m.

Cross-section description: at 0-3 m – grayish-brown clay loam; at 3-6,2 m - brownish-gray sand, poorly-sorted clay; at 6,2-20,8 m - brownish-gray dense clay; at 20,8-26,8 m – gray poorly-

sorted sand intertwined with iron-rich laminas; at 26,8-36,8 m - greenish-gray clay; at 36,8-39,2 m - gray fine-grained quartz sand; at 39,2- 47,2 m - gray clay with fragments of wood; at 47.2 - 50 m - gray fine-grained quartz sand; at 50-63 m – clay eluvium ;greasy dark- grayclay); at 63-84 m - light gray fine-grained quartz sandstone; at 84-122,4 m - carbonaceous clay shale; at 122,4-129 m - greenish dark gray fine-grained quartz; at 129-161,6 m - carbonaceous-argillaceous slate; at 161,6-169 m - fine-grained quartz sandstone.



Fig.1 Satellite image of the landfill territory

Soil is classified according to structure: heavy dust-like and medium dust-like clay-loam (Fig.2.). The main components are dust fractions and silt-and-clay (alphitites). Moisture storage capacity in landfill soils is high: total moisture capacity – 49-95%, while minimum water capacity - 29-56%. Due to the high content of clay and dust there is little air within the soil, stalling the decomposition of organic matter. The soil acidity determining the mobility of the ions in soil solution and the specific properties of plant mineral nutrition ranges from 4.5 to 6.3. The humus content varies from very high values (17.56%) to very low ones (1.26%) [4].

The geographical exploration survey method was applied in the geobotanical studies of vegetation (Fig.3.).

Sagebrush, coltsfoot and hedge peas grow on the clay embankment. Here one can find aspen, birch and maple woods. These facts indicate a high rate of disturbed land regeneration. The abundance of weeds and their large size indicate excessive nutrition element content, especially nitrogen.



Fig.2 Soil samples

At the end of 2008 more than 63 million m³ of solid waste within a landfill area of 54.3 hectares was accumulated. According to the classification this landfill can be related to highly-loaded category (3.23 t / m²).



Fig.3 Landfill area

Even after the shutdown of this landfill, involved problems remained.

(1) main problem is the lack of a filtrate outlet system, the filtrate volume of which has exceeded the pit area and led to a surface leakage and territorial contamination. Poisonous liquid passes through the waste mass, dissolving the remnants of organic matter, iron, mercury, lead, zinc and other heavy metals and chemicals. Toxic solution enters the underground aquifers and flows into the Kirgizka River or its tributaries.

(2) second major problem is the formation of methane. Decomposition of organic matter is predominantly anaerobic, resulting in the formation of flammable gas. In several cities «gas-producers» are established to transform methane gas into fuel. There is no biogas removal system in Novo-Mikhaylovka landfill generating strong undamped fires. Smog is transported by air over long distances, causing aerosol pollution, and after rainfall - soil pollution.

(3) third problem was the shrinkage of the landfill waste mass resulting in the formation of cavities in which water flows. The site gradually transforms into a poisonous liquid swamp.

Under the guidance of scientific adviser Pasko O.A. and the assistance of municipal unitary enterprise "Spetsavtohozyaystvo Tomsk" all facilitating soil samples were taken in stated landfill. Experiment soil samples to determine the soil contamination degree were selected from several places: 1.) area adjacent to the landfill site (sample 1 and 2); 2.) site, which was used for the removal of domestic and industrial waste (sample 3) plot on which slaughterhouse waste storage (sample 4). Control soil sample was taken in the aspen-birch forest in 250 m from the landfill (sample 5). Soil samples were selected at a depth of 50 cm, the volume of samples was 1 kg, and the number of repetitions - 5.

Comparative analysis of 1995 and 2011 shows that the content of the different elements varies. In particular, arsenic content decreased almost 3 times (Fig.4.). Barium, zinc, and cobalt increased 2-fold and chromium -1.5-fold (Fig.4.).

One should highlight the (compared to the background) concentration increase of cesium, lutetium, uranium, technetium, hafnium, cesium, scandium, rubidium, europium, lanthanum.

At the same time, reduced levels of bromine, zinc, mercury were observed in the landfill soils, compared to the background. This fact, of course, requires further research to explain the process trends of in contaminated soils.

Moreover, the landfill soil and sanitary area around it are contaminated with heavy metals, including those of the first, second, third hazard class (Table 1). High chemical contamination levels of the soil exceed the maximum allowable concentration, requiring measurement procedures to restore this territory suitable for usage. Clay -loam soil is the most favorable for preplanting. Such forest plantation is characterized by high permeability, good water capacity and high nutrient content. While plant species such as pine and Siberian larch are the best indicators for cultivation in

these contaminated territories, Siberian poplar and ash requiring high humidity and soil fertility are less suitable. In waterlogged areas Siberian pine, Siberian spruce and fir are also suitable. To reinforce erosive-dangerous areas on the slopes the most appropriate would be to plant sea buckthorn, mountain ash, wild rose, and various species of willow.

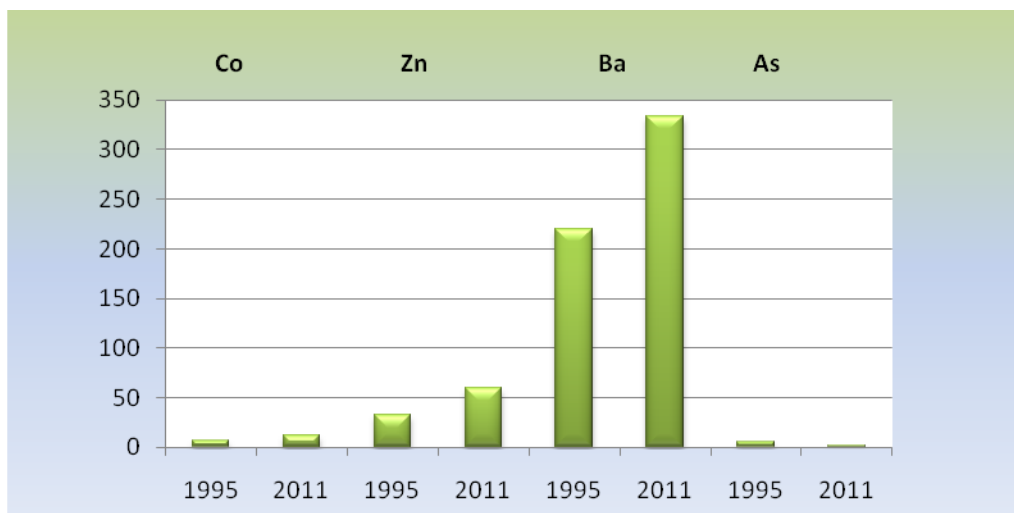


Fig.4 Changes in the elements content in the landfill soil from 1995 to 2011. Content is given in mg/kg.

Table 1

Heavy metal content in landfill soil

Sampling location	Chemical elements (mg/kg)						
	1 hazard category			2 hazard category		3 hazard category	
	As	Zn	Hg	Cr	Co	Ba	Sr
Landfill*	1,93 ± 0,2	60,33 ± 13,05	0,71 ± 0,46	127,07 ± 32,31	12,34 ± 3,67	333 ± 35,36	72,5 ± 16,26
Background 1**	3	105,8	0,026	41,1	6,4	280	74
Background 2*** [7]	4 ± 0,001	-	-	43,2 ± 8,1	6,5 ± 1,8	124 ± 24	164 ± 64
Sanitary protection zone[5]	0,92 ± 0,28	15,4 ± 4,6	<0,005	1,83 ± 0,55	-	-	-
Maximum permissible concentration [2]	5	110	2,1	0,05	5	-	-

Notes. * According to the instrumental neutron activation analysis of soil samples (in 2011) studied at the research reactor IRT-T, TPU;

Background ** 1 – sanitary protection zone 2 km from landfill. Background 2 *** - wildlife sanctuary "Tomsk".

Maximum permissible concentration in soil (loam)

Research results showed that the biological remediation in Western Siberia should be based on data and evaluation of the geographic and socio-economic conditions. These selection criteria should determine the biological remediation procedure, their implementation sequence and further socio-economic profitability.

Research proposal:

(1) improve the mechanical soil properties and their dehumidification the best variant to dig spillway around the perimeter of the remediating area and use different drainage types, such as sand, twigs, drainage pipes at a depth of 25-30 cm or even deeper;

(2) improve aeration and water exchange in the soil through fertilization by sand, crushed slag, or wood ash;

(3) due to soil contamination by heavy metals, only cultivation of industrial crops through recultivation for anti-erosion, water and windbreak protection purposes.

(4) use this territory to form a decorative plant and tree nursery;

Considering the above mentioned factors the following forest restoration project-plan is proposed within a landfill territory:

- 2 sites - clay (2m and 4.7 ha);
- area 14,365 square meters (mechanical reclamation in 2008);
- area 14119.6 square meters (mechanical reclamation in 2006);
- area 13,092 square meters (mechanical reclamation in 2007);
- remediated area of 2 hectares.

Areas with open garbage and hole cards at this stage is impossible (Fig.5.).

