

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ДЕЛАМ МОЛОДЕЖИ РФ
ТОМСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РУССКОГО ГЕОГРАФИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ



ТВОРЧЕСТВО ЮНЫХ – ШАГ В УСПЕШНОЕ БУДУЩЕЕ

по теме:

«АРКТИКА И ЕЁ ОСВОЕНИЕ»

*Материалы IX Всероссийской научной молодежной
конференции с международным участием с элементами
научной школы имени профессора М.К. Коровина*

Издательство
Томского политехнического университета
2016

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

Творчество юных – шаг в успешное будущее: Материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 613 с.

ISBN 978-5-4387-0722-6

В сборнике отражены вопросы глобальных проблем исследования и освоения Арктики в ее экстремальных условиях. Рассматриваются аспекты: история освоения Арктики и Антарктиды; природные ресурсы Арктики и их освоение; геологические, геохимические, гидрогеохимические и геофизические исследования вод, шельфа, льдов и атмосферы Арктики и ее прибрежных зон, включая районы вечной мерзлоты; морская геология и её технологии в условиях Арктики; новейшие системы, техника и технологии для подводного изучения шельфа Арктики и прибрежных зон арктических морей; влияние арктических льдов на развитие планеты Земля; причины и последствия таяния льдов Арктики; изменение и потепление климата планеты, связанное с освоением Арктики; источник парниковых газов планетарной значимости; количественная оценка потоков и выявление возможных климатических экологических последствий; динамика транспортировки и трансформации углерода в арктической системе «суша-шельф-атмосфера» в условиях глобального потепления и деградации вечной мерзлоты; особенности магнитного поля Земли и его изменения в арктических широтах; влияние этого явления на развитие планеты Земля; Северный морской путь в Арктике и его перспективы; современная транспортная техника и её совершенствование в экстремальных условиях Арктики; современное энергообеспечение в экстремальных условиях Арктики; человеческий организм, его возможности и адаптация в условиях длительного пребывания в экстремальных, арктических условиях; вопросы медицинской геологии; глобальные геоэкологические проблемы освоения Арктики; влияние техногенного воздействия на природную среду Арктики, экологические риски, охрана и защита арктического региона; космические методы исследования природных явлений и ресурсов в Арктике; информационные технологии в геологии и геоэкологии при освоении Арктики; переработка углеводородного сырья и получение нефтепродуктов для экстремальных условий Арктики; проблемы экономики освоения Арктики и её ресурсов.

Публикация материалов конференции осуществляется при информационной поддержке Министерства образования и науки РФ (Роснаука) и при поддержке Администрации Национального исследовательского Томского политехнического университета.

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.А. Пасько, д.с.-х.н., профессор

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

Секция 3 – С.Л. Шварцев, д.г.-м.н., профессор; В.К. Попов, д.г.-м.н., профессор; О.Г. Савичев, д.г.н., профессор

Секция 4 – С.Н. Харламов, д.ф.-м.н., профессор

Секция 5 – М.М. Немирович-Данченко, д.ф.-м.н., профессор

Секция 6 – П.А. Стрижак, д.ф.-м.н., профессор

Секция 7 – Н.В. Барановская, д.г.-м.н., профессор

Секция 8 – Е.Г. Языков, д.г.-м.н., профессор

Секция 9 – А.А. Поцелуев, д.г.-м.н., профессор, Ю.С. Ананьев, к.г.-м.н., доцент

Секция 10 – Г.Ю. Боярко, д.э.н., профессор

Секция 11 – В.И. Ерофеев, д.т.н., профессор

Секция 12 – Л.М. Болсуновская, к.фил.н., доцент

«Круглый стол» – О.А. Пасько, д.с.-х.н., профессор

Технический редактор – В.В. Казина, инженер

ISBN 978-5-4387-0722-6 © ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2016

© Оформление. Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2016

ПРЕДИСЛОВИЕ

IX Всероссийская научная молодежная конференция с международным участием с элементами научной школы им. профессора М.К. Коровина «Творчество юных – шаг в успешное будущее» по теме: «Арктика и её освоение», состоит в том, что она очень актуальна по своей научной тематике. Инвестиции государства направлены сегодня на Арктику и её освоение, т. к. шельф Арктики – это богатейшие нефтегазоносные провинции в мире. Принадлежат же арктические моря в основном России. При этом надо учитывать, что запасы углеводородного сырья сегодня на континенте падают.

Кроме того, с природными явлениями в Арктике связаны экологические проблемы планеты, в частности потепления климата планеты, таяния ледников и другие геоэкологические планетарные изменения в XXI веке, научная молодежь в вузах должна обязательно включаться в решение актуальных, современных проблем, проводя исследования, в том числе в Арктике. Тем более что освоению Арктики сегодня придается большое политическое значение.

Проведение очередной традиционной IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина «Творчество юных – шаг в успешное будущее» по теме: «Арктика и её освоение» на базе ИПР ТПУ посвящена памяти Михаила Калининвича Коровина - выдающегося ученого, геолога, педагога, профессора, Заслуженного деятеля науки и техники, Лауреата Государственной премии, выпускника Томского политехнического университета (ранее ТТИ), ученика академика В.А. Обручева. Это первый ученый и геолог, теоретически доказавший перспективность на богатейшие запасы нефти и газа Сибири, добившийся проведения первых геологоразведочных работ на нефть и газ в Сибири. Предвидения великого ученого подтвердились.

Эта конференция - юбилейная. Она посвящена 120-летию основания Томского политехнического университета. Университет был основан В.А. Обручевым, первым штатным геологом Сибири, впоследствии ставшим академиком АН СССР, Героем социалистического труда, первым в нашей стране Лауреатом Ленинской премии.

IX Всероссийская научная молодежная конференция с международным участием с элементами научной школы им. профессора М.К. Коровина «Творчество юных – шаг в успешное будущее» по теме «Арктика и её освоение» поручена Институту природных ресурсов Томского политехнического университета как признание заслуг старейшего технического учебного заведения в подготовке геологических кадров и высоких достижений в научных исследованиях.

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 IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием по теме: «Арктика и ее освоение» было заявлено 640 докладов по 12 секциям и «Круглому столу», среди которых 60 докладов иногородних участников из 15 городов России и 12 – из дальнего и ближнего зарубежья.

Научные проблемы, рассматриваемые на конференции следующие: история освоения Арктики и Антарктиды; природные ресурсы Арктики и их освоение; геологические, геохимические, гидрогеохимические и геофизические исследования вод, шельфа, льдов и атмосферы Арктики и ее прибрежных зон, включая районы вечной мерзлоты; морская геология и её технологии в условиях Арктики; новейшие системы, техника и технологии для подводного изучения шельфа Арктики и прибрежных зон арктических морей; влияние арктических льдов на развитие планеты Земля; причины и последствия таяния льдов Арктики; изменение и потепление климата планеты, связанное с освоением Арктики; источник парниковых газов планетарной значимости; количественная оценка потоков и выявление возможных климатических экологических последствий; динамика транспорта и трансформации углерода в арктической системе суша-шельф-атмосфера в условиях глобального потепления и деградации вечной мерзлоты; особенности магнитного поля Земли и его изменения в арктических широтах; влияние этого явления на развитие планеты Земля; Северный морской путь в Арктике и его перспективы; современная транспортная техника и её совершенствование в экстремальных условиях Арктики; современное энергообеспечение в экстремальных условиях Арктики; человеческий организм, его возможности и адаптация в условиях длительного пребывания в экстремальных, арктических условиях; вопросы медицинской геологии; глобальные

ПРЕДИСЛОВИЕ

геоэкологические проблемы освоения Арктики; влияние техногенного воздействия на природную среду Арктики, экологические риски, охрана и защита арктического региона; космические методы исследования природных явлений и ресурсов в Арктике; информационные технологии в геологии и геоэкологии при освоении Арктики; переработка углеводородного сырья и получение нефтепродуктов для экстремальных условий Арктики; проблемы экономики освоения Арктики и её ресурсов.

География участников конференции широка – от Москвы до Владивостока, от Мурманска до Якутска и острова Диксон. Зарубежные участники представлены учеными из Швеции (г. Стокгольм), Италии, Норвегии, Голландии, Украины, Белоруссии, стран Прибалтики.

Работа конференции проходила на русском и английском языках; организована работа специальной секции на английском языке. Перед молодежью на пленарном заседании выступили ученые и специалисты: П.С. Чубик, ректор Томского политехнического университета, доктор технических наук, профессор, «Отличник разведки недр РФ», «Почетный разведчик недр РФ», «Почетный работник высшего профессионального образования РФ» - с докладом «Томский политехнический университет: разработка и освоение ресурсоэффективных технологий»; А.Ю. Дмитриев, директор Института природных ресурсов ТПУ - с докладом «Институт природных ресурсов: история развития и достижения настоящего»; Т.А. Гайдукова, доцент Томского политехнического университета, Заслуженный геолог России - с докладом «Профессор Коровин М.К. – геолог, педагог, ученый. Основоположник научного обоснования нефтегазоносности Западной Сибири»; Н.П. Запывалов, профессор Института нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН, Заслуженный геолог России, Почетный разведчик недр СССР, академик РАЕН (г. Новосибирск) - с докладом «Инновационные технологии в разведке и добыче нефти».

В рамках конференции проведена молодежная научная школа, в программу которой включен целый ряд крупных научных мероприятий.

Это лекторий, на котором выступили ученые по теме конференции: Н.М. Недолишко, кандидат геолого-минералогических наук, доцент Томского политехнического университета - с докладом «Экологические проблемы освоения арктического шельфа»; О.А. Пасько, доктор сельскохозяйственных наук, профессор, член Союза журналистов России и Евразийской академии телевидения и радио - с докладом «История развития международного сотрудничества в освоении Арктики и Антарктики»; А.В. Мананков, доктор геолого-минералогических наук, профессор Томского государственного архитектурно-строительного университета, действительный член Российского минералогического общества - с докладом «Геодинамика арктического шельфа и эманация метана из газогидратов»; В.И. Ерофеев, доктор технических наук, профессор, академик РАЕН, Заслуженный деятель науки РФ - с докладом «Морозостойкое топливо для Арктики и Антарктиды»; Д.М. Сонькин, кандидат технических наук, заместитель директора по развитию Института кибернетики ТПУ с докладом «Результаты испытаний российского подводного робота в арктическом Восточно-Сибирском море».

В процессе работы конференции была организована работа дискуссионного клуба по теме «Земля Санникова. Была ли она?» в форме брейн-ринга. Спикером клуба являлась профессор О.А. Пасько, лауреат международных теле- и

кинофестивалей, член Союза журналистов России и Евразийской академии телевидения и радио; председатель – И.Д. Смилевец, участник походов по Крайнему Северу, островам Северного Ледовитого океана, экстремальных экспедиций на Северный и Южный полюс, зам. руководителя международной экспедиции в Антарктиду; заместитель председателя – И.И. Кужеливский – участник арктических и антарктических экспедиций, организованных экспедиционным центром «Арктика». Эксперты брейн-ринга: А.Н. Рудой (г. Томск), доктор географических наук, профессор, действительный член Русского географического общества, Почётный работник высшего профессионального образования РФ; В.Б. Пауль (г. Томск), инженер-синоптик на о-ве Диксон и в Антарктиде; Т.А. Пауль (г. Томск), ведущий инженер «Диксонгидромет»; М.В. Шалдыбин, к.г.-м.н., доцент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ (г. Томск); А.К. Полиенко, д.г.-м.н., доцент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ (г. Томск); Т.А. Гайдукова, доцент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ, Заслуженный геолог России (г. Томск).

В рамках научной школы конференции организовано проведение мастер-класса по теме «Научные исследования студентов в вузе и их возможности», на котором выступают: Касаткин В.Л., художник-фотограф ТПУ с докладом «Особенности фотосъемки в экстремальных условиях севера» и Иванова Г.М., к.г.-м.н., доцент, председатель Совета НИРС и МУ ИПР ТПУ, Почетный работник высшего профессионального образования РФ с докладом «Возможности развития творческой личности в вузе на уровнях: студент-магистрант-аспирант-кандидат наук-доктор наук. Возможности участия студента и магистранта в научной деятельности в вузе».

В рамках конференции традиционно проходит конкурс среди студентов, магистрантов, аспирантов и молодых ученых на лучший научный доклад по каждой из секций конференции.

В программе конференции предусмотрена встреча и беседа с известными полярниками – многократными участниками полярных экспедиций в Арктике и Антарктике: И.И. Кужеливским (г. Северск), участником 6 арктических и антарктических экспедиций, организованных Экспедиционным Центром "Арктика" (в том числе: первого в истории Арктики автономного достижения Северного полюса на лыжах; первого автономного пересечения Северного Ледовитого океана на лыжах от берегов России до Канады через точку Северного полюса; первого этапа экспедиции "Полярное кольцо"); А.Н. Рудым (г. Томск), гляциологом, доктором географических наук, профессором, действительным членом Русского географического общества; И.Д. Смилевцом (Саратовская область, г. Энгельс), участником походов по Крайнему Северу, островам Северного Ледовитого океана в составе сборной России, экстремальных экспедиций на Северный и Южный полюса (в т.ч. парашютно-лыжной экспедиции на Северный полюс, лыжной автономной экспедиции на Северный полюс, ходовых испытаний вездеходов в Карском море), зам. руководителя Международной экспедиции в Антарктиду (на пневмовездеходах собственной конструкции достигнут Южный полюс и поднят флаг РФ), зам. руководителя кругосветной экспедиции «Полярное кольцо», автором книг «Имя миру Антарктида», «Дороги к белым горизонтам», «От Земли Санникова до сопки Маньчжурии» и др.; В.Б. Паулем (г. Томск), инженером-синоптиком на острове Диксон и в Антарктиде; Т.А. Паулем (г. Томск), ведущим инженером «Диксонгидромет».

Организуется онлайн-конференция с членами Всероссийского клуба «Приключения» (г. Москва), известными полярниками: Дмитрием Шпаро, Борисом

ПРЕДИСЛОВИЕ

Смолиным, Матвеем Шпаро и другими (Д.И. Шпаро – известный советский путешественник и писатель, чья экспедиция 1979 г. первой в мире достигла Северного полюса на лыжах. М.Д. Шпаро – за пересечение Берингова пролива, за достижения в экспедиции на Северном полюсе полярной ночью занесен в Книгу рекордов Гиннеса. Указами президента РФ за экспедицию на лыжах через Гренландию награжден Орденом Дружбы и орденом Мужества; Б.Смолин – выпускник Томского политехнического института. Участник лыжного перехода через Гренландию и восхождения интегрированной команды здоровых и инвалидов на пик Мак-Кинли (6194 м). Указом Президента РФ "За заслуги в подготовке и проведении первого российского лыжного перехода через Гренландию" награжден Орденом Дружбы. Вместе с М. Шпаро впервые в истории дошел на лыжах до Северного полюса полярной ночью).

В рамках конференции проводится конкурс на лучшую научную исследовательскую работу среди студентов и молодых ученых по теме «Арктика и ее освоение» совместно с выставкой лучших научных работ.

В течение рабочих дней конференции организован просмотр фильмов об Арктике и Антарктике, авторы которых - лауреаты международных конкурсов («Дороги к белым горизонтам», «Мечты и гибель Челюскина», «Трудные надежды Арктики», «Белое безмолвие», «Земля Санникова», «Полярное кольцо» и др.).

В зале работает выставка лучших научных работ участников конференции и фотовыставка по теме: «Арктика и ее освоение».

Проводится знакомство с выставкой книжных фондов в Научно-технической библиотеке ТПУ по теме «Первая арктическая экспедиция».

В период работы конференции проводятся экскурсии в минералогический и палеонтологический музей ИПР ТПУ, в МИНОЦ «Урановая геология», в Музей истории ТПУ, в Выставочный центр современных инновационных, научных и образовательных достижений ТПУ, в Научно-исследовательскую библиотеку ТПУ.

В рамках конференции проводится отборочный тур федерального конкурса «У.М.Н.И.К.» Фонда содействия малых форм предприятия в научно-технической сфере.

На IX Всероссийской молодежной научной конференции с международным участием с элементами научной школы им. профессора М.К. Коровина по теме «Арктика и ее освоение» традиционно отмечается активное участие различных вузов России и академических институтов РАН. 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 конференции.

Работа конференции проходит в течение четырех дней одновременно по 12 секциям и «Круглому столу». Конференцию посетило более 550 человек.

На конференции в докладах освещены 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 в своих докладах, представленных на конференции, демонстрируют владение самыми современными методами научных исследований.

В процессе работы конференции на секциях обычно используются 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 сопровождаются показом фильмов собственного производства.