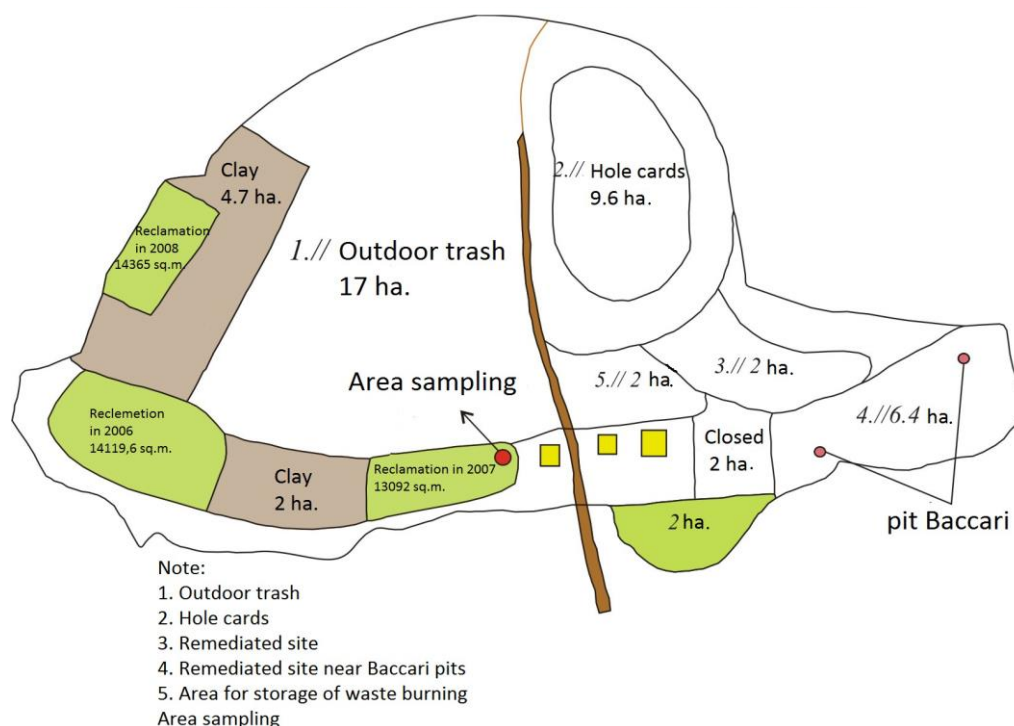


Fig.5 Scheme of landfill sites for reclamation

References

1. Vershinin V.V. Land management in the contaminated areas. / V. Vershinin. - Volgograd: Publishing The village-2, 2004. – 204 p.
2. Hygiene standards 2.1.7.2042.06 01/23/06.
3. Instructions for the design, operation and remediation of solid waste landfills. / Ministry of Russia Construction. - 1996. - 39 p.
4. Report about "Biological recultivation of Tomsk landfill near Novo- Mikhajlovka" / Tomsk: Tomsk Ecology Committee, Institute of BB at TSU, 1995 – 50p.
5. Soil analysis protocol № 1768. OSU "Oblkompriroda" from 13.10.2011
6. Federal Law of 24.06.98 N 89-FL (as amended on 21.11.2011) "On Production and Consumption" [electronic resource]. - Mode of access: <http://www.referent.ru/1/83793>
7. Yazikov E.G. Assessment of environmental and geochemical state of Tomsk territory from data on soil and dust aerosols: monograph / EG Yazikov, AV

Talovskaya, L. Zhornyak, Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: TPU, 2010 – 264p.

**INFLUENCE OIL PRODUCING COMPLEX TO THE FARMLANDS
REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA)**

S.A. Tikhonova, Sv.A Tikhonova

Scientific advisors associate professor T.A. Gaydukova, senior lecturer E.S.Malakh
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The variety and amount of reserves of mineral fields in Republic of Sakha (Yakutia) is unique not only in Russia, but also in the world. There are fields of oil, gas, coal, ferrous, rare and precious metals, diamonds and much more. Republic of Sakha produces 99% of all Russian diamonds and over 25% of the diamonds mined in the world. At this time identified about 1500 deposits of various minerals (Fig.1). Deposits and prospects for expanding resource base of oil and gas production associated with the western part of Yakutia (Nepsko-Botuobinskaya anteclise and Viluiskaya syncline) [5].



Fig.1 Oil and gas fields in the Republic of Sakha (Yakutia)

Perspective area for oil and gas in the territory of Republic of Sakha (Yakutia) is 1350 km². The country was explored 34 hydrocarbon fields, including 2 oil, 10 gas, gas 6, 9, condensate, oil and gas 7. Currently geological oil reserves of 330 million tons, and natural gas - 2.4 trillion. cu. m, though geological studied by more than 10% in four oil and gas provinces. In the Republic of Sakha has experienced rapid growth in oil production, coupled with the development of new fields in Eastern Siberia and the start of operation of the pipeline "Eastern Siberia - Pacific Ocean" (Fig. 2).



Fig.2 "Eastern Siberia - Pacific Ocean"

Conducting environmental monitoring during construction pipeline system "Eastern Siberia - Pacific Ocean" performed by company "Transneft". Experts argue that the construction and the laying of the pipeline will not do any harm to nature. But it may be "unforeseen circumstances", in the form of accidents, which occurred in winter 2010 in the Lensk region of the Republic of Sakha. January 20, 2010, 30 km from the city because of Lensk burst pipe during routine maintenance leaked 450m³ of oil have poured into the ground. Area of contamination is 20 thousand square meters. Oil spills was detected by pipeline patrol, and then in the Lena area introduced a state of emergency.

Most often, pollution of environment components: soil, surface and ground waters with oil is one of the main environmental problems in the Republic of Sakha. In the process of oil exploration most active environmental impacts are based in the fields themselves, on the slopes of linear structures in nearby towns. Thus there is a serious breach of vegetation, soil and snow cover, surface runoff, truncation of the microrelief, the destruction of the landscape. The third part of the territory of Yakutia reached a network of environmental monitoring [1].

Every year on the activities of environmental protection in the Republic of Sakha (Yakutia) spent about 2 billion rubles. This figure is definitely considered to be low, since a large proportion of the mining industry in Russia falls to the RS (Y), and the costs must also be significant. In the Russian Federation Law "On Subsoil" refers to the fact that the basic requirements for the use of mineral resources is to ensure the completeness of geological study, rational use and protection of mineral resources and the prevention of pollution of the subsoil in the works, the maintenance of order conservation and liquidation of underground facilities (wells) [2].

Pressing is the question of the elimination of existing impacts of the oil companies. Required to make an inventory of emergency and orphan oil wells to determine the extent of environmental safety and to make proposals to reduce the identified threats. One reason for the negative impact of orphan wells on the environment can be a depressurization of the mouth previously abandoned wells and mineral water from the spout high-pressure reservoir wells, thus there is salinization and waterlogging of the area around the well. And also, to minimize the negative impact on the air field development area, it is necessary: to control the weld joints of pipelines and protect equipment from corrosion. However, no matter how advanced technology was not used in the mining, none of them give an absolute assurance that this exploration area does not occur in any future emergency. Next, consider a situation which may lead to accidents involving oil spills and their safety.

When you receive oil reservoirs violated hydrosphere, poisoned water, birds, fish and mammals. Way out of this difficult situation, U.S. scientists have found the University of California, took the unusual discovery - they found a new class of subterranean microorganisms that feed on oil. Unfortunately, this method of cleaning water streamed oil is not relevant for the climatic conditions of the RS (Y) because of the critical shortage of time to eliminate oiled. [3]

As a result of losses in production, transportation, processing and use of oil and oil products in contamination of soils over large areas. Oil spills in the production process and emergency pipeline rupture, leaking oil tanks penetrate into the deeper layers of the soil down to the groundwater, which leads to a sharp deterioration of soil properties, even to complete degradation [4].

Chinese scientists at the Biological Institute of the Academy of Sciences, Shandong Province as a result of numerous experiments have noticed that bindweed (*Convolvulus arvensis* L.), purple jasmine and Impatiens (*Impatiens*) can grow in the oil-contaminated soil and able to degrade oil. Of the above plants in Yakutia can be found only bindweed (Fig. 4), on the grounds that he is a "ubiquitous", but it is not common.



Fig.4 Bindweed grown on polluted soil

Russian scientists had conducted an experiment in which the soil is subjected to different kinds of reclamation plants: wheat, barley and oats (Fig. 5). The experiments were conducted on the original (non-contaminated) soil, so-called control patterns on soil treated with oil products (samples with simulated oil spill - gasoline, diesel fuel, low-sulfur Siberian oil).



Fig. 5 The result of the process of reclaiming the soil after planting

Experiments have shown that the soil samples with simulated oil spill for the considered samples of crops germination was observed for six weeks after planting, whereas in control samples shoots appeared in 4 - 5 days of planting. Germination of wheat contaminated with gasoline and diesel fuel, soil, as was observed in comparison with the control tests. Repeated and third grain crops on soil recultivated showed positive dynamics of germination and plant growth. Thus, if remediation is necessary to accelerate the formation of humus to select the most productive varieties and species of plants.

The negative impact of oil and oil fields on the environment is well known and in violation of environmental legislation changes the composition of the soil, pollution of ground and surface water, the atmosphere, as well as the destruction of living organisms, including insects and bees. Bees are very sensitive to small concentrations of harmful substances in the plants, and the huge damage caused to them by hydrocarbons may lead to their extinction, and their extinction, in turn, could lead to the disappearance of food of mankind.