Конференция, ее 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.).

На закрытии конференции в торжественной обстановке участникам вручаются сертификаты и подарки, лауреатам конкурсов – дипломы и призы.

К началу конференции опубликован сборник научных докладов студентов, аспирантов и молодых ученых, а также гостей, выдающихся ученых и специалистов. Сборник входит в базу РИНЦ; лучшие статьи будут опубликованы в специальном выпуске журнала «Науки о Земле и защита окружающей среды» (Великобритания), индексируемом в Scopus и Web of Science. Электронная версия сборника трудов представлена на сайте mkkorovin.tpu.ru.

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

Редакционная коллегия конференции выражает благодарность администрации Института природных ресурсов Томского политехнического университета, финансовая поддержка которого способствовала проведению конференции и публикации данного сборника.

Ученый секретарь IX Всероссийской конференции, доцент, к.г.-м.н. Г.М. Иванова

ПОСВЯЩАЕТСЯ 120-ЛЕТИЮ ОСНОВАНИЯ
ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ: РАЗРАБОТКА
И ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

П.С. Чубик, профессор, ректор ТПУ

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



**П.С. Чубик,
профессор, ректор
ТПУ**

КРАТКАЯ СПРАВКА

Чубик Петр Савельевич — ректор Национального исследовательского Томского политехнического университета, доктор технических наук, профессор, «Отличник разведки недр РФ», «Почетный разведчик недр РФ», «Почетный работник высшего профессионального образования РФ», кавалер Почетного знака «Шахтерская слава» II и III степеней, действительный Член Международной академии наук высшей школы и Российской инженерной академии наук, а также Российской академии естественных наук. Почетный профессор Цзилинского университета (КНР, г. Чанчунь).

Вице-президент Ассоциации инженерного образования России, вице-президент Ассоциации технических университетов, председатель Совета Ассоциации «Томский консорциум научно-образовательных и научных организаций», Сопредседатель Совета Ассоциации Консорциум опорных вузов Госкорпорации «Росатом», член Совета Ассоциации ведущих университетов России, член экспертного Совета при заместителе губернатора Томской области по научно-образовательному комплексу и инновационной политике.

В этом 2016 году Томский политехнический университет отмечал 120-летие со дня своего основания. ТПУ изначально создавался как вуз политехнического типа. Сегодня мы ведем обучение и исследования по таким разным направлениям, как ядерная физика, геология и нефтегазовое дело, биотехнологии, машиностроение, химия, энергетика, кибернетика и т.д.

Когда в 2009 году мы как участники федерального конкурса приступили к разработке программы развития ТПУ как Национального исследовательского университета, возник вопрос: какое общее содержание, какое научное направление мы в ТПУ должны развивать.

Была найдена основа: все наши наиболее перспективные разработки, образовательные программы так или иначе завязаны на проблематике эффективного использования ресурсов, т.е. ресурсоэффективности. И мы тогда же, в 2009 г. сформулировали нашу миссию: «Повышать конкурентоспособность нашей страны, обеспечивая подготовку инженерной элиты, генерацию новых знаний, инновационных идей и создание ресурсоэффективных технологий». Нам удалось предугадать тренды, которые несколько позже в полной мере проявились в мировой научно-образовательной повестке, да и в политико-экономическом направлении развития страны тоже. Так, Стратегический план повышения ресурсоэффективности Европейская комиссия утвердила в 2011 г., а в 2013 г. в нашей стране стартовала программа повышения конкурентоспособности ведущих российских вузов (программа вхождения к 2020 г. пяти российских университетов в сотню лучших вузов мира).

Что такое ресурсоэффективность? Своим студентам я всегда говорю: эффективно – значит быстрее, лучше (качественнее), дешевле. Есть, как известно, пять основных видов ресурсов: материальные, финансовые, трудовые, временные и информационные. Ресурсоэффективность – это возможность получения более быстрого, качественного и дешевого результата при меньших затратах ресурсов. Когда-то считалось, что в такой постановке задача нерешаема, тут «либо-либо»: либо лучше (качественнее), либо дешевле, потому что хорошее дешевым не бывает. Этот вывод точно иллюстрируется известным примером американского математика Джорджа Данцига. Когда появились первые мощные компьютеры, он заложил в машину данные о калорийности и стоимости различных продуктов и попытался найти самое дешевое меню с суточной нормой калорийности. Компьютер выдал следующий результат: «Пейте ежедневно по 18 литров уксуса».



Национальный исследовательский Томский политехнический университет (главный корпус)

Сегодня же мир стереоскопичнее, сложнее. Нет простых схем и формул. Многие современные технологии позволяют получить более качественный и дешевый продукт с большей скоростью и при этом с меньшими ресурсными задачами.

ТПУ ставит перед собой цель стать одним из ведущих мировых научно-образовательных центров по ресурсоэффективным технологиям. В нашем вузе накоплен приличный потенциал разработок и исследований в этой области. Расскажу о некоторых из них.

Космическое материаловедение. Космическое – название достаточно условное. Просто космос – очень агрессивная среда: высокая радиация, огромный диапазон температур и т.д. Если мы создали что-то, работающее в космосе, значит это будет работать и в любых других сложных условиях, в частности в Арктике, в океанских глубинах.

Космическим материаловедением мы занимаемся совместно с Томским институтом физики прочности и материаловедения РАН. Его научный руководитель академик В.Е. Панин и директор член-корреспондент РАН С.Г. Псахье уже много лет заведуют у нас кафедрами, входят в Ученый совет ТПУ. Мы работаем над композиционными материалами, над уникальными материалами с двойным армированием, над 3D-технологиями получения изделий из них, в том числе в условиях космоса. Не так давно запустили 3D-спутник, сегодня он находится на борту Международной космической станции и во время ближайшего выхода



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

российских космонавтов в открытый космос отправится бороздить просторы Вселенной. Для космоса важны не только материалы, но и покрытия. В этой области у нас тоже много уникальных разработок. В АО «Информационные спутниковые системы им. академика М.В. Решетнёва» покрытия по технологии ТПУ наносят на все спутники системы ГЛОНАСС. Построен отдельный цех, где работают шесть наших установок. Эти покрытия защищают бортовую аппаратуру от солнечной радиации, от перегрева, значительно увеличивая ресурс работы спутников. В прошлом году совместно с Институтом физики прочности и материаловедения РАН наши ученые разработали прозрачные покрытия на иллюминаторы космических летательных аппаратов, в том числе МКС, которые защищают их от микрометеороидов (космической пыли). Разработка уже выходит на стадию испытаний. Такого никто еще не делал, включая американцев.

Промышленная томография, неразрушающий контроль. Технологии и разработки в области неразрушающего контроля – это наша фирменная тема. Среди российских университетов нет более продвинутых в этой области, чем ТПУ. Сегодня мы работаем над технологиями получения томографических изображений с одновременным или разновременным использованием различных видов источников излучения: радиационного, ультразвукового, теплового. Эти политеховские технологии уже используются для контроля качества сварных швов корпусов космических ракет и самолетов, труб магистральных газопроводов, крупногабаритных промышленных изделий. Инспекционно-досмотровые комплексы, созданные на базе бетатронов – самых маленьких в мире электронных ускорителей, разработанных в ТПУ, – сегодня действуют в нескольких странах мира, использовались на зимней Олимпиаде в Сочи. Идет работа над усовершенствованием наших бетатронов, созданием микротомографов, в том числе для лабораторных животных.



Исследовательский ядерный реактор ТПУ

Ядерные технологии для медицины. В ТПУ действует единственный в азиатской части страны университетский исследовательский ядерный реактор. Помимо фундаментальных исследований в области ядерной физики, ученые вуза решают на нем вполне прикладные задачи, в частности производят радиофармпрепараты для диагностики онкологических, кардиологических и других заболеваний. Рассчитываем в ближайшее время запустить в серию производство медицинских бетатронов.

Экоэнергетика. Это экологически чистое производство энергии с большим КПД из традиционных энергоносителей. ТПУ при поддержке ПАО «Интер РАО»

разрабатывает технологии газификации угля, которые позволяют получать больше энергии при меньших выбросах CO_2 . Иными словами, мы делаем то, что обеспечивает соблюдение нашей страной Парижского соглашения. Занимаемся мы

и твердооксидными топливными элементами для водородной энергетики, работающей на синтез-газе – продукте газификации угля.

Трудноизвлекаемые природные ресурсы. Горно-геологическая школа – одна из старейших научных школ Томского политехнического университета. Ее основатель – Владимир Афанасьевич Обручев, академик, один из первых лауреатов Ленинской премии, автор не только множества научных трудов, но и научно-фантастических романов «Земля Санникова», «Плутония» и др. Он был первым деканом горного отделения нашего вуза. Ученик Обручева Михаил Антонович Усов стал первым сибирским академиком, ученик Усова Каныш Имантаевич Сатпаев – первым президентом академии наук Казахстана. Такие мощные корни позволили создать школу, из рядов которой вышли более 350 первооткрывателей месторождений полезных ископаемых. Таким образом, благополучие России как сырьевой державы в немалой степени строится на результатах труда наших выпускников и сотрудников, разведавших для страны многие месторождения нефти, газа, урана, золота, меди, железа и других полезных ископаемых.

Эти природные ресурсы потому и называются исчерпаемыми, что рано или поздно заканчиваются. Сегодня многие традиционные месторождения углеводородов находятся в стадии падающей добычи, поэтому на повестке дня разработка новых современных технологий поисков и разведки нетрадиционных, в том числе сланцевых месторождений нефти и газа. ТПУ имеет в этой области и опыт, и хорошую базу – как научную, так и образовательную. В частности, с 2001 г. мы совместно с Университетом Хериота-Уатта (Эдинбург, Великобритания) готовим и геологов-нефтяников, и специалистов по разработке (построению гидродинамических моделей) нефтяных и газовых месторождений. Это уникальные специалисты. Российские и зарубежные нефтегазовые компании расхватывают их, как горячие пирожки.

Сейчас мы запускаем еще одну магистерскую программу – по подготовке специалистов для разработки шельфовых месторождений.

В научном плане ученые ТПУ совместно с Институтом проблем морских технологий ДВО РАН и зарубежными коллегами будут с помощью подводного робота исследовать на арктическом шельфе скопления газогидратов.



Новую научную лабораторию в ТПУ «Телекоммуникации, приборостроение в морской геологии» презентует Леонид Наумов, директор Института проблем морских технологий



Ректор ТПУ П.С. Чубик демонстрирует заместителю Председателя Правительства РФ Дмитрию Рогозину макет автономного подводного аппарата «Платформа», разработанного в ТПУ,

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

В Хакасии у ТПУ есть Центр учебных геологических практик – уникальная природная лаборатория. Рискну сказать, что такого геологического полигона нет ни у кого в нашей стране.

Системы управления и телекоммуникации. Этим занимаются многие, но мы нашли свою нишу – системы управления подвижными и труднодоступными объектами, в том числе групповыми. Труднодоступными объектами могут быть, например, метеостанции, расположенные в Арктике, куда просто не наездишься. Подвижные и удаленные объекты – это, скажем, те же подводные роботы в морских глубинах или рой малых спутников в космосе. С ними нужно поддерживать связь, ими нужно управлять, получать от них сигналы и снимки. Наши разработки позволяют это делать, что подтверждается двумя премиями Правительства Российской Федерации в области науки и техники, полученными учеными ТПУ, в том числе одна – молодыми.

Ресурсоэффективность – это культура, и как любая культура она прививается воспитанием и образованием. Ставя перед собой цель стать ведущим научно-образовательным центром в области ресурсоэффективных технологий, мы не ограничиваемся только сферой научных исследований и прикладных разработок. Мы готовим в своих стенах таких специалистов – инженеров, управленцев, исследователей, – которые со студенческой скамьи становятся активными сторонниками идеологии ресурсоэффективности, способны развивать ее и пропагандировать на самых разных участках – от производства до общественного поприща. При вузе есть лицей для одаренных старшеклассников, который признан одной из лучших школ России. Ученики 10-х и 11-х классов совместно с преподавателями из ТПУ уже становятся авторами и соавторами оригинальных разработок – тоже по тематике ресурсоэффективности. Мы ввели обязательный курс «Ресурсоэффективность» в учебные программы бакалавриата, написали первое в стране учебное пособие «Основы ресурсоэффективности».

Сам университет, называя себя центром ресурсоэффективности, стремится стать образцом в эффективном использовании имеющихся у него ресурсов. Мы разработали программу ресурсоэффективности до 2018 г.

ТПУ стремится стать центром по популяризации и распространению идеологии ресурсоэффективности, ее научной проработке. Совместно с всемирно известным издательством «Эльзевир» мы начали выпуск журнала «Resource-Efficient Technologie (REFFIT)», первого международного научного издания на английском языке, специализирующего на ресурсоэффективных технологиях. Надеемся, в перспективе этот журнал займет достойную нишу в мировой научной периодике. В сентябре 2016 г. университетом был проведен совместно с Российской академией наук в Томске международный Форум ресурсоэффективности.

Приходит поколение будущего. Сегодня мы работаем на него, для него, вместе с ним, а потом оно будет работать и на себя, и на нас, и на страну, и на все человечество в целом.

ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ: ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И ДОСТИЖЕНИЯ НАСТОЯЩЕГО

А.Ю. Дмитриев, директор Института природных ресурсов

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



**А.Ю. Дмитриев,
директор ИПР
ТПУ**

КРАТКАЯ СПРАВКА

Дмитриев Андрей Юрьевич – директор Института природных ресурсов ТПУ, заведующий кафедрой бурения скважин ИПР ТПУ, кандидат технических наук, доцент; Отличник разведки недр РФ; член-корреспондент Западно-Сибирского отделения РАН; член международного общества инженеров-нефтяников SPE; член клуба исследователей скважин (г. Москва). Основные научные интересы – теоретические и прикладные исследования в области разработок методик системного анализа при оценке технических компетенций специалистов нефтегазодобывающих компаний, методов и моделей, позволяющих усовершенствовать и оптимизировать данный процесс с целью разработки уникальных требований к выпускникам Heriot-Watt Центра и специалистам на производстве.

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

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

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

В Институте 15 кафедр, которые ведут подготовку специалистов в различных областях геологии, нефтегазового дела, экономики природных ресурсов и нефтехимии; 10 центров по наиболее актуальным и перспективным научным



**Первый корпус ТПУ,
горно-геологический**

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

направлениям в сфере минерально-сырьевого комплекса, например, международный научно-образовательный центр «Переработка органического сырья с применением нанотехнологий», научно- производственный центр «Вода», инновационный научно-образовательный центр «Золото-платина», научно-инновационный центр «Космогеология», Центр учебных геологических практик в республике Хакасия, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела «Heriot-Watt»; 26 лабораторий – исследовательских, научных, международных и инновационных.

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

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



*Институт природных ресурсов
(20 корпус ТПУ)*

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

- ресурсоэффективное недропользование: увеличение эффективности используемых ресурсов, в том числе сланцевой нефти и газа, управление разработкой месторождений на шельфе, освоение нетрадиционных источников сырья;
- комплексное исследование Арктики: исследование сибирского арктического шельфа как источника парниковых газов планетарной значимости, количественная оценка потоков и выявление возможных экологических и климатических последствий для планеты;

- интеллектуальная нефтепереработка: разработка концепции модернизации промышленных российских установок каталитической переработки тяжелого нефтяного сырья, основанная на применении новых математических моделей процессов переработки, повышение ресурсоэффективности нефтеперерабатывающих заводов России;

- зеленая химия: получение новых функциональных материалов на основе переработки углеводородного и растительного сырья, в том числе из отходов производств, с применением нетоксичных веществ и соединений, создание Smart материалов для сенсорных технологий;

- водные ресурсы и охрана окружающей среды: сохранение и улучшение здоровья населения планеты, изучение биогеохимического действия нормируемых в питьевых водах химических элементов и обоснование процессов и механизмов их накопления в природных водах разных ландшафтно-геохимических обстановок.

За прошедший год у Института много достижений. Среди них – первый выпуск магистров совместной с Университетом Ньюкасла (Великобритания)

программы подготовки магистров по профилю «Управление разработкой месторождений нефти и

газа на шельфе»; старт на европейской платформе массового открытого онлайн-курса по минералогии «Myths And Facts About Rocks» («Мифы и реальность камня»), на который зарегистрировались более 1200 слушателей из 17 стран мира. Недавно курс стал доступен и на русском языке. Был восстановлен Центр учебных геологических практик в Хакасии, пострадавший в результате весенних пожаров 2015 года. Мы отметили 85-летний юбилей кафедры гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии, а также 70-летний юбилей кафедры геофизики. Реализуется проект «Сибирский арктический шельф как источник парниковых газов планетарной значимости» (рук. проф. И.П. Семилетов). Арктическая научно-исследовательская экспедиция (18 марта – 3 апреля 2015 г.) прошла с участием наших аспирантов.

Среди выпускников Института последних лет – «Лучшие выпускники России» и «Лучшие выпускники мира». Наши магистранты стали обладателями звания «Золотой наследник» Мирового нефтяного совета и Медали Российской академии наук – одной из самых высоких наград для научной молодежи в масштабах страны. Студенты и сотрудники Института стали лауреатами международных и всероссийских научных творческих конкурсов и олимпиад. Старшеклассники, обучающиеся в Школе юных геологов ТПУ, победили на Всероссийской полевой олимпиаде юных геологов в Тюмени.

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



Зал 3D визуализации в Международном Инновационно – научно - образовательном центре профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ИПР ТПУ – совместный проект Heriott-Watt с Эдинбургским университетом (Великобритания).

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

**ПРОФЕССОР КОРОВИН М.К. – ГЕОЛОГ, ПЕДАГОГ, УЧЕНЫЙ. ОСНОВОПОЛОЖНИК
НАУЧНОГО ОБОСНОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Т.А. Гайдукова

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



Профессор М.К. Коровин

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» [4].

М.К. Коровин разработал теоретическое обоснование нефтеносности Западно-Сибирской низменности, добился широкого разворота на низменности геологоразведочных работ, увенчавшихся в 1953 г. крупным успехом, отмеченным в 1964 г. 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. Он выделил Обь-Енисейскую геосинклинальную складчатую зону, в которую 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 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 (современное широтное Приобье – Средне-Обская нефтегазоносная область), нефтеносность которой может быть связана с мезозойскими отложениями. На западе, востоке и крайнем севере Тоболия

окаймляется погребенными складчатыми дугами и переходными зонами к ней и частью вероятными мезо-кайнозойскими геосинклиналями. Это – наиболее нефтеперспективные области Западной Сибири. К югу платформа Тоболии нарастает по площади. Она соединяется с массивом северо-восточного Казахстана, а к востоку от нее появляются новые крупные каледонские массивы в Саяно-Алтайской области. На север, наоборот, территория Тоболии сужается. В арктической зоне она сменяется поясом погребенных структур и мезо-кайнозойской геосинклинали, причем эти структуры господствуют также к востоку и к западу от Тоболии. Таким образом, нефтеперспективные районы Западной Сибири нарастают по числу и площади к северу, а к югу, наоборот, они уменьшаются [2].

Одной из наиболее нефтеперспективных областей Западной Сибири надо признать систему структур Обь-Енисейской складчатой зоны. В Кузнецком бассейне подготовлен ряд структур: Невская, Ермаковская, Конюхтинская и др. 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.

Рекомендации М.К. Коровина в дальнейшем позволили открыть ряд месторождений газа в Минусинском бассейне и выявить нефтегазопоявления на более сорока площадях в Кузнецкой котловине. На Плотниковской структуре из песчаных пластов раннепермского возраста получен газ дебитом 18 тыс. м³/сут. [1].

Наряду с глубоким бурением в Кузбассе и Минусе Коровин рекомендует изучать природы битумов, химизм подземных вод и коллекторские свойства горных пород, а также обеспечивать поиски новых нефтеперспективных формаций и структур путем организации специальных литологических, стратиграфических и геофизических работ.

Более сложный комплекс работ и более длительный период потребуется для разрешения проблемы нефтеносности структур Обь-Енисейской зоны, расположенных уже в пределах Западно-Сибирской равнины.

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 [2].

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. Надо организовать детальное геологическое, геоморфологическое, гидрогеологическое и геофизическое изучение этих районов; поставить тематические исследования с целью изучения стратиграфии

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

и фациальности формаций, коллекторских свойств пород, горизонтального и вертикального размещения песчаных толщ, процессов осадконакопления и прочее.

В условиях Западно-Сибирской равнины, успешное разрешение этих задач требует постановки, кроме того, в широком масштабе структурного бурения, которое следует начать с южных районов Чулымо-Енисейской впадины и Томского района, уже подготовленных к этой работе. Без широкой и смелой постановки структурного бурения проблему нефти в Западно-Сибирской равнине разрешить невозможно. Для осуществления всех этих работ необходимо срочное учреждение Западносибирского нефтяного геологоразведочного треста, с поручением ему, прежде всего, глубокого бурения в Кузнецком и Минусинском бассейнах. Необходимо затем привлечение к этим работам Московского научно-исследовательского нефтяного института, геофизических и геодезических трестов, а также всех геологических и геологоразведочных учреждений Сибири. На тот момент отсутствовала научно-исследовательская организация, и впоследствии были созданы научно-исследовательские центры в городе Новосибирске и Томске.

На сегодняшний день по рекомендациям Коровина в течение 60 лет было открыто в Западной Сибири более 700 крупных и крупнейших месторождений нефти и газа. Однако слабо изученными остаются периферийные участки Западно-Сибирской плиты, среди них территории Алтайского края, Новосибирской, Кемеровской и Омской областей. Буквально в мае 2012 года известный в России и за рубежом геолог-нефтяник Н.П. Запывалов писал о запасах Омской области: «Только целеустремлённые и настойчивые усилия на основе новой теоретической парадигмы и новых инновационных технологий, несомненно, приведут к открытиям значительных скоплений нефти и газа в Омской области» [3].

Литература

1. Васильев Б.Д. К 120-летию лауреата Ленинской премии профессора М.К. Коровина // Известия ТПУ. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Томск, 2002. – Т. 305. – Вып. 8. – С. 6 – 8.
2. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья / Под ред. Ф.Г. Гурари. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 175 с.
3. Запывалов Н.П. С Омской пропиской // Недра Сибири. – Томск, 2008. – № 5. – С. 20 – 22.
4. Коровин М.К. Перспективы нефтеносности Западной Сибири. – Новосибирск, 1945. – 25 с.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ Н.П. Запывалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

1. Геофлюидодинамические аспекты; критический порог возмущения

Любое скопление углеводородов (флюидонасыщенная система) является неустойчивым. Оно может быть равновесным и неравновесным в зависимости от различных флуктуаций и бифуркаций. Природные скопления углеводородов могут увеличиваться либо уменьшаться и даже полностью разрушаться в относительно

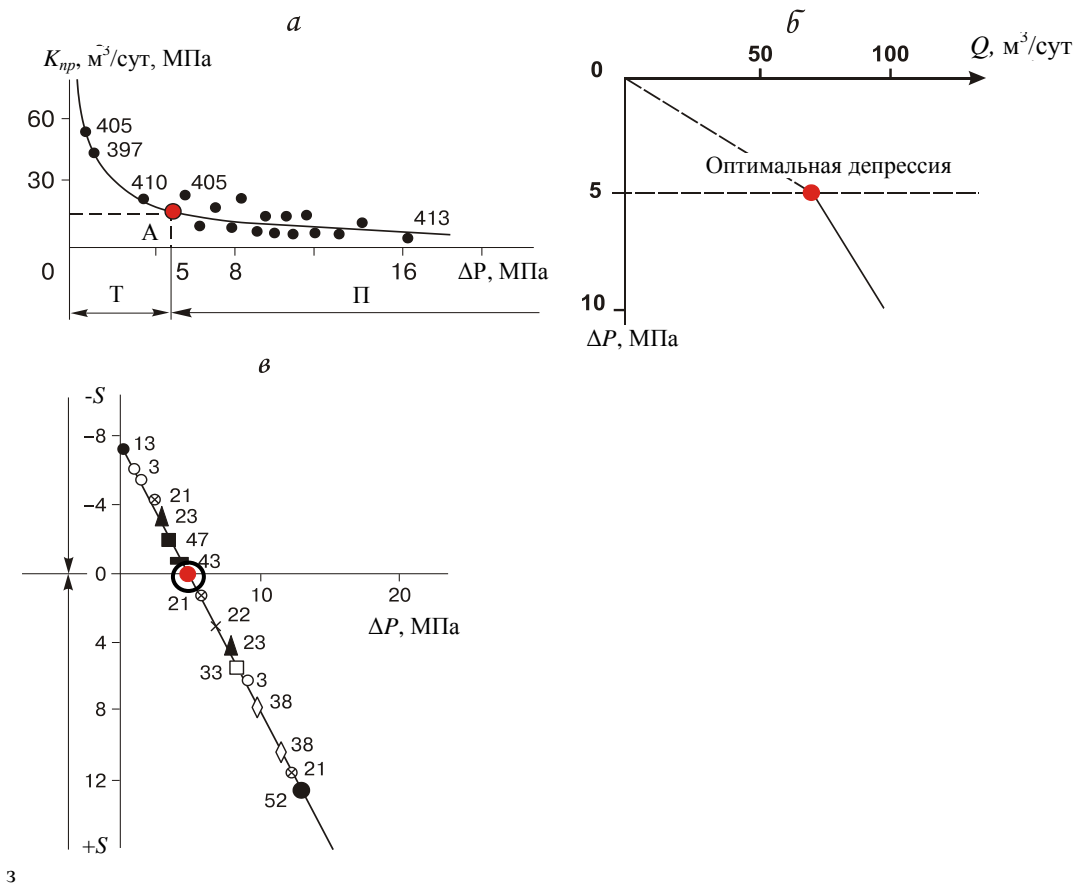
АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ

короткие геологические отрезки времени. По существу, это самоорганизующаяся система [1, 2].

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры.

Особенно это важно на поздних стадиях жизни месторождения. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт и даже изменяется его минералогический состав.

Пороговое возмущение можно оценить через депрессию на пласт. Автором установлено, что оптимальная депрессия на пласт ($P_{пл} - P_{заб}$) не должна превышать 5 МПа [1, 3, 8]. Эта величина является почти универсальной для всех типов коллекторов и многих месторождений. Это четко видно на рис. 1.



- а) Индикаторная диаграмма и зависимость коэффициента продуктивности от депрессии по скважинам (цифры). Месторождение Южное, Нижневартовский свод. Западная Сибирь.
 б) Индикаторная диаграмма по скв. 43 Барсуковского месторождения (Республика Беларусь).
 в) Характеристика флюидодинамических параметров карбонатных коллекторов порово-трещинного типа. Связь показателей скин-эффекта и депрессии по скважинам (цифры) месторождения Бештентяк (Киргизия)

Рис. 1 Индикаторные диаграммы и характеристика флюидодинамических параметров

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

Главной особенностью любой живой системы является ее энергетический потенциал и работоспособность.

Залежь нефти – это открытая геофлюидодинамическая система с переменной эксергией, непостоянными градиентами массо-энерготенереноса, пороговые значения которых определяют граничные параметры системы на определенный момент времени [1].

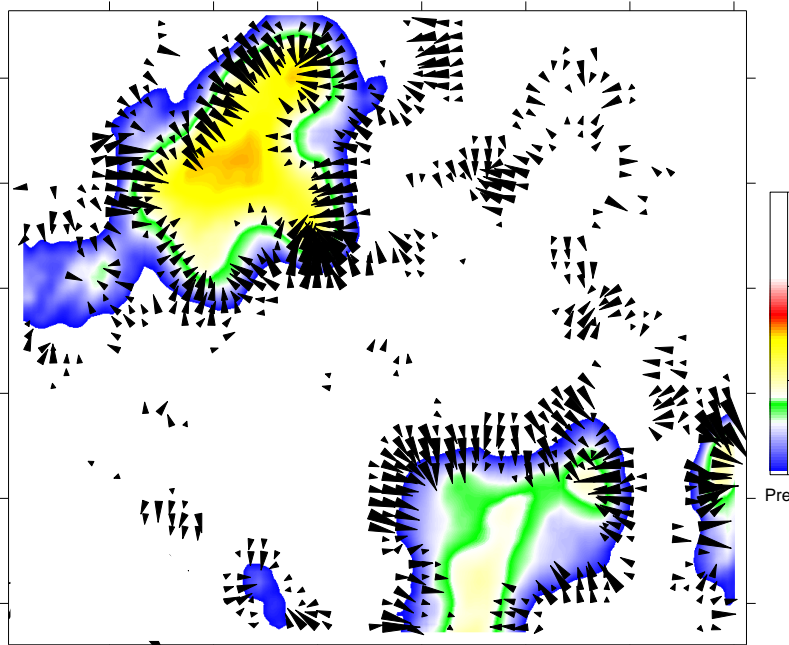
Запасы нефти и газа могут восполняться и в процессе разработки нефтегазовых месторождений. Это возможно в двух случаях: а) подпитка месторождения вновь образованными порциями углеводородов как внутри системы, так и за её пределами; б) индивидуально-щадящая разработка и периодическая реабилитация, вследствие чего происходит сбалансированный обмен флюидами между матрицей (блоком) и фильтрационными каналами в пласте, а также соблюдается равновесие между горным и пластовым давлениями [1, 3].

Имеется много примеров в мировой и отечественной практике восстановления активной работы скважин после некоторого периода реабилитации (отдыха) в целом всего месторождения или отдельных его блоков.

2. Сейсмогеологическая технология

Параметры флюидонасыщенной среды с дискретной структурой по своей физической природе являются функциями упругих модулей и текущего напряженного состояния, поэтому наиболее приемлемый метод оценки градиентного давления в пласте может быть основан на комплексном анализе сейсмических параметров и других геолого-геофизических данных [4].

Опыт применения ДФМ-технологий (ДФМ – динамико-флюидная модель) интерпретации сейсмических данных в различных бассейнах мира показал возможность достаточно уверенно прогнозировать области (очаги) максимального флюидонасыщения. Применение ДФМ-технологии показано на рис. 2.



*Цветом раstra показано изменение градиентов давления флюидов.
Стрелками показаны продифференцированные векторы флюидных потоков*

Рис. 2 Карта изменений флюидодинамических параметров [4, 5]

ДФМ-технология в полной мере может эффективно применяться на всех стадиях разведки и разработки месторождений нефти и газа, включая процесс мониторинга, и уже находит применение в различных регионах. Ее основная цель и результат – картирование продуктивных зон (очагов) с активными флюидными перетоками.

3. Метод направленной разгрузки пласта (георыхление)

Идея метода георыхления [6, 7] состоит в том, что за счет неравномерной направленной разгрузки породы от горного давления, осуществляемой путем понижения давления и выбора определенной конструкции забоя, в окрестности скважины создаются напряжения, приводящие к образованию в пласте множественных новых микро- и макротрещин. Эта система трещин играет роль новой сетки фильтрационных каналов с проницаемостью, значительно превышающую природную.

Важно отметить, что метод георыхления является способом воздействия на призабойную зону размером до десяти радиусов скважины. Этим объясняется высокая эффективность метода георыхления.

Установлено явление, касающееся изменения проницаемости породы в окрестности скважины при увеличении депрессии на забое скважины. Оказалось, что депрессия в диапазоне 6–9 МПа приводит к уменьшению проницаемости породы. Это подтверждает указанный выше критический порог возмущения – 5 МПа [3, 8].

Следствием такого ухудшения проницаемости породы в окрестности скважин является резкое уменьшение их продуктивности. Кстати, факт значительного уменьшения дебита скважины при создании больших депрессий неоднократно наблюдался на практике. Нефтяники называют это «схлопыванием пласта».

Метод направленной разгрузки пласта (НРП) по своему механизму – это гидроразрыв пласта (ГРП) наоборот. При этом не требуются дополнительная техника и дополнительные спуско-подъемные операции. В результате существенно сокращаются затраты и время на освоение скважин при более высоком качестве работ.

Метод георыхления применим для любых глубин залегания пластов. Использование метода может дать большой экономический эффект на месторождениях с высокой себестоимостью бурения, освоения и эксплуатации скважин, особенно на шельфе морей и океанов. Можно полагать, что это достаточно щадящий и эффективный метод.

4. Скважинная технология горения (Gasgun®)

Необходимость оптимизации методов воздействия на призабойную зону пласта привела к созданию эффективной технологии Gasgun® с применением твердых пропеллентов. Эта технология разработана группой американских исследователей компании «The GasGun Inc.» под руководством Ричарда Шмидта [9]. На рис. 3а показано сопоставление трех вариантов стимулирующего воздействия на нефтеносный пласт: взрыв, гидроразрыв и метод Gasgun®. Экспериментальные и натурные исследования показали, что метод Gasgun® является наиболее эффективным. На рис. 3б показан эффект образования трещиноватости в призабойной части продуктивного пласта. Главной особенностью технологии Gasgun® является применение твердого пропеллента, который создает пульсационные струи газа в перфорированной колонне или даже в открытом стволе.