References

1. Khaustov AP Problems and directions of ecological and geochemical indication of landscapes // Bulletin PFUR. Ser. Ecology and Life, 1996. – 65 – 71 p.
2. Vladimir Konstantinov The prevention and elimination of emergency oil spill in the extraction, transportation and processing of hydrocarbons // Natural Resources of Russia: management, economics, finance, " – Moscow, 2003. – 93 – 97 p.
3. Latkin AY, Masko MI, Y. Schwartzman Evaluation of surface and underground water contaminated by oil products. Sergeevskie reading. - Moscow: GEOS, 2008. - 326-331 p.
4. Romanenko, G., Ivanov AL Degradation and restoration of productive agricultural land in Russia. - Moscow: Rosinformagroteh, 2008. – 67

5. http://en.wikipedia.org/wiki/Sakha_Republic#Natural_resources
6. <http://www.northernforum.org/servlet/download?id=1232>
7. <http://www.spri.cam.ac.uk/resources/rfn/sakha.html>

WATER POLLUTION

A.A.Urazev , I.S.Ostranitsyn

Scientific advisor associate professor N.Y.Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Water pollution occurs when a body of water is adversely affected due to the addition of large amounts of materials to the water. The sources of water pollution are categorized as being a point source or a non-source point of pollution. Point sources of pollution occur when the polluting substance is emitted directly into the waterway. A pipe spewing toxic chemicals directly into a river is an example. A non-point source occurs when there is runoff of pollutants into a waterway, for instance when fertilizer from a field is carried into a stream by surface runoff.

Types of Water Pollution

Toxic Substance. A toxic substance is a chemical pollutant that is not a naturally occurring substance in aquatic ecosystems. The greatest contributors to toxic pollution are herbicides, pesticides and industrial compounds.

Organic Substance. Organic pollution occurs when an excess of organic matter, such as manure or sewage, enters the water. When organic matter increases in a pond, the number of decomposers will increase. These decomposers grow rapidly and use a great deal of oxygen during their growth. This leads to a depletion of oxygen as the decomposition process occurs. A lack of oxygen can kill aquatic organisms. As the aquatic organisms die, they are broken down by decomposers which leads to further depletion of the oxygen levels.

A type of organic pollution can occur when inorganic pollutants such as nitrogen and phosphates accumulate in aquatic ecosystems. High levels of these nutrients cause an overgrowth of plants and algae. As the plants and algae die, they become organic material in the water. The enormous decay of this plant matter, in turn, lowers the oxygen level. The process of rapid plant growth followed by increased activity by decomposers and a depletion of the oxygen level is called *eutrophication*.

Thermal Pollution. Thermal pollution can occur when water is used as a coolant near a power or industrial plant and then is returned to the aquatic environment at a higher temperature than it was originally. Thermal pollution can lead to a decrease in the dissolved oxygen level in the water while also increasing the biological demand of aquatic organisms for oxygen.

Ecological Pollution. Ecological pollution takes place when chemical pollution, organic pollution or thermal pollution are caused by nature rather than by human activity. An example of ecological pollution would be an increased rate of siltation of a waterway after a landslide which would increase the amount of sediments in runoff water. Another example would be when a large animal, such as a deer, drowns in a flood and a large amount of organic material is added to the water as a result. Major geological events such as a volcano eruption might also be sources of ecological pollution.

Specific Sources of Water Pollution Farming:

Farms often use large amounts of herbicides and pesticides, both of which are toxic pollutants. These substances are particularly dangerous to life in rivers, streams and lakes, where toxic substances can build up over a period of time.

Farms also frequently use large amounts of chemical fertilizers that are washed into the waterways and damage the water supply and the life within it. Fertilizers can increase the amounts of nitrates and phosphates in the water, which can lead to the process of eutrophication.

Allowing livestock to graze near water sources often results in organic waste products being washed into the waterways. This sudden introduction of organic material increases the amount of nitrogen in the water, and can also lead to eutrophication.

Four hundred million tons of soil are carried by the Mississippi River to the Gulf of Mexico each year. A great deal of this siltation is due to runoff from the exposed soil of agricultural fields. Excessive amounts of sediment in waterways can block sunlight, preventing aquatic plants from photosynthesizing, and can suffocate fish by clogging their gills.

Business:

Clearing of land can lead to erosion of soil into the river.

Waste and sewage generated by industry can get into the water supply, introducing large organic pollutants into the ecosystem.

Many industrial and power plants use rivers, streams and lakes to dispose of waste heat. The resulting hot water can cause thermal pollution. Thermal pollution can have a disastrous effect on life in an aquatic ecosystem as temperature increases decrease the amount of oxygen in the water, thereby reducing the number of animals that can survive there.

Water can become contaminated with toxic or radioactive materials from industry, mine sites and abandoned hazardous waste sites.

Acid precipitation is caused when the burning of fossil fuels emits sulfur dioxide into the atmosphere. The sulfur dioxide reacts with the water in the atmosphere, creating rainfall which contains sulfuric acid. As acid precipitation falls into lakes, streams and ponds it can lower the overall pH of the waterway, killing vital plant life, thereby affecting the whole food chain. It can also leach heavy metals from the soil into the water, killing fish and other aquatic organisms. Because of this, air pollution is potentially one of the most threatening forms of pollution to aquatic ecosystems.

Homes:

Sewage generated by houses or runoff from septic tanks into nearby waterways, introduce organic pollutants that can cause eutrophication.

Fertilizers, herbicides and pesticides used for lawn care can runoff and contaminate the waterway. As with agricultural fertilizers, home fertilizers can lead to the eutrophication of lakes and rivers.

Improper disposal of hazardous chemicals down the drain introduce toxic materials into the ecosystem, contaminating the water supplies in a way that can harm aquatic organisms.

Leaks of oil and antifreeze from a car on a driveway can be washed off by the rain into nearby waterways, polluting it [1].

References

1. <http://www.unesco.org/new/en/unesco/events/>

**OIL SLICK AND ENVIRONMENTAL IMPACT
ASSESSMENT IN GULF OF MEXICO
L.A. USHAKOV, V.V. ANTIPIEV**

Socketov B. R., assistant of geological and mineralogical sciences, assistant professor of eco-geology and geochemistry department Mironova V. E., lecturer of Foreign Language Department Institute of Natural Resources

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays, more and more people need hydrocarbon crude, and thus, exploitation rate of oil and gas is expanding. However, it is not always possible for people to adhere technical process. Sometimes new technology leads to disastrous effects. Thus, on April 25th 2010 a floating drilling platform Deepwater Horizon of British Petroleum (BP) company blew up. Platform was located 80 km from the coast of USA (Louisiana) in an area with coordinates of 28.737° north latitude and 88.366° western longitude, where water depth was equal to 1520 meters. While completing well drilling on the Macondo deposit an explosion occurred, which resulted in drilling rig failure and its following flooding. Consequently, on the surface of the water there was a huge oil spill. During the

disaster 9 workers of Transocean and 2 workers of M-I SWACO died, 11 men were gone missing, 17 were injured, 115 people were evacuated.

To avoid similar circumstances it is necessary to determine a cause of accident, to analyze ways of oil spill response accident, to estimate damage and examine damage to ecosystem.

Cause of accident

The true cause has not been determined. There are different versions of the accident cause:

Fifty experts headed by Mark Bly prepared a report about more probable reasons for the disaster. In document basic faults were listed, which are the reasons for the accident:

Incapability of a grout curtain of killed well Macondo to keep hydrocarbons in reservoir. Through them gas and condensate flowed.

Incorrect acceptance of safety report negative data for the positive, while the well is unpressurized.

Tardy taking action, since the Transocean crew didn't immediately detect the flow of hydrocarbons.[2]

Subsequently, the flow of hydrocarbons reached the engine room through the ventilation system. Fire-extinguishing system did not prevent starting a fire.

In the report of Congress experts the reason for the fire is a fault in blowout preventor killing the well and preventing hole blow to the Gulf in extreme cases.

There are also the final general conclusions on this issue, published in the report of Bureau of ocean energy, management, regulation and enforcement (BOEMRE) and the United States Coast Guard, which 35 reasons are identified in 21 of which the company BP is responsible for. [3]

Methods of accident response

Immediately after the accident company BP experts and various services began to take efforts of oil leakage elimination in various ways: dispersants were applied, the oil was gathered by the skimmers, booms and then it was recycled, underwater dome for oil gathering was installed, additional pressure-relief wells were drilled, additional blank flange were used. Greater depth significantly complicated oil leakage elimination. Deep submersibles robots controlled remotely were of great importance.

Dispersants

Application of mechanical and chemical dispersant helps to disperse oil slicks and disperse them in a space of the bay so that the resulting concentration is extremely low but it has raised fears among experts on the environment, because the dispersion on a large Gulf area of chemical dispersants could lead to a number of unpredictable environmental consequences.

Gathering of oil

Since late April, booms facilities began to be installed to avoid oil spills over a wide area. However, oil still passed this check and penetrated into the coastal zone. Since May the 4th the oil spill could reach the coast of Louisiana. For this reason, emergency was declared not only in Louisiana, but also in the neighboring states. For the accumulation of oil more than 250 ships have been applied. More than 30 thousand tons of oil were gathered.

Underwater dome

One of the options for the given problem solution was the installation of a special protective dome. It was supposed to pull the 100-ton protective dome to the bottom of the bay, which will block the damaged well. Dome installation was produced remotely using submersibles. Oil from the dome was supposed to be pumped into tankers using special equipment. However, during operation at low temperature and high pressure on the inner surface of the dome methane hydrates began to be formed, blocking dome holes intended for oil pumping. Also there were problems with dome rigidization over the well. Due to these problems with a dome, which experts from BP laid hopes on; the elimination of leakage has been postponed to mid-July.

Additional pressure-relief wells drilling.

A possible solution could be a diverting well. Drilled obliquely to the killed well, they had to cross it at a depth of 5.5 km, allowing pumping out the oil of the problem field. Drilling began in May.

Additional blank flange

BP's employees were able to construct a special valve-cap, with the help of which one of three faults was blocked. Unfortunately, to the other two problems damage this technology was not applicable due to some technical reasons. But despite the setback with a dome-trap oil spill was removed using a specially developed plug in the form of a cap cover. Due to the instantaneous response of all services monitoring of the accident scene from space with optical (Terra, WorldView, SPOT, etc..) and radar (TerrasaR-X, Envisat, Cosmo-SkyMed, etc.) satellites immediately began, which gave a vivid picture of what is happening in real time . [1]

Accident consequences

Coasts of Louisiana, Mississippi, Alabama, Florida, over one thousand miles were contaminated, which resulted in the tens of thousands of dead marine animals and birds stranding, in particular, fish, birds, sea turtles, dolphins and others. There should be noted that as a result of the accident such indicators as mortality of these animals has risen sharply. Thus, the mortality of whales and dolphins has increased more than 50 times. With the increasing number of sick and dead fish ban on their catch was imposed [3, 4].

Fortunately, due to the remote sensing (from space) of water surface it was possible to accelerate the process of cleaning the oil from the surface significantly.

Because of damage to the tubes located at a depth of 1,500 m there has been an oil spill for 152 days. As a result, 5 million barrels of oil were lost [3].

References

1. A.Y. Ivanov, N.V. Terleeva Oil spill in the Gulf of Mexico - the contribution of remote sensing in monitoring emergency: Article // Earth from Space: the most effective solutions. – 2011. – № 8. – P. 72 – 79.
2. Filippov E.F. .. Otsenka ekonomicheskoy effektivnosti ekologicheskogo menegmenta pri osvoenii resursov Mirovigo okeana // Vestnik IMSITa. – 2012.M № 1. – P. 1 – 2.
3. Wikipedia, the free encyclopedia [electronic resource]. – Mode of access: <http://ru.wikipedia.org>. – (Date accessed: 19/10/2014).
4. Interfax news – network edition. – Mode of access: <http://www.interfax.ru/business/207949> (date accessed 19/10/2014)

BITUMEN MODIFICATION

Yu.P. Ustimenko

Scientific advisors senior lecturer A.V. Makarovskikh
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Petroleum bitumens are solid, visco-plastic or liquid petroleum products. Through chemical composition, bitumen are complex mixtures of high-polymeric hydrocarbon fractions and their high metallic derivatives of nitrogen, oxygen and sulfur, which are completely soluble in carbon disulfide. Crude oil from the oil plants is subjected to fractional distillation in order to produce light products (gasoline, ligroin, kerosene), lubricating oils and other petroleum products. Fluxing oil, remaining after the selection of lighter weight fractions, is used as feedstock for bitumen with specific properties.

Petroleum bitumen are widely used in road and civil construction, due to their high plasticity, the ability to resist without damage to low temperatures, temperature difference and different deformation loads. In recent years, the research of bitumen modification with polymers has become widespread [1, 2]. This is due to the fact that the polymers not only attach to bitumen in a flexible manner and extend the temperature range of the durability and longevity of such compositions, but also greatly increase the strength characteristics of the coatings based on polymeric-bitumen compositions (PBC), which is essential for their application [2, 3].

The objective of this work is to study the effect of the condensation method of producing PBC modified with petroleum resin on operational properties of coatings, such as impact resistance, adhesion and anticorrosion protection, based on them.

The object is the bitumen BN 70/30 GOST 6617-76, a petroleum resin obtained by thermal polymerization of C9 fraction of liquid pyrolysis products (plant "Slanci", Saint-Petersburg) TU 2451-024-78780418-2006 and oxidized with peracetic acid [4], which is formed in situ, is used as a modifier. The oxidation of the petroleum resin allows inclusion into the structure of the molecule of up to 13% of epoxide groups, which later on will intensify the process of the composition condensation by macromolecular crosslinking [3, 5]. Tetrabutoxytitanium (tetrabutylate titanium, TBT) - butyl orthotitanic acid - $(C_4H_9O)_4Ti$ was used as a hardening agent. Tetrabutoxytitanium is used in the paint industry as a hardening agent and can significantly reduce the temperature of cross-linking, which is important when painting facades, for corrosion protection of metal construction, piping and other equipment [6].

PBC was prepared by the following technology: 50% solution of bitumen and petroleum resin in a mixed solvent containing xylene and butanol at a ratio of 85:15 (% wt.) were previously prepared. Completely dissolved components were mixed in the calculated ratios and adjusted the composition to make it more consistent. The amount of hardening agent was varied from 2.5 to 12.5%. The condensation was carried out for 90 minutes in a vacuum oven at 150 ° C (hot condensation) and for 24 hours in air at 25 ° C (cold condensation).

Research of the coatings was carried out by standard methods. The thickness of the coating, which was 10-20 microns, was measured by the thickness gauge pencil "Константа М1" (Constant M1). The hardness of the coating was measured by the hardness gauge ИИТ-1 (ISO 1518); adhesion using the adhesion gauge ОП, impact strength using the device У-2М. Chemical resistance to different solutions was defined by visual assessment of the surface after 24 hours in 3% aqueous solution of H_2SO_4 , 20% aqueous solution of NaOH, 3% aqueous solution of NaCl and water.

Studying the impact strength of coatings, depending on the contents of the hardening agent allows to conclude that increasing the PR content increases the impact strength to 50 cm even at a resin content of 10%, while the coverage of non-modified mastic has an impact strength of about 15 cm. It should also be noted that the optimum content of hardening agent in the composition is 12.5%, as the maximum impact strength is achieved with modifier content of 5%. This trend is observed regardless of the condensation method.

Dependencies of the adhesive properties on petroleum resin content, hardening agent content and condensation method are shown in figures 1 and 2.

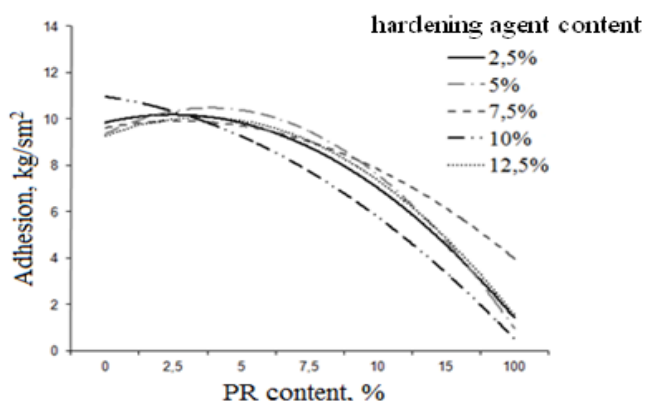


Fig.1 The dependence of the adhesion of coatings obtained with hot condensation on the amount of hardening agent and modifier

Analysis of the data shows that an increase in the PR content in PBC leads to a decrease of adhesive characteristics of coatings while a change in the content of hardening agent shows no significant effect. The cause of this change of adhesive characteristics is connected with the increase of the fragility of coatings due to mechanical adhesion processes.

One of the key indicators of coatings made from PBC is hardness. The clear dependence of hardness on time and petroleum resin content is observed. In hot condensation hardness increases to a maximum during 60 minutes.

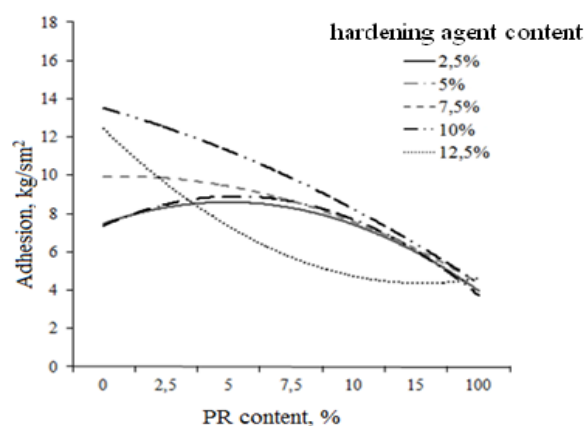


Fig.2 The dependence of the adhesion of coatings obtained with cold condensation on the amount of hardening agent and modifier

In later time the hardness values start to decrease. This is due to overheating of the coating and the destruction of the molecular structure - breaking intramolecular bonds. The structure of the coating surfaces are illustrated in Fig. 3 and 4.