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

Использование твердых пропеллентов дает возможность в больших количествах получать газ с высоким давлением. Характеристики горения твердых пропеллентов могут варьироваться в широком диапазоне. За последние 10 лет метод Gasgun® применялся более 4000 раз на территории США, Канады, Европы, Африки и Ближнего Востока. Получены хорошие результаты в различных породах: песчаники, известняки, доломиты, сланцы, уголь, кремнистый сланец, мел, мергель, диатомит.

По утверждению разработчиков, эта технология дает следующие преимущества по сравнению с гидроразрывом: сведение к минимуму вертикальных трещин роста за пределами продуктивного пласта; создание в пласте многочисленных кольцевых и радиальных трещин; возможность стимулировать отдельные зоны без необходимости спускать пакеры; минимизация ущерба для продуктивного пласта от несовместимости флюидов; однородная проницаемость для нагнетательных скважин; минимизация оборудования, необходимого непосредственно на месте скважины; снижение затрат.

Безусловно, эту технологию надо опробовать в Западной Сибири в мезозойских терригенных пластах, а также в карбонатном палеозое.

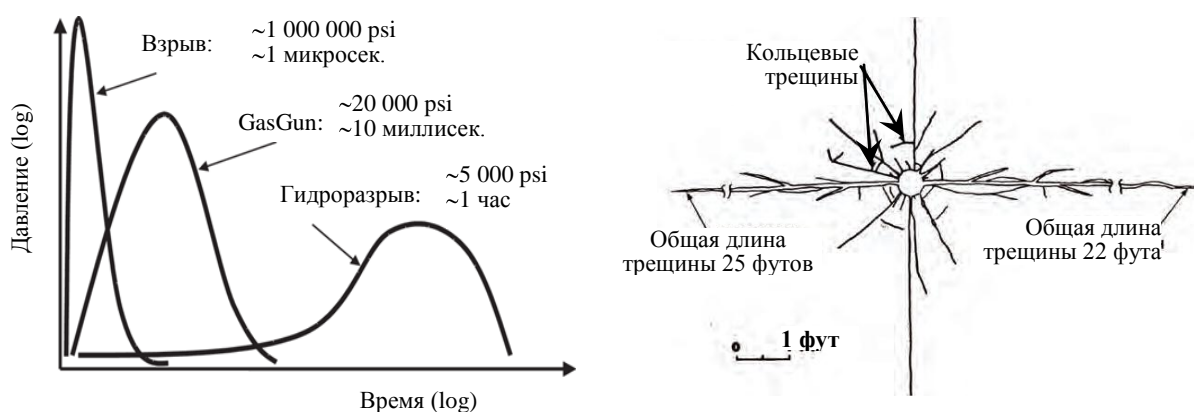


Рис. 3 Обобщенная зависимость давления от времени для трех различных методов стимуляции (а) и трещиноватость пласта в результате применения технологии GasGun® в подземном эксперименте (б)

5. Новые, пока не реализованные идеи и проекты

А. Метасоматическая доломитизация. Возможность применения нанотехнологий для формирования высокопродуктивных резервуаров (искусственный метасоматоз).

Нефть и газ содержатся в разнообразных природных резервуарах, в том числе в доломитах. Такие породы содержат 40% мировых запасов нефти. Доломитизация приводит к увеличению объема пор в плотных известняках за счет изменения архитектуры пустотного пространства. Увеличивается не только пористость, но и проницаемость.

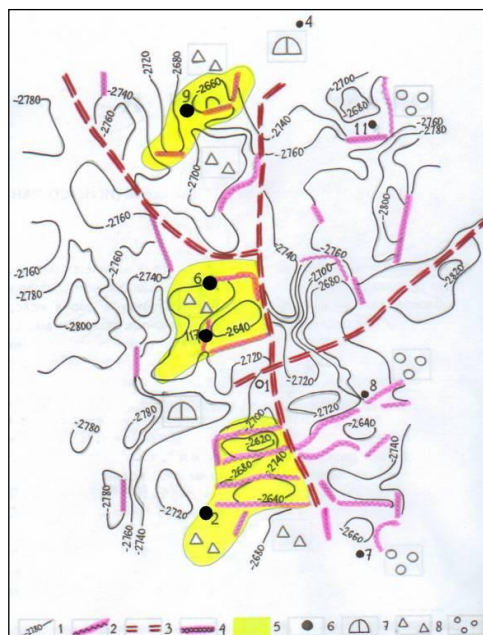
Известно, что радиус иона кальция (Ca^{++}) равняется 0,099 нм, а у иона магния (Mg^{++}) – 0,066 нм. В процессе замещения кальция магнием образуется дополнительное пустотное пространство (трещины, каверны и т.д.). Таким образом,

АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ

природные наноразмерные метасоматические процессы способствуют образованию хороших и часто высокодебитных коллекторов, особенно в карбонатных породах фанерозоя.

Наиболее изученным является Малоичское месторождение (Новосибирская область), которое было открыто в 1974 году. Основной продуктивный горизонт залегает на глубинах 2794–2850 м, сложен карбонатными породами: известняками и доломитами. На этом месторождении четко обозначается очаговая доломитизация, что в конечном счете определяет продуктивность скважин. Такие очаги в западной и юго-западной части месторождения (скв. 9, 6, 117, 2) характеризуется активной вторичной доломитизацией по среднедевонскому рифу. Участки с высокопродуктивными скважинами четко приурочены к западной фациально-тектонической зоне (рис. 4).

Следует отметить, что метасоматические очаги не имеют четкой стратиграфической привязки, их морфология обычно не может рассматриваться с позиции анализа складчатых форм и закона суперпозиции.



- 1 – изогипсы поверхности карбонатных палеозойских пород, м;
- 2 – субвертикальные зоны эрозионно-тектонических выступов;
- 3 – предполагаемые глубинные разломы;
- 4 – тектонические нарушения;
- 5 – очаги вторичной доломитизации;
- 6 – скважины, давшие приток нефти;
- 7 – органогенных рифов;
- 8 – передового илейфа;
- 9 – зарифовой лагуны.

Рис. 4 Обзорная карта Малоичского месторождения (Новосибирская область) с учетом результатов трехмерной сейсморазведки

Можно инициировать ускоренный техногенный процесс метасоматической доломитизации и создавать (обновлять) высокопродуктивные очаги на месторождении. Фактически это позволит управлять процессом разработки месторождений и увеличить нефтеотдачу. Технология закачки в пласт магнийсодержащего флюида или гранулярного магния в размере наночастиц, вероятно, не представит особой трудности. В результате увеличится удельная поверхность пустотного пространства, активизируется переток флюидной массы из блочной матрицы в трещины и даже новообразование углеводородных масс. В значительной степени стимулируются перколяционные процессы, возрастут продуктивность скважин и текущий коэффициент нефтеизвлечения.

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

В отдельных случаях процесс принудительной и ускоренной доломитизации (метасоматоза) можно сопровождать волновым и тепловым воздействием.

Успешное использование предлагаемой нанотехнологии может оказать существенное влияние на длительность разработки месторождений и конечную нефтеотдачу. Промышленную отработку этой технологии предлагается осуществить в пределах натурального полигона на Малоичском нефтяном месторождении (Новосибирская область), где установлена промышленная нефтеносность в доломитизированных известняках среднего девона за счет погребенных рифогенных массивов. В случае удачных экспериментов такая нанотехнология откроет путь к интенсивному освоению палеозоя Западной Сибири и древних карбонатных массивов Восточной Сибири. Это один из ключевых моментов, который может увеличить нефтегазовый потенциал Сибири, а также других регионов.

Б. Лазерные технологии

В последнее время активно пропагандируется революционный технологический рывок в изучении недр, геологических исследованиях, добыче нефти и газа. Предполагается, что лазерная технология в перспективе позволит добывать почти всю нефть на месторождении и избежать загрязнения окружающей среды [10].

Директор научно-производственной фирмы «Берег» А. Ленецкий полагает, что данный метод является принципиально новым и не имеет мировых аналогов. Вместо бура предлагается использовать лазер, который не разрушает породу, а «плавит» ее и к тому же способен проходить через пласт под углом, а значит, и проникать в труднодоступные места. Это позволит восстановить старые месторождения, нефть из которых невозможно добыть прежними способами.

Американская компания ForoEnergy в 2012 г также анонсировала лазерную технологию в нефтегазодобыче. Технология ForoEnergy состоит в быстром растрескивании мощными лазерами поверхностей твердых пород. Представители Foro сообщают, что на испытаниях своей системы они смогли отправить лазерный пучок мощностью 20 кВт по оптоволокну на расстояние 1,5 км. Интенсивный удар лазера Foro разрушает твердую породу таким образом, что дальнейшее бурение механическим сверлом уже не вызовет проблем, и может повысить эффективность буровых работ в 10 раз. В промышленных условиях технология будет опробована уже в 2014 г. Поддержку проекту оказывает Минэнерго США.

Выводы:

Предлагаются принципиально новые научно-технологические методы освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов, учитывающие критический порог устойчивости системы с целью обеспечения флюидодинамического баланса. Это позволит сохранить на длительный период активные запасы нефти, восполнение которых возможно за счет новообразованных объемов углеводородной массы и щадящих методов увеличения нефтеотдачи, не нарушающих состав и свойства флюидонасыщенных продуктивных пластов.

Для успешного прогноза, эффективной разведки и длительного освоения нефтегазовых месторождений необходимо учитывать новейшую (современную) геодинамику земной коры, изучая ее поведение в градиентных параметрах. Для этого можно использовать космические съемки в разных модификациях.

Оптимизация новейших методов и технологий зависит от индивидуальных особенностей объекта.

Литература

1. Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Изд-во Гео, 2003. – 198 с.
2. Резников А.Н. Геосинергетика нефти и газа. – Ростов-на-Дону: Изд-во «ЦВВР», 2008. – 303 с.
3. Запивалов Н.П., Лобов В.И. Геофлюидодинамические методы управления напряженно-деформированным состоянием нефтенасыщенных резервуаров и продуктивностью скважин // Геодинамика и напряженное состояние недр земли: Тр. Междунар. конф. – Новосибирск, 6–9 окт. 2003 г. – Новосибирск: Ин-т горного дела, 2004. – С. 447 – 454.
4. Писецкий В.Б. Прогноз флюидодинамических параметров бассейна по сейсмическим данным. – Екатеринбург: УГГГА, 2011. – С. 12.
5. Zapivalov N.P., Pisetski V.B. New geo-fluid dynamics method for mapping active fluids in oil-and-gas saturated strata // DEW: Drilling and Exploration World. – India, 2012. – Vol. 21. – No 10. – P. 55 – 60.
6. Христианович С.А., Коваленко Ю.Ф., Кулинич Ю.В., Карев В.И. Увеличение продуктивности нефтяных скважин с помощью метода георыхления // Oil&GasEURASIA, 2000. – № 2. – С. 90 – 94.
7. Карев В.И., Коваленко Ю.Ф. Управление напряженным состоянием – как способ строительства идеальной скважины // Oil&GasEURASIA, 2012. – №11. – С. 16 – 19.
8. Запивалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 1. С. 206 – 211

**ЛЕКТОРИЙ.
ВЫСТУПЛЕНИЯ ВЕДУЩИХ УЧЕНЫХ –
ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ АРКТИКИ**

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА
Н.М. Недоливко**

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

Арктический шельф хранит в себе огромные запасы углеводородного сырья. Процесс добычи нефти на шельфе неизбежен, так как по различным оценкам шельф может содержать до 80% потенциальных углеводородных запасов России.

Освоение арктического шельфа, характеризуется следующими основными особенностями: суровыми природно-климатическими условиями и сложной ледовой обстановкой, отсутствием необходимой береговой инфраструктуры, необходимостью создания транспортной системы (танкерный вывоз, с использованием дорогостоящих танкеров высокого класса).

Проведение геологоразведочных работ наносит ущерб морским организмам и экосистеме Арктики в целом. Уже при определении нефтегазоносности морской сейсморазведкой возникает эффект гидроудара, который приводит к гибели или поражению органов и тканей взрослых рыб и мальков. Шумы, создаваемые при сейсморазведке, мешают морским организмам в определении других звуков, поиске пищи, а также общении между собой. Многие виды рыб покидают районы геологоразведочных работ. Вслед за ними уходят и хищники, оставляя излюбленные места обитания [1]. Кроме того, многим организмам для существования необходимы строго определенные условия, и вследствие того, что они не успеют освоиться в новой среде, возможна их гибель.



Бурение скважин ведется в тех районах, где сейсмические исследования дают положительные результаты при определении нефтегазоносных структур. Бурение сопровождается огромным количеством выбросов в гидросферу, атмосферу. Выбросы в гидросферу встречаются как в жидком, так и в твердом виде. Объемы этих сбросов составляют около 5000 м куб. на пройденную скважину и представлены в виде отработанных буровых растворов и шламов. Жидкие отходы

включают в себя большое количество токсичных примесей (необходимы для слаженной работы бурового оборудования), тяжелых металлов (накапливаются из выработок горных пород), глинистых взвесей (повышают мутность воды в местах сброса). Наиболее опасно использование буровых растворов на нефтяной основе, пропитанные данным раствором шламы – главный источник нефтяного загрязнения при буровых работах.

Еще одним значимым источником загрязнения является сброс пластовых вод, которые поступают из скважин. Состав этих вод отличается не только высоким содержанием нефтяных углеводородов и тяжелых металлов, но и аномальной минерализацией, которая чаще всего выше солености морской воды, что может нарушить гидрохимический режим в районе сброса пластовых вод. Кроме того, в их составе присутствуют природные радионуклиды, которые при контакте с морской водой осаждаются и образуют локальные скопления [1].

Освоение нефтегазовых месторождений сопровождается аварийными разливами нефти. Чаще всего причинами таких аварий служат: выход оборудования из строя, ошибки персонала и экстремальные природные условия. Экологические последствия таких выбросов особенно тяжелы тогда, когда происходят вблизи берегов или в районах, где замедлен водообмен.



Аварии при буровых работах - это неожиданные залповые выбросы жидких и газообразных углеводородов из скважины в процессе бурения при вскрытии зон с аномально высоким пластовым давлением [1]. Очень редко при высоких перепадах давления авария будет иметь длительный катастрофический характер, для остановки которой будет необходимо бурить наклонные скважины. Другой вид аварий заключается в регулярных «нормальных» выбросах, которые останавливаются за несколько часов без дополнительного бурения скважин. Опасность таких выбросов - их регулярность, т. е хроническое воздействие на морскую среду. Разовые или регулярные аварии приводят к нарушениям морской экосистемы: ухудшается химический состав воды и ее физические показатели (прозрачность, температура и пр.), гибнут живые организмы.

Освоение нефтегазовых месторождений всегда сопровождаются выбросами в атмосферу. Самый распространенный источник таких выбросов – сжигание попутного газа и избыточных количеств углеводородов (до 30% сжигаемых углеводородов выбрасывается в атмосферу и выпадает на морскую поверхность в виде пленок). Среди выбросов выделяются основные следующие:

- выбросы «парниковых» газов, таких как CO_2 и CH_4 , которые влияют на изменение климата. Основная часть выбросов происходит при сжигании

нефти или газа для производства энергии, а также при сжигании попутного газа;

- выбросы NO_x, образующиеся при сжигании попутного газа и газа в турбинах, которые необходимы для получения энергии, которые могут нанести серьезный экологический ущерб береговым экосистемам (из-за большого содержания данного вещества в атмосфере могут возникнуть «кислотные дожди»);

- выбросы nmVOC (летучие органические углеводы неметанового ряда), которые образуются в результате испарения сырой нефти при ее хранении или перегрузке, так как при реакции nmVOC с NO_x под воздействием солнца образуется озон, высокие концентрации которого могут нанести вред людям, животным, растительности, строениям.



*Таяние ледников
в арктических морях*

При длительной эксплуатации месторождения повышается сейсмоопасность региона, в результате истощения обширных территорий пород, под тяжестью может произойти обрушение верхних слоев породы, что будет способствовать распространению ударной волны и возможным землетрясениям.

Для Арктического шельфа риски при транспортировке углеводородного сырья выше других регионов. Судостроение и создание морских производственных объектов в данном регионе требует особого внимания для уменьшения экологических рисков. Танкерная транспортировка повышает риски загрязнения водной среды, в первую очередь за счет аварийного или преднамеренного сброса транспортируемых продуктов, а также горюче-смазочных материалов с буровых установок, судов и обслуживающих механизмов.