Fig.3 Coating, based on PR, obtained after 60 min, concentration under 150°C



Fig.4 Coating, based on PR, obtained after 90 min, concentration under 150 °C

Increasing the PR content leads to a significant increase of the coating hardness from 2 kg to 5.5-6 kg.

The research of the chemical resistance of coatings to different solutions shows that the coatings, aged 24 hours in solutions of 20% NaOH, 3% NaCl and in water, have exhibited no external changes. Changes in coatings were observed only after 24 hours in 3% H₂SO₄. It should be noted that the coatings which were produced from the compositions without bitumen, were completely destroyed. Coatings which contained up to 7.5% hardening agent and 10% petroleum resin, partially destroyed, observed a slight swelling and were blurred. Increasing the content of hardener and petroleum resin in the composition did not lead to changes, so these coatings have satisfactory anticorrosive characteristics.

It should be noted that the method of curing has no significant impact on the operating properties of coatings. However, the increase in the curing temperature can significantly reduce the time interval of curing.

According to experimental results it can be concluded that the composition of 90-95% bitumen, 5-7% epoxidized petroleum resin and 5-7% hardening agent is the most optimal because of the economical, technological and operational parameters. The most optimal parameters for concentration are 150°C and 60 minutes.

References

1. M.Bratychac, O. Grynysyn, O.Astakhova. Functional petroleum resins based on pyrolysis by-products and their application for bitumen modification //Ecological chemistry and engineering. – Vol. 17 – №3 – 2010 – pp. 309-315.
2. O.Grynysyn, V.Krynytskiy. Petroleum resins for bitumens modification //Chemistry and chemical technology. – Vol.2 - №1 – 2008 – pp.47 – 53.
3. M.Bratychac, O. Grynysyn, O.Astakhova. Petroleum resins with hydroxyl groups. //Ecological chemistry and engineering. – Vol. 14 – №2 – 2007 – pp. 225 – 235.
4. Slavgorodskaya O.I. // Modern problems of polymer science: 7th St. Petersburg Young Scientists Conference, St. Petersburg, 17-20 October 2011 – 2011 – p. 95
5. O.Grynysyn, T.Chervinskyy. Bitumen production via tar oxidation in the presence of petroleum resin with fluorine-containing groups //Chemistry and chemical technology. – Vol.4 - №4 – 2010 – pp.325 – 329.
6. Clive H.Hare. Anatomy of paint //Materials technology – №10 – 1993 – pp.73 – 75

THE CANADA GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEM: HISTORY OF THE FIRST GIS A.E. Yankovich

Scientific advisors senior lecturer E.P. Yankovich, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Geographic information system (GIS) is an information system that operates spatial data. A GIS is composed of computer hardware, software and data that allow users to address geographic problems. To answer geographic problems, data is first manipulated and arranged so that it can be processed. The GIS's computational abilities are then used as part of a process of analysis to summarize data, calculate spatial statistics or process queries, among other things. A GIS is also used to manage visual displays of geographic information, and even model geographic phenomena, such as the impact of traffic patterns, disease outbreaks or floods. Once a GIS had finished the often-elaborate process of associating attribute data with geographic features, the results can be visualized in the form of a map. As someone once said, a picture is worth a thousand words.

In this way, a GIS is an indispensable tool for those who work in fields where geographic information is a major factor. Examples of the use of GIS range from the Global Positioning System that helps a taxi driver find the right address, to the complex three-dimensional maps designed to help simulate the installation of a river dam in a given territory. [4]

Though GIS is a vast field, some restrictions should be made (by [3]):

It operates on a "human" scale, leaving too small or too big objects to other technologies

It is different from any other Information System because GIS operates spatial data

Apart from simple CAD drawing GIS uses the attribute data

Computer-based GIS have been used since at least the late 1960s: their manual predecessors (map overlay) were in use perhaps 100 years earlier.

Possibly the first true GIS - and certainly the first to be so entitled was the Canada Geographic Information System (or CGIS, as it became known) that was created in 1966. [2] The key person who persuaded the Canadian Government to invest was Roger F. Tomlinson.

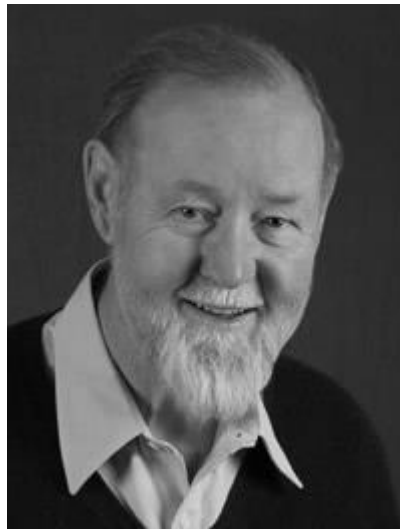


Fig. Dr. Roger F. Tomlinson, GIS pioneer, 2009. From Esri website

The origins of this, however, go back to 1960 when he was working for an air survey company, Spartan Air Services, which was undertaking a forest survey in Kenya. As Tomlinson recalled in the interview to Jim Baumann, Esri writer, in 2009: “As part of an international aid program, the Canadian government wanted to build a paper mill for the country. Our company did the aerial photography and forest inventory of Kenya to determine the best place to build the mill. As it turned out, the native trees weren’t suitable for making paper pulp. So we started collecting information to determine the best places for plantations for wood pulp production. We used soil maps to see where the trees we wanted to plant would grow the best. We generated a slope map because you couldn’t harvest trees easily where there are steep slopes. We needed to know where the indigenous tribes lived because some tribes were more migratory than others, and those that were settled would provide a more stable workforce. We also recorded the elephant migration routes because a herd of elephants can trample a young plantation, and we identified monkey habitats because monkeys make a meal out of young trees. It was also necessary to determine the rainfall in different areas. Too little rain led to drought, while too much rain promoted larger insect populations as well as Spanish moss, which are devastating to a tree plantation. Maps with transportation routes, rivers, and bridges were also necessary. Kenya had been a British colony, and the country had been fairly well mapped by British scientists, so some of the data we needed had already been collected.

We got back to the office and began analyzing all the maps we collected by assembling the different layers of mapping data in the way I’ve already described and measuring the various surface areas. This hand/eye analysis was laborious, and as it turned out, it was more expensive to do the analysis than originally flying the country and collecting the data. There were budgetary constraints, and my boss told me to find a way to cut the budget.” [1]

Tomlinson started thinking about assigning values to the different map layers and feeding them into the computer to let the computer do the comparisons and plot the results. After about a week of evening work they produced the first map digitized from hard copy in Canada. He proposed the idea of developing this approach to automated mapping in partnership with the different computer companies in Ottawa. None of the computer companies he approached was interested, although a subsequent chance encounter led to an expression of interest by IBM, which was already involved in digitizing air photographs.

Another chance encounter in 1962 on an internal flight found him sitting next to Lee Pratt, an administrator in the Department of Agriculture, which was then planning a Canada Land Inventory (CLI) involving the production of many maps of land capability for the whole of settled Canada; the analysis of these maps was expected to throw light on the agricultural rehabilitation of marginal farms. Tomlinson again expressed his belief that computer- based techniques would

perform such analyses both faster and more cheaply. As they estimated, the manual method would take 563 cartographic technicians three years to do the job and would cost about 8 million Canadian dollars. In addition to the cost, a major problem was that the government only had 50 or 60 qualified technicians. So Tomlinson put together technical and economic feasibility reports and determined that they could develop a system that would do the job in weeks rather than years and for less than \$2 million. [1] He clearly succeeded in impressing Pratt, whose subsequent support was critical to the development of the system. A contract was awarded to Spartan Air Services to undertake a feasibility study of a computer mapping system for the CLI. With the help of computer expertise from the staff of IBM, Tomlinson compiled a report which was accepted by the Department of Agriculture and he was then invited to direct its development within the Canadian Agricultural Rehabilitation and Development Administration (ARDA). [2]

This development involved a large number of people both within ARDA and in IBM, and led to several significant developments for the future of GIS - among them, the creation of a drum scanner for the rapid digitization of maps (based on earlier IBM work of digitizing aerial photographs), of a data indexing scheme (the Morton Index 1966, which was subsequently widely emulated) and of a topological coding of boundaries involving the first known use of the link/node concept of encoding lines. The drum scanner, together with digitizing tables, provided the input to the system which was then based on an IBM 360/65 mainframe computer; output could be by line printer for numerical results and by ponderous Gerber plotter if a graphical output was required. It is interesting to note that there was minimal contact between CGIS and other bodies engaged in automated cartography and quantitative geography. [2]

Tomlinson left the CGIS project in 1969, by which time Pratt had also left the Department of Agriculture. Although the various capabilities of the CGIS had been successfully demonstrated by this time, it was not until 1971 that the system was fully operational and subsequently it was reorganized and simplified. It now contains a digital archive of some 10000 maps on more than 100 different topics. From the outside, it is difficult to evaluate the success of CGIS. It is the largest of the first GIS and the only one to cover an area of continental extent in such detail; but its use seems to have been limited, in part no doubt because it took much time to build up the database as maps became available and because it came successively under four different departments, being given a different remit on each occasion. No doubt the facts that 'land' is a provincial responsibility in Canada and that CGIS was for most of its existence, a passive organization, administered by technicians waiting for users to seek its services were also contributory factors. Its location in Ottawa, the lack of computer networking at the time and the prior availability of easily distributed printed maps of land capability - which users elsewhere in Canada may have regarded as more accessible - were other possible factors in its limited operational (as opposed to technical) success. [2]

Development of Canada GIS lasted till the beginning of 1990s, when emerged commercial GIS slowly have replaced it. In the early 1990s, a group of volunteers successfully extracted all of the data from the old computer tapes, and the data made available on GeoGratis.

References

1. Jim Baumann. Roger Tomlinson on GIS history and future // GEOconnexion International. – 2009. – pp. 46 – 48.
2. The history of GIS/J.T. Coppock and D.W. Rhind // Geographic Information Systems, First Edition, V.1. – 1991. – pp. 21 – 43.
3. Christofer M. Gold. What is GIS and what is not? // Transactions in GIS, 10(4). – 2006. – p.505 – 519.
4. Jan Warnke, Christine Boudreau. Geographic information system (GIS): Learning Modules for College Level. *Collegial Centre for Educational Materials Development*. – 2008. Retrieved from <http://www.ccdmd.qc.ca>

GLOBAL WATER CRISIS AND WAYS TO OVERCOME IT**M.D. Zubach**

Scientific advisors: associate professor T.A. Arkhangelskaya, senior lecturer

A.V. Baranova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Over long time people fully satisfied their needs for fresh water and did not feel the lack of it. But due to growing population and industrial activity the demand for water has increased significantly. Up to now it has reached such degree that in many places of the world and especially in the developed industrial areas there is great shortage of fresh water.

Every three year, the World Programme of United Nations on Water Assessment publishes the World report that represents the most comprehensive assessment of freshwater in the world. The third and last report, which was issued at the Fifth World Water Forum is a collaboration of 26 different UN agencies. The report makes an important conclusion about the preservation of unequal access to clean drinking water in large parts of the developing world. Nowadays, not all water is cleaned enough for food production. If we do not change something, nearly 5 billion people, which is about 67% of the world's population, will remain without a satisfactory water supply by 2030. Many countries have already achieved the limit of water use opportunities. Climate change contributes to the situation changing to the worse.

Nowadays the average annual water consumption is 750 cubic meters of fresh water per capita. By 2050 this number is supposed to reduce to 450 cubic meters. Up to 80% of the world will be in an area that is classified as below the water scarcity with the exceptions of Canada, Brazil, Russia and some other countries of Europe, as well as tropical regions of Africa, South America and South Asia. [5]

Changes in water availability and water regime are important environmental factors, sometimes more important than water pollution. Irrational use of freshwater for agriculture leads to disasters, such as the Aral Sea drying. Today, areas with possible permanent water shortage that threatens human life cover mainly Asia and Northern Africa. These areas are intensively irrigated, which accounts for about 93% of water loss. The largest regional water consumption is Asia - about 60% of world consumption. This is largely explained by the fact that these areas are used for growing extremely water-intensive crops - rice and cotton. Europe uses four times less water, that is 13%. By 2025 the irrigated area is expected to grow by 20%, water consumption will increase by 14%. South Asia will use 40% of its renewable fresh water for irrigated agriculture. With such high level of water consumption both agricultural and household sectors will compete for water resources, the latter will hardly win. According to UN estimation by 2050 the population is expected to grow to 9.4 billion: 58% of them will have the opportunity to enjoy the water without any restrictions, 24% - with limited access to water, and 18% may have intractable problems related to water scarcity. This will increase competition for water, not only between countries and regions, but also within the country between various sectors of its economy. Thus, the environmental problem of water scarcity could turn into the political problem soon [3] [6].

According to the World Resources Institute for the last year, there are 13 states that are considered the most vulnerable to water shortage, including four former Soviet republics - Turkmenistan, Moldova, Uzbekistan and Azerbaijan. Drinkable water is exported. For example, Hong Kong, with a population of 4 million people receives water through a special pipeline from China. Tokyo constantly experiences water shortage. Algeria lives only on imported water. The list of countries that need water is quite extensive and, unfortunately, it does not stop growing. So, today the whole world is trying to solve this problem in different ways [2].

Artificial lakes in countries with arid climates allow adjusting the volume of fresh water. The world's largest water reservoir is planned to be constructed in Turkmenistan, the Karakum desert. The period of project implementation is 20 years with its cost of \$ 12 billion. But such large water reservoir will cause changes in the hydrological regime and water quality. On the one hand, such reservoir can supply the region with sufficient amount of water during periods of drought and

dry years. On the other, artificial reservoirs leads to greater evaporation from the water surface, this reduces the total water resources of the region.

With growing shortage of fresh water in the world, desalination of sea water is becoming one of the fastest growing markets. As a result, the use of sea water for drinking is no longer a distant prospect - maybe in some years, these technologies can be cost-effective. Nowadays, there are several dozen methods of desalination of sea water. New technologies designed to avoid water disasters are of vital importance as long as they are effective and cost effective [4].

One of the ways to overcome the water crisis today is to reduce non-renewable water loss. Water shortage is typically accompanied by other environmental problems. The developing countries face the most serious environmental problems and they suffer from acute shortage of fresh water as well. The situation will be getting worse unless the society will put the sustainable development approach into reality all over the world [1].

Lack of water is one of the major problems of human society development. Experts agree that the water crisis in the nearest decades will only get worse. Water in our time becomes the most valuable resource that cannot be replaced by other type of resources. Being a key resource, water, (not other energy sources) will determine distribution and development of new production sites. To overcome the water crisis, people need to unite and take innovative solutions in water management.

References

1. Данилов-Данильян В.И. Водные ресурсы мира и перспективы водохозяйственного комплекса России. – М.: ООО «Типография ЛЕВКО», Институт устойчивого развития/Центр экологической политики России, 2009. – 88 с.
2. Проблема пресной воды. Глобальный контекст политики России. – Москва: МГИМО-Университет, 2011. – 87 С.
3. Соцкова Л.М. Водный кризис - глобальная проблема цивилизации / Л.М. Соцкова, Е.А. Позаченюк, И.В. Калинин // Ученые записки Таврического национального университета имени В.И.Вернадского. Серия: География. – 2013. – Т. 26 (65), № 3. – 11 с.
4. <http://old.rgo.ru/2011/09/globalnaya-problema-nexvatki-presnoj-vody/>
5. <http://ria.ru/documents/20100322/215718166.html>
6. Sotskova L.M. Water crisis – the global problem of civilization / Sotskova L.M., Pozachenyuk K.A., Kalinchuk I.V. // Scientific Notes of Taurida National V.I.Vernadsky University. Series: Geography, Vol. 26 (65). 2013 г. № 3. С. 192 – 199

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	3
ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	
Чубик П.С. ТПУ – крупный научно-образовательный центр: вчера, сегодня, завтра.....	7
Дмитриев А.Ю. Институт природных ресурсов – современный учебно-научный центр с вековыми традициями.....	19
Тихонова С.А., Тихонова С.В. Профессор Коровин М. К. – геолог, педагог, организатор. Основатель научного обоснования нефтегазоносности Западно-Сибирского региона.....	22
СЕКЦИЯ 1. РОЛЬ ВОДЫ В РАЗВИТИИ ЖИЗНИ ЗЕМЛИ И ФОРМИРОВАНИИ ЕЕ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ	
Агишева И.И., Денисов В.М. Инженерно-геологические условия реконструкции автомобильных дорог о. Сахалин.....	25
Алейникова Е.И. Рождение океанов и их роль в развитии земли.....	26
Алимова Н.Н. Освоение методики выявления вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе статистической методики выявления вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе интерпретации материалов геофизических исследований скважин.....	28
Апарина К.А., Зверев К.А., Бессонова Е.А. Применение магнитных съёмок для поиска техногенных ферромагнитных объектов на акватории залива Петра Великого (японское море).....	31
Березикова Ю.С. Химический состав донных отложений реки Ушайка в пределах города Томска в осенний период 2013 года и летний период 2014 года.....	33
Гейвус А.С. Оценка качества подземных вод, используемых для водоснабжения населения Алтайского района.....	36
Григасов А.Г., Воротынец М.С. Изученность гидрогеологических условий добычи угольного метана на Чалтоковском участке (Кузбасс).....	38
Деева Ю.А., Кузьмина Н.А. Проблема чистой воды в мире и актуальные задачи гидроэкологии.....	41
Дребот В.В., Ворожейкина Е.А., Баркова М.О. Дефицит пресной воды. Политические аспекты потребления водных ресурсов.....	43
Ефстифеева А.С., Гусева Н.В. Исследование влияния сейсмичности на формирование гидрогеохимических аномалий в составе подземных вод (станция Пиначево, полуостров Камчатка).....	46
Жаркова К.Н. Ресурсы океанов. Роль воды в формировании минеральных ресурсов.....	49
Зипа Е.В., Токаренко О.Г. Насыщенность азотных гидротерм восточной части байкальской рифтовой зоны к карбонатным минералам.....	51
Иванова Е.В. Природные факторы аварий в нефтегазовом комплексе в бассейнах рек Васюгана и Парабели (Томская область).....	54
Иванова К.Ю., Камбалина М.Г. Химический состав питьевых подземных вод Тувы.....	57
Карапузов И.А. Гидротермальные источники в океанах и ресурсы, связанные с ними	60
Карих А.А., Исламов Т.И. Роль воды в формировании Осинского нефтегазоносного горизонта уольской свиты.....	62
Карманова А.В. Крапивинское водохранилище и его роль в решении проблемы водопользования и природообустройства.....	64