В связи со сложными системами подводных трубопроводов протяженностью в 100-1000 км для перекачки нефти, газа и конденсата транспортировка по трубопроводной системе сопровождается экологическими рисками. Масштаб поражения организмов в зоне аварии во многом определяется величиной утечки, что зависит от характера повреждения. Несовершенство технологии строительства приводит к снижению качества строительно-монтажных работ, возникновению различных дефектов в металле стенки труб и снижению безопасности эксплуатации газопроводов. Главными причинами аварий являются: внешние факторы, а именно земляные работы вблизи трубопроводов, оползни, диверсии – 45,3%; брак строительно-монтажных работ – 20,8%; технические факторы – выход из строя затворов, несовершенство вентилях, заводской брак – 5,6%; причины организационного характера – 11,3%; коррозия – 13,2%; прочие – 3,8% [1].

Транспортировка углеводородного сырья по железной дороге не дает преимуществ перед остальными способами. К основным авариям и инцидентам (утечка) при перевозке нефтепродуктов в цистернах железнодорожного состава относятся следующие: столкновение поездов, механическое воздействие на состав, обрушение мостов, попадание искры вследствие чего произойдет возгорание содержимого цистерн, сход поездов с рельсов из-за неблагоприятных природно-климатических условий, нарушение правил безопасности, а также человеческий фактор.

Для предотвращения экологических проблем необходимо:

- проводить оценку воздействия нефтегазовой деятельности на окружающую природную среду независимыми экспертами и на регулярной основе;

- организовывать общественные обсуждения плана предотвращения и ликвидации аварийных разливов нефти (утечек газа) для объектов Арктического шельфа;

- обеспечить внедрение наилучших технологий и высоких экологических стандартов, направленных на минимизацию негативного воздействия на окружающую среду: сокращение выбросов в атмосферу и минимизацию количества химических отходов, попадающих в морскую среду при эксплуатации нефтегазовых месторождений;

- принимать меры по снижению нарушенных территорий, а также создать на особо чувствительных и ценных участках Арктического шельфа зоны, свободные от нефтегазовой деятельности (в местах нереста ценных и редких пород рыб, гнездования птиц и т.д.);

- определить фиксированные маршруты транспортировки углеводородного сырья для Арктического шельфа, которые необходимо устанавливать на достаточном расстоянии от берега, что поможет избежать воздействия на места нереста рыбы и гнездования птиц;

- обеспечить систематический мониторинг процесса функционирования трубопроводной системы;

- внедрять наилучшие технологии и наиболее высокие экологические стандарты, направленные на минимизацию негативного воздействия трубопроводной системы на окружающую среду, а также обеспечивать безаварийное функционирование трубопроводных систем [1].

Подводя итоги, можно сказать, что освоение месторождений Арктического шельфа сопровождается огромным количеством выбросов в атмосферу и сбросов в гидросферу, также техническая оснащенность транспортировки нефтепродуктов Арктического шельфа остаётся на низком уровне, что повышает антропогенную нагрузку на окружающую среду.

Литература

1. Лесихина Н., Рудая И., Киреева А., Кривонос О., Кобец Е. Нефть и газ российской Арктики: экологические проблемы и последствия [Электронный ресурс]. URL: http://www.bellona.ru/reports/oil_gas_report_ru.
2. Богдавленский В.И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы. Морской сборник. – М.: ВМФ, 2010, №9. – С. 53 – 62.
3. Богдавленский В.И. Нефтегазодобыча в Мировом океане и потенциал российского шельфа. ТЭК стратегии развития. – М., 2012. – №6. – С. 44 – 52.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ МЕЖДУНАРОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА
В ОСВОЕНИИ АРКТИКИ И АНТАРКТИКИ

О.А. Пасько, профессор

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

Союз журналистов России, г. Москва, Россия

Евразийская академия телевидения и радио, г. Москва, Россия



КРАТКАЯ СПРАВКА

Пасько Ольга Анатольевна – доктор сельскохозяйственных наук, кандидат биологических наук, профессор, член Союза журналистов России и Евразийской академии телевидения и радио; член жюри международных теле- и кинофестивалей, экс-ведущая и редактор научно-образовательного канала «Разум. XXI век», программ «Ученые записки», «Черные дыры», «Белые пятна» (г. Москва, Канал «Культура») и др., призер областного конкурса «Человек года» в номинации «Лучший журналист» (г. Томск).

Профессор

О.А. Пасько

В Мемориальном кабинете академиков В.А. Обручева – М.А. Усова в ТПУ хранится уникальный экспонат – старинный глобус конца 19 века, на котором нет Антарктиды (она еще не открыта), но есть Томск и есть Земля Санникова. В шкафу среди книг – "Eduard Fon Toll. Die Russische Polarsarbot der "Sarja" [11] рассказ о полярной экспедиции барона Эдуарда фон Толля в 1901–1903 годах, которая была снаряжена Императорской Академией наук для поиска Земли Санникова и исследования Северного Ледовитого океана севернее Новосибирских островов от Кронштадта до Владивостока (рис. 1). Сами "Научные результаты Русской полярной экспедиции в 1900-1903 гг. под начальством барона В. Толля [7] каждый желающий может прочитать в Отделе редких книг и рукописей Научно-технической библиотеке ТПУ. Издание прекрасно сохранилось при том, что большинство книг с фамилией Колчак были уничтожены, либо фамилия аккуратно вырезана на странице бритвой. В отчете много описаний, карт, таблиц, рисунков. Часть страниц не разрезана, а значит, не прочитана.



Рис.1. Шхуна "Заря" и участники экспедиции

В научном разделе отчета, написанным А.В. Колчаком [3, 7], содержатся результаты первого комплексного исследования арктических морей и суши, описание побережья и промеры глубин. Много сведений о температуре, солености, насыщенности газами морской воды и ее состоянии (есть к примеру, выражение "жирная вода" о замерзающей воде) (рис. 2).

К примеру, известный учёный, лауреат двух Государственных премий академик РАН А. П. Лисицын на научных конференциях многократно ссылался на

арктические исследования А. В. Колчака, указывая на их значение для современной океанологии. Экспедиции Толля обследовала неизученный остров Беннетта и собрала геологическую коллекцию. К сожалению, ее участники погибли, но полученный ими научный материал не потерял актуальности и сегодня [6].

Первая половина XX в. была посвящена изучению побережья и внутренних областей Арктики и Антарктика. В декабре 1911 г. экспедиция Р. Амундсена достигла Южного полюса, а через месяц, не зная этого – экспедиция Р. Скотта.



Рис. 2. А - А. Колчак в своей лаборатории.



Б – Н. Коломейцев с секстантом.

В 1928 г. первый трансантарктический перелет совершил американский адмирал Р. Бэрд. Как видим, отважные участники из разных стран отправлялись в экспедиции исключительно с целью географических открытий. Экспедиции шли автономно, порой соревнуясь друг с другом за право первооткрывателя. Один из ярких и трагических примеров – трагическое соперничество Амундсена и Скотта, Норвегии и Великобритании.

Экспедиции из разных стран одна за другой отправлялись в Арктику и Антарктику с целью географических открытий. Объединить усилия предложил полярный исследователь из Австрии Карл Вейпрехт [2]. «Необходимо окружить северную полярную область кольцом станций, на которых проводились бы различные наблюдения –одновременно, в течение одного года, с помощью одинаковых приборов и одинаковых методов. Создание хотя бы нескольких научных станций также и в Антарктике значительно повысило бы ценность результатов этой работы».

Реальным воплощением этого предложения стали международные полярные проекты, в которых принимали участие сотни и тысячи исследователей из десятков стран мира. Основные из них указаны в таблице. Во время Второй Мировой войны произошел перерыв международных исследований. К концу 1940-х гг. усилиями США, Великобритании, Аргентины и Чили было начато освоение Антарктики, а в прибрежных районах созданы постоянно действующие научные станции. 21 мая 1937 г. открыта первая советская дрейфующая станция СП-1. С 1946 г. попутные гидрометеорологические исследования систематически ведет участник рейсов китобойной флотилии «Слава». В 1950 г. открыта дрейфующая станция СП-2. С 1954 г. дрейфующие станции стали работать постоянно. 1955 г. – начало советских антарктических исследований. 1957 г. – запуск искусственного спутника Земли.

**ЛЕКТОРИЙ. ВЫСТУПЛЕНИЯ ВЕДУЩИХ УЧЕНЫХ –
ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ АРКТИКИ**

Таблица

Основные международные проекты исследования Арктики и Антарктики

Года. Место проведения мероприятия. Название проекта.	Программа научных исследований (далее НИ)	Участники	Результаты
1879. Гамбург. 1-я конференция МПК (Международная полярная комиссия).	Геофизические, метеорологические и биологические наблюдения в 13-ти пунктах северной полярной области.	Россия, США, Канада, Норвегия, Финляндия.	
1880 г. Берн. 2-я конференция МПК.	Первые радиозондовые, радиофизические и акустические наблюдения атмосферы. Экспедиционные наблюдения с судов ("Сибиряков", Книпович"и др).	Россия, США, Канада, Голландия Норвегия, Финляндия.	
1881 г. С.-Петербург. 3-я конференция МПК. Первый международный полярный год [1] (1.09.1882. – 1.09.1883 г.).	Обязательные наблюдения: астрономические, метеорологические и магнитные наблюдения, изучение полярного сияния. Дополнительные: гидрографические, гидрологические, ботанические, зоологические и геологические исследования.	России и США, Австро-Венгрия, Германия, Голландия Великобритания, Дания, Норвегия, Финляндия (Россия), Швеция.	13 экспедиций в Арктику и 2 в Антарктику. Результаты опубликованы в 36 томах. 14 полярных станции, 32 обсерватории и ряд метеорологических станций.
Второй международный полярный год (1.09.32 -1.09.33).	Изучение циркуляции атмосферы с помощью сети полярных станций и морских судов. Астрономические, метеорологические, геофизические, гидрологические,	Россия, Австрия, Австралия, Великобритания, Германия, Голландия, Дания, Исландия, Канада, Норвегия, США, Польша, Финляндия, Франция и Швеция.	СССР – 26 морских экспедиций. Поход ледокольного парохода «А. Сибиряков» по Севморпути за одну навигацию. Созданы:

АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ

	гидробиологически е и магнитные наблюдения, исследование солнечной радиации, атмосферного электричества, работы по гляциологии и океанографии. Запуск змеев и шаров с метеорографами, шаров-пилотов. Радиозондирование. Топографическая и магнитная съемка местности.	Всего 44 страны.	обширная информационная база данных, подробные карты Карского моря и его проливов. Даны первые ледовые прогнозы для арктических морей.
Третий международный полярный год (с 1 июля 1957 г. по 31 декабря 1958 г.) в рамках международного геофизического года [5]	Выше указанные исследования и наблюдения. Экспедиции в глубину Антарктиды. Установление плавучих обсерваторий на льдинах в Арктике.	80 тысяч ученых из 67 стран.	Открыта озоновая дыра над Антарктидой. Запущены советские ИСЗ «Спутник-1» – «Спутник-3», американские спутники «Эксплорер-1» – «Эксплорер-4» и «Авангард-1». Открыты подводные океанские хребты и тектонические плиты. Создана постоянно действующая Советская Антарктическая экспедиция (до 1958 года Комплексная Антарктическая экспедиция, ныне Российская Антарктическая экспедиция). Созданы:
1957–1958 гг. Международный геофизический год. Международное геофизическое десятилетие (1958-1967 гг.) [10]	Выше указанные исследования и наблюдения. Гравиметрическая съемка Антарктики. Изучение геомагнетизма при помощи ракет и искусственных спутников Земли. Запуск ракет с суши и судов. Метеорологические и аэрологические наблюдений, озонметрические, ионосферные и другие научные исследования. Регулярные запуски	Более 10000 ученых из 67 стран мира работало в экспедициях и на научных станциях. 26 экспедиций на 70-ти НИ судах. СССР, США, Великобритания, Франция, Бельгия, Австралия, Аргентина, Чили, Норвегия, Япония, Новая Зеландия и ЮАР.	

**ЛЕКТОРИЙ. ВЫСТУПЛЕНИЯ ВЕДУЩИХ УЧЕНЫХ –
ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ АРКТИКИ**

	<p>метеорологических ракет. 1958 г. – вывод на орбиту геофизической лаборатории «Спутник-3» (исследование верхних слоев атмосферы Земли, магнитного поля, метеорной обстановки, концентрации заряженных частиц, взаимодействия солнечного излучения с верхними слоями атмосферы Земли).</p>		<p>Агентство по перспективным НИ разработкам США (ARPA), Национальное управление по аэронавтике и исследованию космического пространства (НАСА). Организованы Мировые центры данных, в том числе в СССР и США.</p>
<p>Четвертый международный полярный год [9] (1.03.07 – 1.03.08).</p>	<p>Климатические исследования. Информационное обеспечение. Изучение природных механизмов и закономерностей, управляющих изменчивостью процессов в природных средах южной полярной области и углубленное ресурсное исследование антарктического региона. Скоординированные наблюдения с использованием систем мониторинга. Специальные эксперименты на наземных станциях и морских судах с применением</p>	<p>52 страны, в т.ч. Россия, США, Канада, Норвегия, Швеция, Германия, Франция, Польша, Китай, Япония.</p>	<p>В 2007 г. в России – 87 морских и сухопутных экспедиций, в 2008 г. – 72 (с участием зарубежных ученых). В Северном Ледовитом океане работали дрейфующие станции «СП-35» и «СП-36», французская яхта «Тара», научно-экспедиционные суда «Академик Федоров» и «Михаил Сомов», научно-исследовательские суда «Ак.</p>

АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ

	<p>автономных средств наблюдений и космического зондирования. Исследования климата и атмосферы, океанологии и Мирового океана, вечной мерзлоты, проблемы биосферы и биологии океана, а также социально-экономических вопросов.</p>		<p>Буйницкий», «Ак. Мстислав Келдыш», «Фритьоф Нансен», «Иван Петров», «Север», ледокол «Капитан Драницын», германский научно-исследовательский ледокол «Polarstern», шведский ледокол «Oden», американские ледоколы «Healy» и «Amundsen», польское НИ судно «Oceania» и норвежское – «Yan Mayen» и др. 2 августа 2007 г. совершили погружение на Северном полюсе и установили там Государственный флаг РФ глубоководные обитаемые аппараты «Мир-1» и «Мир-2».</p>
<p>С 2012 года – Международное полярное десятилетие.</p>	<p>Комплексное исследование Арктики и Антарктики с учетом их роли и места в глобальных процессах,</p>		

ЛЕКТОРИЙ. ВЫСТУПЛЕНИЯ ВЕДУЩИХ УЧЕНЫХ – ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ АРКТИКИ

	определяющих будущее развитие человечества. Океанологические научные экспедиции.		
--	--	--	--

2014-2016 гг. Ведущие мировые исследователи Арктики 23-26 ноября 2016 г. в Томском политехническом университете подписали резолюцию о создании в ТПУ Международного арктического сибирского научного центра (МАСНЦ). Подписи под резолюцией поставили ключевые спикеры проходившего в ТПУ Международного арктического форума. В резолюции ученые подвели итоги форума, особо отметили планы дальнейшего укрепления сотрудничества по грандиозным вызовам геонаук и высказали намерение создать в ТПУ **Международный арктический сибирский научный центр**. Как отметили в резолюирующем документе исследователи, Томский политехнический университет они считают идеальной базой для предлагаемого Центра по ряду причин. Томский политехнический университет накопил многолетнюю и богатую историю в сфере науки и техники, особенно силен исследованиями в области природных ресурсов, естественно-научными разработками. В настоящее время ТПУ получает широкое признание своей ясной и определённой концепции и цели по продвижению в рейтингах ведущих мировых университетов. На базе вуза уже ведут исследовательскую работу профессор Игорь Семилетов, получивший российский мегагрант, и профессор Орьян Густафссон, выигравший грант Европейского научного совета) в той же области исследований. Стратегические инвестиции в МАСНЦ ТПУ обладают высоким потенциалом для вовлечения ученых ТПУ в одну из новых и актуальных международных областей научных исследований и создания прорывной "передовой" науки под флагом ТПУ в течение предстоящего десятилетия.



Заседание ведущих мировых исследователей Арктики в Томском политехническом университете (2016г.)