Колчегосева А.Н. Особенности инженерно-геологических изысканий в районах распространения элювиальных грунтов.....	67
Кононова Ю.А. Новые данные химического состава реки Иня и ее притоков в устье Беловского водохранилища.....	70
Лашкивская Д.Е., Пшатова А.И. Современное гидрогенное образование кальцита на территории университетского родникового поля (г. Томск).....	73
Левак Ю.Ю., Лагода Л.Р. управленческие и административные проблемы эксплуатации подземных вод на территории нижнего течения реки томи.....	75
Цуньи Ли, Исламова Н.И. Роль воды в формировании морских газогидратов.....	78
Мамедов О.Н. Зоны накопления карбонатных образований в западно-сибирском палеоокеане в ордовике-силуре.....	80
Моисеева Ю.А. Оценка качества поверхностных вод Кемеровской области и возможности их использования для различных целей водопользования.....	83
Моисеева Ю.А. Оценка возможных изменений величины продолжительности солнечного сияния в Томской области.....	86
Молоков В.Ю., Поскотинов А.Е. Распределения радона в подземных водах горного Алтая.....	88
Ву Нгуен Ван Глобальная проблема нехватки пресной воды.....	90
Нестерова А.С. Формирование карбонатных платформ в западно-сибирском палеоокеане в венде-кембрии.....	94
Нефёдова В.И. Сравнение законодательной базы водопользования России и Франции	97
Петрова П.И. Эколого-геохимическое состояние малых озер городских территорий (на примере протоки сенная курья).....	99
Порубов И.В., Шестакова А.И., Муравьева Ю.В. Роль воды в развитии оползня Ольжерас (Кемеровская область).....	101
Поскотинов А.Е. Тепловые насосы: экономическая целесообразность использования	104
Радюк Е.В. Геоэкологические последствия отработки Бачатского каменноугольного месторождения.....	106
Русинова Т.А., Камбалина М.Г. Химический состав родников г. Владивосток	108
Сельский В.В. Инженерные исследования донных отложений рек Ушайка и Басандайка в связи с оценкой природообустройства на водосборных территориях.....	110
Скопцова О.А. Проблемы питьевого водоснабжения села Кожевниково (Томская область).....	110
Сохарева С.Ю. Организация мониторинга поверхностных водных объектов, используемых для нужд атомной энергетики (на примере калининской атомной станции).....	114
Тимофеева Е.В., Булычева Е.В. Люминесцентный анализ бактериологических показателей качества природной воды.....	116
Тихонова Сах.А., Тихонова Св.а. Состояние геолого-геофизической изученности и перспективной нефтегазоносности Шельфа арктики и охотского моря.....	119
Шестакова А.В. Исследование форм миграции урана и тория в подземных водах природного комплекса «Чойганские минеральные воды» (Восточная Тува).....	122

СЕКЦИЯ 2. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ ЗЕМЛИ

Абрамов М.В. Геологическое строение и прогноз нефтегазоносности пермских отложений Анабаро-Хатангской нефтегазоносной области.....	125
Баркалова А.М. Роль позднеюрского-раннемелового баженовского моря в формировании нефтематеринской баженовской свиты.....	130
Бахтина Е.С. Перспективы баженовской свиты Томской области по данным пиролитического анализа ROCK-EVAL.....	131
Бузанов К.В. Карбонатные коллекторы и месторождения нефти и газа.....	133

Булак А.А., Захаров А.С. Проблемы добычи морских углеводородов, связанные с асфальтенами.....	136
Ву Ван Хай, Ву Тхуи Нган. Молекулярный состав нефтей и рассеянного органического вещества пород фундамента, вскрытых на шельфе Южно-Китайского моря (месторождение «Белый Тигр», Вьетнам).....	137
Ву Тхуи Нган. Изучение глубинного строения месторождения Белый Тигр сейсморазведкой.....	140
Ву Тхуи Нган. Добыча прибрежного торфа Вьетнама и устранение последствий загрязнения окружающей среды.....	142
Ву Тхуи Нган, Чан Нгуен Лонг. Добыча нефти на шельфе Вьетнама: за и против	145
Гатиятов А.Р. Влияние на формирование отложений первичных палеоокеанов перехода планеты Земля от бескислородной атмосферы на кислородную.....	148
Горбачева Е.А. Формирование пород-коллекторов шельфового генезиса в раннемеловое время (на примере Аганского месторождения нефти, Тюменская область).....	149
Грохотов Е.И. Перспективы нефтегазоносности восточного сектора Арктического шельфа России.....	150
Гусева Т.В., Жилина Т.В. Перспективы нефтегазоносности фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.....	152
Гущина А.А. Строение и перспективы нефтегазоносности Восточного сектора Российской Арктики.....	155
Жэнь Сюйцзин, Баркалова А.М. Роль моря в формировании продуктивных отложений пласта Ю ₁ ³ на Крапивинском нефтяном месторождении (Томская и Омская области).....	158
Зайнуллина Г.И., Музаева Р.А. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Арктического шельфа.....	161
Зайцев А.А. Формирование в Западно-Сибирском палеоморе отложений баженновской свиты (органическая теория происхождения нефти).....	163
Иванов И.В., Курманов А.Н. Освоение шельфа Арктики.....	165
Исмаилов Ю.Р. Кембрийские палеоморя и скачок их биопродуктивности в начале кембрия.....	168
Казанцев Г.В. Причины формирования трудноизвлекаемых запасов залежей пласта БС ₁₀ ¹ Ново-Пурпейского месторождения.....	169
Каминский Е.Ю. Исследования морских глубин на корабле «Гломар Челленджер»	172
Караев А.Т. Особенности прибрежно-морского осадконакопления пласта Ю ₁ ⁴ Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область).....	175
Карих А.А., Исламов Т.И. Роль воды в формировании осинского нефтегазоносного горизонта усольской свиты.....	178
Кириогло Е.А. Рифы и их связь с нефтегазоносностью на территории России.....	181
Константинов М.В. Подводный буровой комплекс для освоения ресурсов шельфа Арктики.....	184
Ли Цуньи, Исламова Н.И. Роль воды в формировании морских газогидратов.....	186
Мангуа М.А., Буренков М.А., Волегов Д.В. Технологии морской сейсморазведки.....	189
Миннибаев А.Г., Парфенова В.В., Фатун Е.Ю. Освоение океанов при помощи нефтяных платформ.....	192
Митин А.А. Современная техника и технология разведки и добычи полезных ископаемых на морском шельфе.....	194
Незговорова К.Е. Литолого-фациальные особенности морского позднеюрского палеобассейна на площади Калинового газоконденсатного месторождения (Томская область).....	197
Никифорова Е.О. Сравнительная литологическая характеристика юрских и меловых пород-коллекторов (на примере нефтяных месторождений Западной Сибири).....	201
Новосельцев Д.И., Афиян В.Ю. История бурения и разработки месторождений углеводородов на шельфе морей России и зарубежных стран.....	204

Панова Е.В. Особенности строения и условия формирования прибрежно-морских отложений подугольной толщи (верхняя юра) на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).....	206
Пономарев А.В., Морозова Е.В. Опыт применения скважинного акустического сканера САС-90 в сложнопостроенных венд-рифейских карбонатных коллекторах нефти и газа Восточной Сибири.....	210
Присяжнюк О.Н. Перспективы шельфа Карского моря и основные проблемы его изучения.....	212
Ростовцев А.В., Пуштаков Е.С. Геолого-геофизические особенности строения Срединно-Атлантического хребта и загадка Бермудских холмов.....	215
Ростовцев А.В. Отрицательные воздействия нефтегазодобывающей отрасли на ландшафт и недра территории юго-восточной части Западной Сибири.....	218
Саттарова В.Ш. Нефтегазоносность шельфа морей Российской Арктики.....	219
Соловьев В.В. Особенности разработки шельфа Северного моря на примере Норвегии..	222
Султанова К.С., Бахлюстов А.И. Потенциальный источник углеводородов в акватории Индийского океана.....	224
Тарасова Е.В. Геологическое строение и условия формирования отложений надугольной толщи Болтного нефтяного месторождения (Томской области).....	227
Татарнинова Е.П. Применение гранулометрического анализа для изучения прибрежно-морских коллекторов нефти и газа (на примере пласта Ю ₁ ¹ Хвойного нефтяного месторождения, Томская область).....	233
Тихонова Св.А., Тихонова С.А. Нефтегазоносность акватории Мексиканского залива....	236
Тихонова С.А., Тихонова Св.А. Оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых и сравнительный анализ с развитой инфраструктурой шельфа Охотского моря.....	238
Тропникова В.В. Анализ тенденций аварийности при морской добыче углеводородов...	241
Фам Ву Ань Перспективы добычи нефти и газа на шельфе Вьетнама.....	244
Чан Нгуен Лонг Разработка нефти на морском шельфе газлифтным способом.....	246
Чехлов А.Н. Влияние спрединга на формирование месторождений углеводородов в пределах океанов.....	249
Чиркова Д.Ю. Состав биомаркеров палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири.....	251
Чиркова Д. Ю. Особенности состава биомаркеров палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири.....	256
Шарун К.И. Формирование продуктивного горизонта Ю ₁ на Западно-Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).....	260