Документ подписали академик РАН, вице-президент РАН и Председатель ДВО РАН Валентин Сергиенко; профессор ТПУ, научный руководитель Международной Лаборатории ТПУ по изучению углерода арктических морей, член-корреспондент РАН Игорь Семилетов; действительные члены Шведской Королевской Академии наук и Нобелевского комитета профессор Стокгольмского университета (Швеция) Орьян Густафссон и профессор факультета морских наук Гетеборгского университета (Швеция) Лейф Андерсон; заместитель директора Института океанологии РАН им. П.П. Ширшова Леопольд Лобковский; профессор, старший преподаватель школы наук о Земле и окружающей среде Манчестерского университета (Англия) Барт ван Донген; профессор ТПУ и Университета Аляски Фэйрбенкс, обладатель гранта Российского научного фонда профессор, научный сотрудник Тихоокеанского института ДВО РАН (г. Владивосток) Наталья Шахова; преподаватель Амстердамского университета, обладатель гранта ERC-Starting Grant Йорин Вонк; исследователь Болонского Института Морских Наук (Италия) Томмасо Тези.

23 ноября 2016 г. Томский политехнический университет и Дальневосточное отделение РАН подписали договор о сотрудничестве. Подписи под документом поставили ректор ТПУ Пётр Чубик и председатель ДВО РАН Валентин Сергиенко. Подписание документа состоялось в присутствии ведущих мировых ученых, занимающихся изучением проблем Арктики. Валентин Сергиенко, вице-президент РАН, председатель Президиума Дальневосточного отделения РАН, директор Института химии ДВО РАН - один из ключевых спикеров Международного арктического форума, который проходил в ТПУ 21-24 ноября 2016 г. «Академия наук за почти 300 лет своего существования всегда выступала и выступает за самые тесные связи с высшей школой, - сказал на подписании Валентин Сергиенко, - и сегодня мы с огромным удовольствием подписываем соглашение о взаимовыгодном сотрудничестве между Дальневосточным отделением РАН и Томским политехом, тем самым подчеркивая, что нельзя успешно развивать науку, не занимаясь подготовкой кадров и не обращая внимания на вопросы образования».

21-24 ноября 2016 г. в ТПУ прошел Международный форум, посвященный изучению биогеохимических последствий деградации вечной мерзлоты в Северном Ледовитом океане, с особым вниманием отнеслись к Восточно-Сибирскому шельфу - самому широкому и мелководному шельфу Мирового океана. Участие в арктическом форуме в ТПУ приняли ученые из 12 университетов и институтов России, Швеции, Нидерландов, Великобритании, США и Италии.

ТПУ сегодня, по отзывам ученых, является наиболее удобной научной платформой для прорывных международных исследований Арктики. Современная «арктическая» история началась в ТПУ с того, что в 2014 г. научная группа во главе с известным исследователем, членом-корреспондентом РАН Игорем Семилетовым получила мегагрант Правительства РФ на проведение научных исследований на тему «Сибирский арктический шельф как источник парниковых газов планетарной значимости». За три года с момента получения гранта был выполнен ряд экспедиций в Арктику, которые позволили выявить основные процессы, приводящие к эмиссии этих парниковых газов в атмосферу, а также выполнить первые оценки влияния деградации подводной мерзлоты на климат и экологическую ситуацию на планете. В 2015 г. грант Российского научного фонда на изучение Арктики получила научная группа под руководством профессора ТПУ Натальи Шаховой, которая является первым автором ряда статей, опубликованных в журналах «Доклады Академии наук», «Вестник Российской Академии наук», *Geophysical Research Letters*, *Journal Marine Sciences*, *Journal Geophysical Research*, *Science*, в которых впервые было показано, что аномалии в содержании метана в водной толще и придном слое атмосферы свидетельствуют о значительной степени деградации подводной мерзлоты, которая ранее считалась сплошной. Именно эти работы привлекли внимание мирового сообщества к проблеме изучения роли подводной мерзлоты как фактора геологического контроля массивного выброса метана из донных отложений Восточно-Сибирского шельфа в водную толщу-атмосферу.

В ТПУ начали работать над выявлением биогеохимических последствий деградации наземной мерзлоты (с фокусом на реки и озера) в начале 1990-х, а начиная с 2000-го года наши морские исследования направлены на изучение биогеохимических последствий деградации берегового ледового комплекса и подводной мерзлоты и выявления их значимости для климата и экологии.

ТПУ сегодня становится передовым международным научным центром изучения Арктики. Это не только прекрасная лабораторная база, оборудование,

ЛЕКТОРИЙ. ВЫСТУПЛЕНИЯ ВЕДУЩИХ УЧЕНЫХ – ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ АРКТИКИ

выдающиеся ученые. Здесь — на базе Международной Лаборатории изучения углерода арктических морей (далее Лаборатория) — формируется сейчас мощная коллаборация из 15 университетов и академических институтов мира. Это вузы и научные центры России, США, Швеции, Нидерландов, Англии и других стран. Среди ведущих партнеров в России: Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, Институт океанологии им. П.П. Ширшова, Институт физики атмосферы им. А. Обухова, Институт Химии ДВО РАН, Московский государственный университет; в Европе: Стокгольмский университет, Гетеборгский университет, Манчестерский университет, Свободный Амстердамский университет, Утрехтский университет, Швейцарский федеральный технологический институт, Итальянский институт морских наук в Болонье. Начиная с 2017 года планируется объединить научный и логистический потенциал международного консорциума на базе ТПУ с головным институтом Роскомгидромет — Арктическим и антарктическим научно-исследовательским институтом (АНИИ). Проект поддержан на самом высоком уровне в России и в Европе, и это делает ТПУ центром новых уникальных исследований Сибирского Арктического шельфа.

По итогам конференции принята резолюция с обоснованием о необходимости организации на базе ТПУ Международного Арктического Научного Сибирского Центра (International Arctic Siberian Scientific Center, IASSC), что позволит значительно повысить эффективность комплексных и междисциплинарных исследований в системе: суша-шельф-атмосфера в Сибирской Арктике, которая представляет большую часть доступного к освоению арктического региона. Это позволит получить не только новые уникальные данные о функционировании хрупкой арктической экосистемы в условиях потепления климата и возрастающего антропогенного прессинга, но и ответить на практические вопросы, связанные с природными опасностями, возникающими в ходе промышленной разведки и эксплуатации природных ресурсов шельфа Сибири. Ключевыми спикерами форума являлись академик РАН, вице-президент РАН и Председатель ДВО РАН В. Сергиенко; научный руководитель Международной Лаборатории изучения углерода арктических морей, член-корреспондент РАН И. Семилетов; действительные члены Шведской Королевской Академии наук и Нобелевского комитета профессор Стокгольмского университета Орьян Густафссон и профессор факультета морских наук Гетеборгского университета (Швеция) Лейф Андерсон; зам. директора Института океанологии РАН им. П.П. Ширшова Леопольд Лобковский; полярный исследователь, начальник высокоширотной арктической экспедиции из Арктического и антарктического НИИ Росгидромета Владимир Соколов; профессор, старший преподаватель школы наук о Земле и окружающей среде Манчестерского университета (Англия) Барт ван Донген; старший научный сотрудник, исследователь Стокгольмского университета Лиза Бродер, исследователь Болонского Института Морских Наук (Италия) Томмасо Тези. Впереди - новые исследования в Арктике, новые прорывные результаты с сохранением и укреплением лидерской роли российских ученых.

Современные технологии, мощные научные силы, щедрое финансирование быстро повышали уровень исследований и создавали задел для нового витка развития науки и техники. После нескольких спадов, вызванных Второй мировой войной, восстановлением, перестройкой, распадом СССР Россия по-прежнему продолжает вносить определяющий вклад в успех реализации всех международных проектов. Есть все основания для того, чтобы отечественные исследователи вписали новые важные страницы в историю мировых полярных исследований.

Литература

1. Андреев А.О., Дукальская М.В., Фролов С.В. Страницы истории ААНИИ // Вестник ОНЗ РАН. Проблемы Арктики и Антарктики 2010. № 1 (84). С. 27-25.
2. Вейпрехт С. Основные принципы арктических исследований. Электронный ресурс. Условия доступа <http://www.arctic.noaa.gov/aro/ipry-1/History.htm>.
3. Колчак А. В. Лед Карского и Сибирского морей // Записки Императорской Академии наук. Сер. 8. Физ.- мат. отд-ние. — СПб, 1909. — Т. 26, № 1. — 169 с.
4. Колчак А. В. Последняя экспедиция на остров Беннетта, снаряженная Академией для поисков барона Толля // Изв. ИРГО. — 1906. — Т. 42, вып. 2/3. — С. 487–519.
5. Международный геофизический год / А.Х. Хргиан // Большая советская энциклопедия : [в 30 т.] /гл. ред. А. М. Прохоров. — 3-е изд. — М. : Советская энциклопедия, 1969—1978.
6. Научные результаты Русской полярной экспедиции в 1900-1903 гг. под начальством барона В. Толля. Отдел В. География физическая и математическая.
7. Отчет лейтенанта А.В.Колчака о гидрологических работах, произведенных в навигации 1900 года // Известия Императорской Академии наук, СПб., 1901. Ноябрь, Т. XV, №4.
8. Предварительный отчет начальника экспедиции на землю Беннета по оказанию помощи барону Толлю // Известия Императорской Академии наук. СПб. 1904. Т. XX. №5.
9. Фирсова Е.Итоги Международного полярного года 2007-2008 // Вестник ОНЗ РАН. 2010. Электронный ресурс http://onznews.wdcb.ru/news09/info_091102.html
10. The History of the International Polar Years (IPYs) / Susan Barr, Cornelia Luedecke. — Springer, 2010. — 319 p. — ISBN 9783643124013.
11. Toll E. Die Russische Polarfahrt der «Sarja». 1900 - 1902. Berlin, 1909.

ГЕОДИНАМИКА АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА И ЭМАНАЦИЯ МЕТАНА ИЗ ГАЗОГИДРАТОВ

А.В. Мананков, профессор,

действительный член Российского минералогического общества

*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*

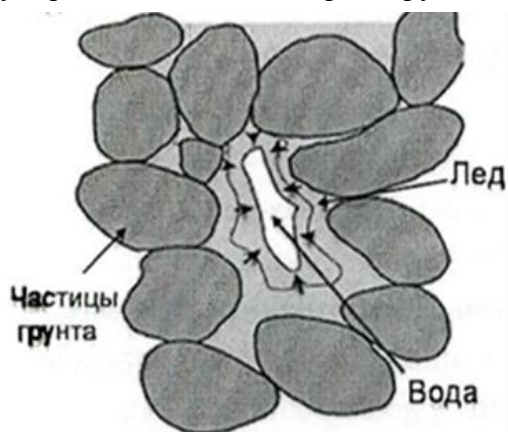


**Мананков Анатолий
Васильевич,
профессор ТГАСУ**

Метан является вторым по значимости и беспрецедентно растущим парниковым газом. До последнего времени источником метана в атмосферу признавались лишь наземные многолетнемерзлые отложения (ММО) Арктического региона, обеспечивающие рост эмиссии газа от 32 до 48 мил тонн в год. Результаты изучения шельфа в последние полтора десятилетия позволили сделать заключение о том, что основным источником метана в атмосферу являются шельфовые зоны морей Восточной Арктики (МВА), со всеми вытекающими ресурсными и экологическими последствиями.

Более 75% МВА представляет шельф, средняя глубина которого около 50 м. Под водой накоплены мощные осадочные толщи, которые в условиях

континентальной окраины обладают благоприятными условиями для метаногенеза и формирования залежей метана. Эти условия определяются волновой геодинамической циклическостью шельфа. В холодные климатические эпохи уровень моря снижается, шельф обнажается, подвергаясь субэральному промерзанию. Так формируются ММО циклического наземно-морского происхождения с благоприятными физико-химическими условиями для превращения сорбируемого метана (в морских осадках и в почве) в стабильную фазу газогидратов формирующих залежи, контролируемые состоянием ММО. С началом теплого климатического периода на рельефе ММО под воздействием термокарста происходит разрыв сплошности мерзлых пород, развиваются характерные структуры полигональных депрессий, позднее превращающиеся в карстовые озера, подстилаемые таликами. При сохранении термоусловий и степени солености воды подводная мерзлота дробится, превращаясь в островную, что увеличивает площадь газопроводящих областей. Установлено, что при промерзании грунтов с высокой соленостью (более 2,0 г/л) незамерзшая вода накапливается в центре порового пространства, создавая в текстуре замерзшего грунта каналы, слагающие газопроводящие коллекторы внутри мерзлоты (рис. 1). По данным агентства США NOAA эти процессы ускоряются, т.к. средние многолетние температуры воздуха над шельфовой зоной Арктики выросли в XXI веке на те самые критические 3-5°C. Поэтому среднегодовые температуры на шельфе изменяются от отрицательных к слабо отрицательным и к слабо положительным. Появились прогнозы резкого глобального потепления в виде гипотезы «метангидратного ружья» 2000 г. и т.п. Миграция метана из газогидратов в водной среде осуществляется двумя механизмами: диффузионным и пузырьковым. Диффузия обусловлена градиентами радиальной концентрации газа с максимумом в придонном слое. Метан при подъеме в воде может частично окисляться, не достигнув атмосферы. Пузырьковый механизм фиксируется в виде газовых вулканчиков высотой до 10-



**Рис.1. Жидкая вода с газогидратами
в засоленном мерзлом грунте**

условием для появления зон газовой эмиссии из газогидратов.

Эти факты позволяют с новых позиций изучать геологическую историю и газоносность шельфа. Теперь газ из разрушающихся газогидратов рассматривается как самостоятельная геодинамическая сила, которая взаимодействуя с грунтом, нарушает его целостность. При расщеплении газогидратов образуется газ метан, в 170 раз превышающий по объему исходную кристаллическую смесь.

Он накапливается между нижней границей мерзлоты и верхней границей зоны стабильности газогидратов, формируя мощный газовый фронт, находящийся под высоким давлением и способный в результате латерального движения находить ослабленные пути для формирования восходящих потоков газа. Каналы для выхода газа приурочены к зонам разломов, речным палеодолинам и стоку Великих Сибирских рек, к местам истончения или нарушения горизонтальности и (или) целостности слоев ММО, например, на склонах террас, грабен, хребтов или в котловинах затопленных термокарстовых озер.

В зонах, где потери массы отсутствуют, но давление газонасыщенных водных горизонтов достигает критических значений, возможно формирование структур, напоминающих структуры наземной мерзлоты, известные по имени пинго (pingo-like figures, рис.2).

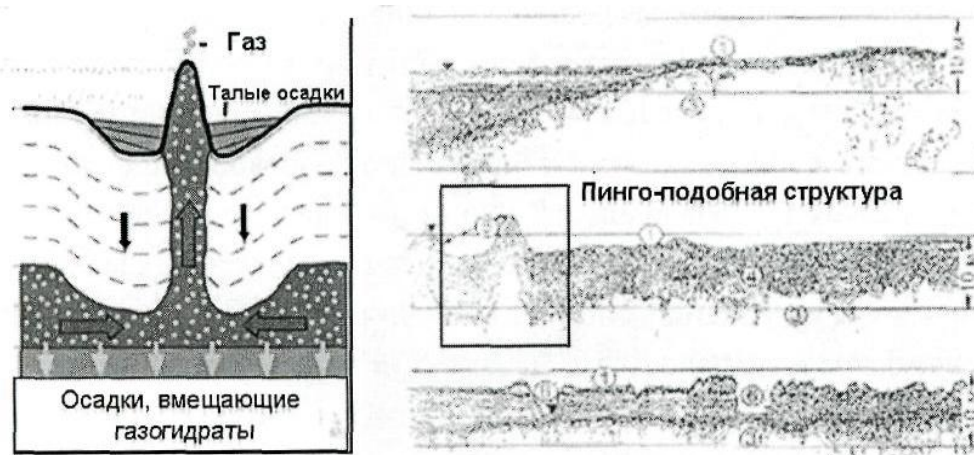


Рис.2. Модель пинго-подобной структуры из льда, грунта и газогидратов (слева). Геологический разрез с пинго-подобной структурой

Объем метана в МВА составляет $75 \cdot 10^{10}$ тонн, что превышает общее количество метана в современной атмосфере более чем в 180 раз. Поверхностные воды здесь пересыщены метаном, в среднем составляя 880% при максимальных значениях от 8000 до 14000%. Спутниковый мониторинг в течение 12 лет позволил выделить 220 залежей. Япония уже вложила 58,8 мил иен в метангидраты; в итоге впервые добыт метан, и более пяти лет создается промышленная технология. Дело за нами, поскольку стабильность залежей газогидратов и подводной мерзлоты изучены слабо.