СЕКЦИЯ 3. ГЛОБАЛЬНЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗЕМЛИ В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ И ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФА ОКЕАНОВ

Буй Кхак Хунг Майя – одна из древних цивилизаций америки, ее развитие и причины исчезновения.....	265
Веневская Н.Н. К вопросу об экологической ситуации озера Кенон (Забайкальский край)	268
Волженина А.Ю. Экологический мониторинг водопроводных систем города Томска...	270
Володина Д.А. Причины водного дефицита на Земле и их последствия.....	273
Ворогило М.К. Проблема загрязнения мирового океана.....	276
Ворогило М.К. Определение зависимости равновесной концентрации от массы угля для оценки методик очистки сточных вод.....	277
Горева В.А. Инвазия как основная причина биологического загрязнения Мирового океана.....	279
Грибова Е.В. Глобальная проблема дефицита пресной воды в сценариях будущего.....	282

Гуляев Д.А., Модоров А.А. Чрезвычайная гидрогенная ситуация в Республике Алтай в мае 2014 г.....	285
Денисова М.А., Ковальчук С.С. Дефицит пресной воды в мире и международное сотрудничество.....	286
Дубинский Д.Г. Основные положения концепции устойчивого развития применительно к арктическим проектам.....	288
Есильканов Г.М. Элементы-индикаторы ядерного техногенеза (на примере ручья Карабулак).....	291
Жакупова Ш.Б., Джамбаев М.Т. Дейтерий в воде как экологический фактор.....	393
Кайтукаев А.Р. Дефицит пресной воды на планете Земля.....	396
Макаревич Т.Г., Москаленко А.В. Исследование очистки сточных вод от урана с использованием композитных наноразмерных материалов на основе оксидов титана и железа.....	397
Мишунина А.С. Подводные тайны Арктики.....	399
Нечаев Д.А. Значение мониторинга изменений состояния арктического льда.....	301
Поворознюк Г.П. Проект Штокман.	304
Семенова А.Л., Алехина М.В. Дефицит пресной воды как угроза безопасности жизнедеятельности.....	306
Шайхитдинов Р.Р. Проблема ртутного загрязнения р. Иртыш.....	309

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ

Алиев Ф.Р., Якушев Д.А., Горбенко В.М. Разработка гидромониторно-эжекторного долота для разрушения крепких горных пород гидроабразивным способом.....	312
Алиев Ф.Р. Исследование Износа шароструйно-эжекторного долота, разработка способов его предупреждений.....	316
Афиян В.Ю. Буровые растворы, применяемые в наклонно-направленном бурении на шельфе.....	320
Барадиев Ч.Ц. Применение органобентонита в бурении.....	323
Барышников А.А. Анализ причин прихватов при сооружении скважин на шельфе и современные способы их предупреждения и ликвидации.....	325
Барцайкин В.В. Ресурсоэффективность в бурении скважин на шельфе.....	329
Борисов И.С. Системная классификация аварий в бурении.....	334
Бузанов К.В. Оптимизация технологии бурения интервалов под направления на Дулисьминском месторождении Иркутской области.....	338
Ву Хыу Куиет. Возможности применения роторной управляемой системы «POWERV» при бурении разведочных вертикальных скважин на шельфе Вьетнама.....	342
Говорова Л.П. Керамические материалы на основе огнеупорного алюмосиликатного сырья для нефтегазодобывающей отрасли.....	345
Горбенко В.М. Выбор оптимальной технологии бурения горизонтальных скважин.....	349
Гребенников А.А. Влияние конструктивных особенностей промывочных устройств на эффективность работы шарошечных долот и лопастных долот, оснащенных режущими PDC.....	352
Дегтярев И.В. Сугаков И.А. Проблема токсичности и утилизации буровых растворов при бурении.....	356
Епихин И.П., Епихин А.В. Современные научно-технические проблемы сооружения скважин на море.....	361
Ефимов Д.В. Применение новых технологий добычи углеводородов в Арктике на примере проекта Ормен Ланге.....	364
Киргина М.В. Оптимизация процесса компаундирования товарных бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы.....	365

Ковальчук С.С., Денисова М.А. Освоение арктического шельфа: Россия и Норвегия – естественные партнеры.....	370
Ковешников А.А. Современные способы борьбы с осложнениями при бурении нефтяных и газовых скважин: ликвидация прихватов бурового инструмента с применением разглинизирующего реагента РР.....	373
Комлев И.М., Чаплин И.Е. Изучение применимости новейших конструкций платформ в условиях мелководного арктического шельфа.....	375
Крашановский С.Е., Виноградов Е.В. Влияние буровых растворов на окружающую среду.....	378
Куделькин М.В. Экономическая эффективность применения системы буровых растворов «ЭКТА-СИЛ»	380
Леушева Е.Л., Моренов В.А. энергообеспечение производственных объектов в условиях севера при кустовом бурении скважин.....	384
Льонг Ван Фо Эффективность применения технологии боковой ствола на ремонте буровых скважин на месторождении Дракон (Вьетнам)	388
Мацко А.В. Увеличение долговечности уплотнительного элемента герметизатора устья колтюбинговой установки.....	390
Миннибаев А.Г., Парфенова В.В., Фатун Е.Ю. Освоение океанов при помощи нефтяных платформ.....	394
Фахрутдинов Ш.Х. Совершенствование технологий качества выноса выбуренной породы за счет создания турбулентного режима.....	396
Харченко Д.А. Применение инновационной буровой установки Уралмаш 6000/400 ЭК-БМЧ («Арктика») в условиях крайнего севера.....	397
Цынтарюк А.И. Опыт строительства многоствольных скважин с использованием системы направленного бурения и колтюбингового комплекса.....	399
Черкасов В.Н. Адаптация забойной телеметрической системы с электромагнитным каналом связи к бурению скважин на море.....	403
Чэн Чэнь, Цинъюй Пин Исследование влияния буровых растворов на механическую скорость.....	408
Шишкина Е.О., Петенев П.Г. Разработка гидроактивных систем долот для разрушения твердых горных пород.....	410
Щебельников А.А. О целесообразности применения каротажа мгновенных нейтронов деления (кнд-м) на месторождениях пластово-инфильтрационного типа.....	412

СЕКЦИЯ 5. ДОКЛАДЫ НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ

Bekirova K.V. Mysteries of the ocean.....	417
Bekker A.V. Die anwendung der methoden der rechenhydrodynamik für die analyse der arbeit der ausrüstung der petrochemischen produktion.....	419
Chernousov Yu.V.. The Laptev sea: prospect, development mineral extraction.....	421
Chubarov D.L., Efstifeeva A.S. Estimation procedure of integral negative anthropogenic influence on the environment during the ore-gold deposit development.....	423
Dung D.T., Tuan L.V. Great ocean conveyor.....	425
Dung D.T., Tuan L.V. The ocean's power.....	427
Dung D.T., Tuan L.V. Great ocean conveyor.....	430
Efstifeeva A.S. Analysys of seismic activity influence on hydrogeological anomalies formation in underground waters (Pinachevo station, east Kamchatka).....	432
Fedorov A.V., Gasanov F.A. Ecological consequences of overflows of oil and methods of their localization.....	435
Garbuz Y.N. Mysteries of the deep.....	437
Gejmbukh K.M., Temirkhanov T.M. Ocean capacities used for energy generation.....	439
Grigorova N.A. The mystery of the Bermuda Triangle depths of the ocean.....	441
Joldassova R.F. Mysteries of the ocean.....	442

Kolchegosheva T.N., Protzenko K.S. Oxygen in the ocean.....	445
Mikheenko D.A. Underwater seismic acquisition in arctic environment.....	448
Mishunina A.S. Biotesting can help to establish level of environmental contamination.....	451
Nikolaenko S.N. Environmental impact of radioactive waste.....	453
Shakirova K.V. Research of element composition of domestic pigs' tissue and organ ash (sus scrofa domestica)	456
Shatova M.N. Ocean and sustainable development.....	459
Sheremeteva V.P., Letyagin T.V. Land utilization of contaminated areas - municipal solid waste landfill near Novo- Mikhajlovka, Tomsk region.....	462
Tikhonova S.A., Tikhonova Sv.A. Influence oil producing complex to the farmlands Republic of Sakha (Yakutia)	467
Urazev A.A., Ostranitsyn I.S. Water pollution.....	470
Ushakov L.A., Antipiev V.V. Oil slick and environmental impact assessment in gulf of Mexico.....	471
Ustimenko Yu.P. Bitumen modification.....	473
Yankovich A.E. The Canada geographic information system: history of the first gis.....	476
Zubach M.D. Global water crisis and ways to overcome it.....	479
СОДЕРЖАНИЕ.....	481

Научное издание

Творчество юных – шаг в успешное будущее
Материалы VII Всероссийской научной студенческой конференции с
элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина


Издательство ТПУ
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс (3822) 563535, 564557
е-mail: publish@tpu.ru

Подписано к печати _____2014. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. .
Заказ . Тираж экз.



Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
Тел. / факс: 8(3822) 56-35-35. www.tpu.ru