МОРОЗОСТОЙКОЕ ТОПЛИВО ДЛЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

**В.И. Ерофеев, академик РАЕН, профессор,
Заслуженный деятель науки РФ**

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



Профессор В.И. Ерофеев

КРАТКАЯ СПРАВКА

Ерофеев Владимир Иванович – доктор технических наук, профессор, академик РАЕН, Заслуженный деятель науки РФ, заведующий международной лабораторией «Переработка углеводородного сырья с применением нанотехнологий» Института природных ресурсов Томского политехнического университета. Лаборатория осуществляет фундаментальные и прикладные научные исследования в области создания оксидных и цеолитных нанокompозитных катализаторов и адсорбентов, разработки процессов и технологий по переработке различных видов углеводородного сырья в низише олефины, ароматические углеводороды, моторные топлива и другие ценные продукты. Ученые

лаборатории осуществляли совместную деятельность с компанией Shell Exploration & Production Services (RF) B.V. Зарубежными партнерами лаборатории являються Технический университет г. Дрездена и компания «Sud-Chemie» (Германия).

Высокооктановые морозостойкие низкозастывающие бензины и дизельное топливо разработали ученые Томского политехнического университета. Такое топливо способно выдерживать температуры до $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$, что позволяет использовать его в условиях экстремально низких температур. Например, в Арктике и Антарктиде.

Получением высокооктановых бензинов класса «Евро 5» и «Евро 6», а также высокоиндексного дизельного топлива с использованием нанотехнологий занимаются ученые международной научно-образовательной лаборатории «Переработка углеводородного сырья с применением нанотехнологий» Томского политехнического университета.

Высокооктановые бензины — это виды углеводородного топлива с высоким октановым числом (от 95 и выше) и высокими физико-химическими свойствами и эксплуатационными характеристиками. Также высококачественные бензины и высоколиквидное дизельное топливо, которые разрабатывают сотрудники Томского политеха, получают с низким содержанием серы, бензола и ароматических углеводородов. Получаемое топливо соответствует всем требованиям технического регламента на нефтепродукты класса «Евро-5 и 6», а также обладает высокими низкозастывающими свойствами.

Обычные товарные бензины и дизельное топливо выдерживают температуры до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. При более низких температурах такое топливо может замерзнуть в топливных баках и системах. Предлагаемые высокооктановые бензины и дизельное топливо выдерживают очень низкие температуры до $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$. Такие высоколиквидные моторные топлива можно использовать также и в различных северных условиях России, включая Арктику и Антарктиду.

Сотрудники Томского политеха проводят научные исследования и разрабатывают новые процессы и технологии получения высоколиквидного моторного топлива, а также низиших олефинов, ароматических углеводородов

(ценных видов сырья для многих процессов нефтехимии) на специальных каталитических установках из различных видов углеводородного сырья: нефти, газовых конденсатов и попутного нефтяного газа.

Соответствующая углеводородная фракция поступает в реактор с катализатором, нагретым до определенной температуры лабораторной установки, и превращается в высокооктановый бензин, дизельное топливо или в другие ценные продукты.

В качестве катализаторов используются специально разработанные для этих процессов различные модифицированные наноструктурированные микропористые цеолиты и оксидные системы.

Отличительной особенностью этих уникальных микропористых цеолитов является их пористость, размер пор составляет не более 0,6 – 0,8 нанометров, Органические молекулы различных видов углеводородного сырья, попадая в эти поры цеолитов, где расположены высокоактивные суперкислотные центры катализатора, обретают «необычную» повышенную реакционную способность и значительно легче вступают в химические реакции на этих активных центрах, образуя различные продукты.

Также разработаны целый ряд новых, не имеющих в мире аналогов, модификаторов, которые позволяют усилить действие цеолитов, катализаторов (нанопорошки различных металлов, сульфидов металлов и различные гетерополисоединения).

С их помощью можно гораздо эффективнее получать из различных видов углеводородного сырья высокоиндексное моторное топливо, низшие олефины, арены и другие ценные продукты.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ РОССИЙСКОГО ПОДВОДНОГО РОБОТА В АРКТИЧЕСКОМ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОМ МОРЕ

**Д.М. Сонькин, заместитель директора по развитию
Института кибернетики**

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



**Д.М. Сонькин, к.т.н.,
зам.директора
Института
кибернетики ТПУ**

Автономный обитаемый подводный аппарат (АНПА) «Платформа», разработанный по заказу Томского политехнического университета и при непосредственном участии ученых вуза, успешно прошел испытания в Восточно-Сибирском море в рамках проекта по изучению процессов в арктическом шельфе, влияющих на изменения климата. Об этом сообщило информационное агентство ТАСС.

Аппарат прошел испытания во Владивостоке, после этого в конце сентября 2016 г. принял участие в арктической экспедиции на судне "Академик М. А. Лаврентьев" в начале ноября 2016 г. и вернулся во Владивосток. Испытания прошли успешно.

Робот для испытания и отладки элементов подводных робототехнических устройств и комплексов был разработан Институтом проблем морских технологий

ЛЕКТОРИЙ. ВЫСТУПЛЕНИЯ ВЕДУЩИХ УЧЕНЫХ – ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ АРКТИКИ

Дальневосточного отделения РАН по заказу ТПУ и с его участием. Сотрудники ТПУ разработали для робота комплексы для измерения глубины и температуры, элементы системы технического зрения и резервную систему связи по гидроакустическому каналу. Проект был реализован за девять месяцев.



*Демонстрация подводного робота
«Платформа» на Дальнем Востоке*

В рамках экспедиции мы апробировали реальные подсистемы, датчики, и принимали участие в основной цели испытания — изучении деградации подводной мерзлоты. Теперь с учетом полученного опыта планируется модернизация комплекса, который сможет получать более подробные данные по подводной обстановке. Дальше будем расширять перечень систем и усовершенствовать их.

Томский политехнический университет является ведущим мировым научным центром изучения Арктики. Под руководством ведущих ученых Игоря Семилетова и Натальи Шаховой ТПУ реализует масштабный международный проект по изучению Арктики — в частности, Сибирского арктического шельфа как источника парниковых газов планетарной значимости. Чтобы оценить, насколько серьезным может быть влияние деградации подводной мерзлоты на климат и экологическую ситуацию на планете, уже выполнен ряд экспедиций в Арктику. Во время экспедиций ученые вуза с коллегами обнаружили значительную деградацию подводной мерзлоты.

Получается, что некогда надежная ледяная пробка, препятствующая выходу огромных запасов газовых гидратов, дала течь. В итоге мощные выбросы метана и двуокиси углерода попадают в атмосферу, и ученые стремятся определить, какое количество метана захоронено на этих огромных площадях Сибирского арктического шельфа и какое влияние может оказать его высвобождение на эту чувствительную климатическую систему Арктики.

Добавим, работа над автономным необитаемым подводным аппаратом «Платформа» ведется в ТПУ в рамках Стратегической академической единицы (САЕ) «Системы управления и телекоммуникаций». Приоритетными научными направлениями для этой САЕ являются разработка телекоммуникационных средств и систем управления робототехническими комплексами нового поколения, разработка информационно-телекоммуникационных систем связи, мониторинга и управления.

Секция 1 ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

АРКТИЧЕСКИЙ ПЕЙЗАЖ КАК СРЕДСТВО ВЫРАЖЕНИЯ ЭМОЦИОНАЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ПОЛЯРНИКОВ В ПУБЛИЦИСТИЧЕСКИХ ОЧЕРКАХ КОНЦА XX ВЕКА

**Н.А. Лебедева, доктор философии в области культурологии,
профессор, действительный член Евразийской Академии телевидения
и радио**

Международная Кадровая Академия, г. Киев, Украина

Пейзаж... С начала возникновения первых образцов культуры человечества изображение природы занимало одну из ведущих позиций в развитии искусства. И если природа - колыбель человечества, то пейзаж - выражение в искусстве и литературе субъективного восприятия природы человеком. Пейзаж может быть средством выражения идеи и пафоса литературного произведения, как, например, рассмотрено в научной работе "Специфика интерпретации пейзажа в украинской лирике XIX - начала XX века (в контексте развития живописи)" [8], может своими жанровыми особенностями "сводить с ума" поколения искусствоведов, оставаясь при этом предметом споров и дискуссий филологов [9]. Загадочный, волшебный и уникальный, его величество - Пейзаж. Будучи неповторимым под кистью художника, в строках стихотворных произведений поэтов, именно пейзаж способен выразить эмоции, раскрыть душу его автора, показать субъективное отношение к окружающему миру, окрашивая радостью или грустью природу. А природа, она просто есть, природа существует безусловно и всеобъемлет человека, хотя человек довольно бесцеремонно обходится со средой своего же обитания, но это уже тема для исследований в области экологии. Данная статья будет посвящена красоте пейзажей Арктики. Ведь что ещё может сравниться с величием Северного Сияния! Исследователи Севера старались познакомить тех, кто не видел чудес арктического пейзажа, описывая его в своих рассказах, передать людям красоту и величие этой загадочной земли, манящей к себе своей непознанностью.



Автор фото Игорь Смилевец

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

Следовательно, изучение изображения природы в литературных произведениях остаётся **актуальным** в наше время, как и в прошлом.

Цель статьи - рассмотреть пейзаж в очерках исследователей Арктики конца XX века как средство выражения субъективных впечатлений учёных, работающих в Арктике.

В ходе нашего научного поиска, поставлены следующие **задачи**:

- выделить описание арктических пейзажей в литературных произведениях полярников;
- рассмотреть особенности арктических пейзажей;
- охарактеризовать смысловую функцию, выполняемую арктическим пейзажем в литературных произведениях полярных исследователей конца XX века.

Объектом данной научной статьи выступает арктический пейзаж в произведениях исследователей-полярников. **Предметом** исследования является функция, которую выполняет арктический пейзаж в композиции повествований. **Практическое значение** работы состоит в том, что материалы могут послужить основой дальнейших работ студентов филологических специальностей, культурологов и искусствоведов для последующих исследований в гуманитарной сфере знания, поскольку перспектива научного познания арктического пейзажа представляет собой широкое поле деятельности для молодых исследователей.

Изображение природы в произведениях литературы и искусства неоднократно привлекало к себе внимание многих поколений учёных. Проблема пейзажа освещается в трудах, посвящённых разным жанрам, видам и родам искусства и литературы. Это монографии, статьи, эссе, посвящённые отдельным литературно-искусствоведческим школам и писателям, художникам. Пейзаж - это один из основополагающих жанров, который есть общим для литературы, изобразительного искусства, фотоискусства и кино. Исследователи, в частности Иван Безпечный [2], рассматривали пейзаж как внесюжетный элемент в составе композиции литературного произведения. Но восприятие пейзажа, как художественного произведения, неразрывно связано с раскрытием отношения личности к природе, с её индивидуальным отражением концепции природы, а через неё имеет точку зрения на все состояния человеческой души и общественно-гражданскую жизнь. А это уже жанр. Чтобы как можно точнее передать своё видение на природу, творец литературного произведения старается отобразить на бумаге окружающий мир во всём его богатстве. Он ищет для выражения наиболее точные словосочетания, стараясь уловить цвет, звуки и зрительно-слуховые образы природы [8, с. 6]. Так, например, Игорь Ильич Цигельницкий, полярный метеоролог, более двадцати пяти лет изучавший климат Арктики и Антарктиды, в книге "Профессия? - Полярник" пишет: "Северная палитра уступает краскам умеренных широт по количеству основных цветов, но по богатству и разнообразию оттенков превосходит их. Краски Севера так насыщены, а оттенки так тонки, что их почти невозможно передать ни на полотне, ни на фотобумаге" [16, с. 31]. Свой восторг, трепет души перед увиденным Игорь Цигельницкий выражает строками: "Увидев однажды эту красоту, остаётся лишь хранить её в своей памяти изредка, как бесценное сокровище, извлекать оттуда" [16, с. 31]. Синтез искусств можем наблюдать, поскольку полярный исследователь передаёт описание природы, можно сказать, кинематографически, используя разные ракурсы в описании. Например, вид сверху: "А какие великолепные узоры и орнаменты можно увидеть с борта самолёта! С высоты трёх километров поверхность тундры предстаёт в виде замысловатого многоцветного кружева. Бесчисленные речки, озера и ручейки,

наполненные зеркальными отражениями облаков и солнечными бликами, сливаясь в сплошной ковёр, создают изумительный, волшебный рисунок. Покрытая льдом поверхность океана, пересечённая множеством трещин и разводий, напоминает сверху растрескивающуюся поверхность солончака. Душа Арктики сохранится в моей памяти в виде пары снежной белизны лебедей, распластавших крылья над буро-зелёной водой дельты Лены, и ярко-желтой головки полярного мака, гордо поднявшейся на хрупком стебельке у края ледника" [16, с. 31]. Таким образом, поэтичность строк передаёт читателю внутренний восторг полярного исследователя.



Автор фото Игорь Смилевец

Чтобы выразить своё неуловимое чувство грусти, вызванное тем, что рейс первой морской практики подходит к концу, Игорь Ильич Цигельницкий прибегает к описанию природы, персонифицируя её, то есть, наделяя человеческими качествами: "И несмотря на хмурое, осеннее небо над головой, нам показалось, что неприветливое море провожает нас гораздо ласковее, чем встречало два месяца назад" [16, с. 9]. Свою первую работу аэрологом автор книги подытоживает описанием арктического пейзажа: "Вот такой была долгая полярная ночь, превратившаяся в один сплошной аврал. Когда она подошла к концу, появилось солнышко, и мы увидели с воздуха наше старое "пепелище", то ужаснулись. Это было сплошное месиво вставших на дыбы, нагромождённых друг на друга ледяных обломков, схваченных намертво морозом" [16, с. 23]. Чувство торжества, победы человека над стихией выражено в описании вида сверху на место пребывания полярников.

Уныние и грусть переданы в пейзаже рассказа "Над обрывом" Бориса Павловича Водопьянова [5, с. 27-34], который с 1960 по 1975 работал в Арктике инженером-гидрографом, а затем лоцманом на проводке морских судов в Игарку, содержит описание полярной природы посредством описания фотографии: "Полузаснеженная тундра на краю высокого обрыва. На бетонной плите - глыба серого гранита. В гранит врезана полированная латунная доска с надписью: "Тессем, норвежский моряк, член экспедиции на м/с "Мод". Погиб в 1920 г.". Ниже та же надпись по-норвежски. У подножия памятника старый корабельный якорь. Внизу, под обрывом, закованное в лёд море. Далеко на горизонте - силуэт атомного ледокола" [5, с. 27]. Рассказ начинается с данного описания. Сюжетная линия развивается таким образом, что приводит читателя к тому, как был сделан фото

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

снимок. Эмоциональная составляющая раскрывается в том, что автор побоялся пройти те четыре километра, которые в своё время стали последними для Тессема: "В душе мне вовсе не улыбалась перспектива топтать четыре километра по заснеженному льду в холоде и темноте" [5, с. 32]. Интересно, что арктический пейзаж, описываемый как изображение на фотографии создаёт, так называемую рамочную конструкцию литературного произведения, когда рассказ начинается и заканчивается аналогичным описанием места, либо портрета, либо ситуации. В данном случае, пейзаж выражает не просто некое место - развязкой становится акцент на то, что изображается только природа без человека. Рассказчик сфотографировался на фоне могилы Питера Тессема, потому что могила известна на весь мир, но, поняв нелепость своего поступка, предпочёл отпечатать снимок исключительно с изображением пейзажа: "У самого края обрыва на бетонной плите стояла глыба грубо отесанного гранита. У её подножия лежал старый корабельный якорь. Мглистое снеговое небо почти сливалось с горизонтом и только силуэт атомохода помогал глазу нащупать разницу в оттенках белизны" [5, с. 34].

Одной из характерных черт для пейзажей в литературных произведениях полярников конца XX века есть точность географических описаний, например, как в "Тайне залива Ахматова" Дмитрия Шпаро и Александра Шумилова: "Ледник Мушкетова спускается на юге и востоке в долину. С противоположной стороны в неё сползают языки ледника Семёнова-Тянь-Шаньского, а на востоке за ней лежит крутостенный ледник Войцеховского. Река Базовая, которая бежит в долине, впадает в залив Ахматова километрах в 30 к северу от "лагеря неизвестного морехода" [17, с. 119]. Таким образом, научная точность, с которой передаются также эмоции восторга от нахождения и созерцания бескрайних просторов нашей удивительной планеты особенно выделяет арктический пейзаж среди других видов литературных описаний природы.



Автор фото Игорь Смилевец

Пейзаж также выступает спутником исследователя, что отобразено в цитировании дневников первопроходцев Арктики. Так, например, в повести "Загадка мыса Приметный" Дмитрия Шпаро и Александра Шумилова находим

цитаты путевых записок Никифора Алексеевича Бегичева. "18 июня. Утром сильный туман. Олени не идут, снег сделался везде оленям по брюхо. 25 июня. Ход очень плохой, по пути очень часто попадают речки глубокие со снегом, которые приходится переезжать вплавь" [17, с. 17]. Описание природы в подобных документах - это фиксация погоды, особенностей местности, это точные научные данные, необходимые для составления карт. В то же самое время, в литературном произведении эти описания природы показывают состояние души, устремлённость и преданность своему делу и, по словам профессора кафедры Общей геологии и землеустройства Томского Политехнического Университета Ольги Пасько, "этот Пейзаж видят очень непростые люди. Люди мужественные, терпеливые, надёжные. Арктика становится их зеркалом, местом приложения их талантов". Это очень точное наблюдение, потому что люди, выбравшие себе столь сложную профессию, особенны своей душой, складом личности, что также не может не привлечь философского научного внимания.

Сравнение тундры с футбольным полем в произведении "Клад Эдуарда Толля" Дмитрия Шпаро и Александра Шумилова - это своеобразная передача цветовой гаммы, с которой авторы повествования стремятся познакомить читателей с тем, что видели сами, что может быть непонятно людям, не посещавшим Север. Полярники так описывают раскрывающуюся перед ними панораму: "Глубокий чёрный каньон, прорезавший зелёную тундру, - это и была река Толевая. В тихий солнечный час тундра казалась удивительно нежной. Таким иногда бывает футбольное поле перед матчем..." [17, с. 77].

Пейзаж литературных произведений полярников передаёт внутренний дух первопроходцев, восторг и желание передать его другим людям, желание вести за собой к непокорённым просторам Арктики: "В вершине залива темнеет "озеро", видимо лёд размыли реки. Идём к гроту западным берегом. Кругом скалы и лёд. Птиц нет. Нас тревожит сильный шум, будто непрерывный камнепад. Слева из-за горы показался ледник. Видим источник шума - высоко в срезе ледника почти вертикальный узкий желоб. По нему мчится вода. Ниже, но тоже высоко, у этой бешеной реки дельта. А ещё ниже - полтора десятка энергичных ручьев, через которые нам придётся перейти" [17, с. 135]. Авторы рассказа используют для описания окружающей их природы весь арсенал доступных человеку ощущений: зрительных, слуховых, кинестетических.

Обилие фотографий, которые иллюстрируют путешествие экспедиции газеты "Комсомольская правда" (1973), дают нам не только изображение северной природы, предоставляют образцы арктического пейзажа, который также содержит в себе эмоциональную составляющую субъективного отношения исследователей. Ведь члены экспедиции фотографируя, выбирали наиболее удачные ракурсы для передачи цвета, общего плана местности, которую видели, в которой находились, стремясь передать свой собственный восторг от увиденного.

Александр Александрович Рогов (инженер-энергетик, в конце 70-х годов работал на Кислогубской приливной электростанции) в фотоочерке "Край земли" [14] пишет: "Погода на северном побережье Кольского полуострова неустойчива, она может измениться за день несколько раз: то светит солнце и тихо, а то вдруг налетает сильный ветер с дождём или снегом. Снежный заряд может "выстрелить" в любое время года, а снеговые языки на северных склонах сопки лежат всё лето. К тому же из-за частых изменений атмосферного давления, температуры и влажности воздуха колеблется содержание в атмосфере кислорода, и это не может не сказываться на настроении". [14, с. 22]. Удивительное сочетание поэтического слова

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

и научность заключены в приведённом описании: с помощью эпитетов, метафор и сравнений перед читателем разворачивается пространство, где находился автор рассказа, пейзаж местности, окрашенный восторгом автора очерка. В то же время научность, умело совмещаемая с литературными оборотами свидетельствует об особенностях описаний, характерных полярникам.



Автор фото Игорь Смилевец

Зрительные впечатления умело переданы с помощью фиксации чувства цвета для передачи автором субъективных впечатлений, вызываемых пребыванием в пространстве Полярного круга: "Суровая природа Севера, но, вживаясь в её нрав, начинаешь замечать среди холодных тонов и тёплые краски. Летом можно повстречать на каменном взгорке среди мхов и лишайников шляпки великана подосиновика. А рядом, на тундровой болотинке, - ярко-оранжевые ягоды морошки..." [14, с. 26].

В результате анализа произведений Б. Водопьянова [5], А. Рогова [14], А. Омельчук [12], Д. Шпаро и А. Шумилова [16], В. Иванова [7], С. Попова [11], М. Самсоновой [15], И. Вельминой [6], В. Бардина [1], И. Цигельницкого [16], В. Максимова [10], В. Раданского [13] можно сделать следующий **вывод**: арктический пейзаж в литературных произведениях полярников - это угол зрения авторов, то есть отображение внутреннего восприятия картин арктической природы определённой личностью. Чувство природы очень сложно по форме своего выражения. Оно преломляется через личное художественное понимание, требует внутреннего расчленения, существует в жанровом разнообразии. Арктический пейзаж, кроме ознакомительной, описательной точности имеет главное своё назначение - отображение внутреннего мира исследователя. Это угол видения полярником окружающего мира. Арктический пейзаж способны увидеть и принять во всей красе мужественные, терпеливые и надёжные люди, для которых Арктика - место раскрытия таланта, самореализации. Очарование Арктикой, способность понять её, найти в пейзаже созвучие не только со своими чувствами, но и жизнью, идеалами своего времени - вот, что стало источником вдохновения авторов литературных произведений, посвящённых Арктике конца XX века.

Литература

1. Бардина Б. Бухта надежд / Б. Бардина // Полярный круг: 1982 - М.: Мысль, 1982. - С.194-207.
2. Безпечний І. Теорія літератури / І. Безпечний. - Торонто, (Канада): Молода Україна, 1984. - 303 с.
3. Большая Советская Энциклопедия. В 30 т. / Гл. ред.: А. М. Прохоров. - Т. 2. - М.: "Советская Энциклопедия", 1970. - 632 с.
4. Блій Г. де, Муллер Пітер. Географія: світи, регіони, концепти / пер. з англ.; Передмова та розділ "Україна" О. Шаблія. - К.: Либідь, 2004. - 740 с.
5. Водопьянов Б. Над обрывом / Б. Водопьянов // Полярный круг: 1982 - М.: Мысль, 1982. - С. 27-34.
6. Вельмина И. Птицы на мачтах / И. Вельмина // Полярный круг: 1982 - М.: Мысль, 1982. - С.155-163.
7. Иванов В. Два охотника / В. Иванов // Полярный круг: 1982 - М.: Мысль, 1982. - С. 57-66.
8. Лебедева Н.А. Специфіка інтерпретації пейзажу в українській ліриці ХІХ - початку ХХ століть (в контексті розвитку живопису) : автореф. дис...д-ра культурології : спец. 26.00.01 «Теорія та історія культури» / Надія Анатоліївна Лебедева. – Київ, 2009. – 24 с.
9. Лебедева Н. А. Функціональна семантика лексичних одиниць із позначенням кольору // Південний архів: Зб. наук. пр.: Філологічні науки. – Вип. ХІV.- Херсон: Айтлант, 2002. – С.77-85.
10. Максимов В. О. Навколо полюсів Землі / В. О. Максимов. - К.: Рад. школа, 1982. -128 с.
11. Попов С. Острова полярных гидрографов / С. Попов // Полярный круг: 1982 - М.: Мысль, 1982. - С.114-127.
12. Омельчук А. Земля настоящих мужчин / А. Омельчук // Полярный круг: 1982 - М.: Мысль, 1982. - С. 36-41.
13. Раданский В. Арктика родная / В. Раданский // Полярный круг: 1986 - М.: Мысль, 1986. - С.8-13.
14. Рогов А. Край земли / А. Рогов // Полярный круг: 1982 - М.: Мысль, 1982. - С. 20-26.
15. Самсонова М. Свидание с Северной Землей / М. Самсонова // Полярный круг: 1982 - М.: Мысль, 1982. - С.142-154.
16. Цигельницкий И. Профессия? - Полярник / И. Цигельницкий. - Л.: Гидрометеиздат, 1982. - 96 с.
17. Шпаро Д. И., Шумилов А. В. Три загадки Арктики / Д. И. Шпаро, А. В. Шумилов. - М.: Мысль, 1982. - 142 с.

ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ РУССКИМИ

А.А. Антипов

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

Арктика – северный обширный район Земли, включающий в себя практически весь Северный Ледовитый океан, северные части Тихого и Атлантического океанов, северные побережья Евразии и Северной Америки, а также огромное количество островов, проливов и заливов. Арктика занимает примерно одну шестую часть Земли.

Слово «Арктика» греческого происхождения, названо по созвездию Большой Медведицы и означает «страна большого медведя».

История освоения Арктики русскими началась уже в середине XVI века, пользуясь притоками сибирских рек, русские поморы и землепроходцы, совершали плавания в Северный Ледовитый океан. В 1648 г. Семен Попов и казачий атаман Семен Дежнев обошли Чукотский полуостров и вышли в Тихий океан.

В 1725-1730 гг. состоялась первая Камчатская экспедиция под руководством Беринга В.И., итогами которой стало доказательство того, что Азия не соединяется с Америкой, а также установлены географические «габариты» Камчатки.

В 1733-1742 гг. вела работу Великая Северная экспедиция. Она объединила несколько экспедиций, включая вторую Камчатскую экспедицию. В ходе работы экспедиция провела значительный комплекс исследований северной территории Сибири, Командорских островов и Камчатки. Впервые на картах появились очертания берегов Северного Ледовитого океана, начиная от Архангельска на западе до устья реки Колымы на востоке и включая Курильские острова.

В течение 1741-1742 гг. Челюскин совершил 2 пешие экспедиции по западному (весна 1741 г.) и северному (зима 1741–1742 гг.) побережью Таймыра, в ходе которых было осуществлено описание побережий Таймыра и выявлена северная оконечность Азии. В честь этого события 100 лет спустя в 1843 г. северную оконечность Азии назвали мысом Челюскина [3].

Изучению Северного морского пути, обследованию и описанию материкового берега от устья реки Колымы до Колючинской губы посвятили свои экспедиции русские мореплаватели Федор Матюшкин и Фердинанд Врангель. Ими была создана карта материкового берега.

Федор Литке вошел в историю как один из главных исследователей Арктики. Он совершил экспедицию к берегам Новой Земли, сделал ее подробное описание в своей книге «Четырехкратное путешествие в Северный Ледовитый океан в 1821-1824 гг.». Спустя два года, в 1826 г., Ф. Литке совершил кругосветное плавание, которое продолжалось три года. В результате эта экспедиция стала одной из самых успешных в XIX веке. Было сделано множество географических открытий.

Новый этап в изучении и освоении Северного Ледовитого океана связан с именем Степана Макарова – знаменитого русского адмирала. По идее С. Макарова в 1899 г. в Англии был построен ледокол, которому дали звонкое имя «Ермак» и который являлся первым в мире ледоколом. В дальнейшем он послужил на благо отечественной науки, а также был задействован в военное время.

В историю вошла русская «Гидрографическая экспедиция Северного Ледовитого океана» 1910-1915 гг. В результате очень плодотворной работы была

совершена гидрографическая опись от мыса Дежнева до устья Лены и сооружены навигационные знаки на побережье.

Вместе с тем, несмотря на результаты успешно проведенных экспедиций, Северный Ледовитый океан долгое время по-прежнему оставался мало изученным.

С приходом советской власти исследованию и изучению Арктического района было придано значение государственной важности. В 1921 г. Ленин В.И. подписал указ о создании Плавучего морского научно-исследовательского института. Как результат проведенной институтом работы, на побережье и островах Северного Ледовитого океана появились 19 полярных радиометеорологических станций, что позволило Советскому Союзу, а в дальнейшем и России, стать лидером в освоении и исследовании Северного полюса.

Важнейшее место в истории освоения Арктики русскими занимает период 1930-1940 гг. В это время были проведены героические экспедиции на ледоколах таких известных полярников, как Отто Шмидт, Владимир Визе, Рудольф Самойлович. Впервые в истории им удалось пройти трассу Северного морского пути за одну навигацию. В 1935 г. состоялась первая высокоширотная экспедиция под руководством Ушакова Г.А. на ледокольном пароходе «Садко» с самолетом ледовой разведки на борту (пилот Бабушкин М.С.) [4].

Следующий важный период освоения Арктики начался в 2001 г., когда была новая дрейфующая станция «Северный полюс». До этого времени наблюдался полувековой застой в исследовании, что было связано с Великой Отечественной войной, тяжелыми экономическими последствиями после нее, а в дальнейшем и развалом СССР.

На данный момент в Арктике ведут работу более десятка международных экспедиций с участием Российской Федерации. В современности цели исследований изменились, важнейшими задачами экспедиций является поиск и разведка полезных ископаемых, многие из которых могут находиться на шельфе. Возможно, в ближайшем будущем в Северном Ледовитом океане может быть налажено регулярное судоходство, что в свою очередь обеспечит постоянный доступ к полезным ископаемым этого огромного региона.

В наше время ведется множество дискуссий между мировыми державами по поводу передела арктических пространств. Россия является первым арктическим государством. Ею в 2001 г. в ООН была подана заявка на установление в Северном Ледовитом океане внешней границы континентального шельфа.

К активному изучению и исследованию арктической зоны проявляют интерес все больше государств. В основном это связано с изменением глобального климата.

Российская Федерация, несмотря на все трудности и политическую ситуацию в мире, должна твердо отстаивать свои права на владения арктическими территориями, так как именно русские ученые, мореплаватели и исследователи внесли самый большой вклад в освоение Арктики. В скором времени российский континентальный шельф может стать нефтегазодобывающим центром нашей страны.

Литература

1. Богоявленский В.И. Нефтегазодобыча в Мировом океане и потенциал российского шельфа // ТЭК стратегии развития. – М., 2012. – №6. – С. 44 – 52.

2. Лоскутова О.Ю. Этот труднодоступный Арктический шельф // Освоение океана и шельфа, 2007. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.maritimemarket.ru/article.phtml?id=185>
3. История освоения Арктики. // РИА новости. [Электронный ресурс]. URL: http://ria.ru/arctic_spravka/20100415/220156203.html
4. Исследования Арктики в XX веке. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.arktika-antarktida.ru/arktikhahistory5.shtml>.

ТОМСКИЙ СЛЕД В АРКТИКЕ

В.С. Бучельников

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

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

За последнее время интерес к Арктическому региону существенно вырос, но долгое время Арктика считалась суровым, безжизненным краем, не представлявшим особой ценности, но сегодня именно с освоением Арктики связывают дальнейшие перспективы развития России. Особое внимание исследованиям Севера стали уделять в 20 веке, когда Арктику стали рассматривать как возможный источник ресурсов, также немаловажную роль в этом сыграла идея развития Северного морского пути.

Значимое место в истории освоения этого края занимают люди, учившиеся, жившие и живущие в Томске.

Значительный вклад внёс выдающийся ученый, Владимир Афанасьевич Обручев с 1901 по 1912 гг. был первым деканом горного отделения Томского технологического института. Одним из направлений его деятельности было изучение оледенения Сибири. Особое внимание Арктике уделено в его научно-фантастическом романе «Земля Санникова».

Дело Обручева было продолжено его сыном, Сергеем Владимировичем, выпускником Томского реального училища. Его основные открытия касались именно Арктики. Им была предложена идея проведения исследований с помощью авиации, была организована Чукотская летняя экспедиция - первая в истории по средствам передвижения, приемам работы, целям и задачам. Эта экспедиция вошла в историю освоения советского Севера, изучения географии полярных стран, а также в историю нашей полярной авиации как одна из наиболее значимых и плодотворных. Им было обосновано существование Тунгусского угольного бассейна, обнаружен хребет Черского, самый высокий в Северной Сибири и последний великий хребет, открытый в Северном полушарии; благодаря его исследованиям в Чаунском районе Чукотки было обнаружены месторождения олова.

Одним из выдающихся исследователей Арктики признан Николай Николаевич Урванцев, выпускник Томского технологического института. Под его руководством были обнаружены месторождения угля, железной руды, олова, апатита на полуострове Таймыр, медно-никелевые руды Норильска, проведены детальные исследования архипелага Северная Земля. Месторождения, открытые Н.Урванцевым, обрабатываются до сих пор и играют важную роль

Изучение тайн Арктики продолжается и сегодня. Рассматривается не только экономический потенциал, но и экологическим особенностям региона также уделяется значительное внимание. Ученые ТГУ и Японии планируют совместно

изучать изменение климата в арктическом регионе. НИИ прикладной математики и механики ТГУ разрабатывает программу, позволяющую моделировать поведение льда, известняка и каменного угля при взрывах и может использоваться при строительстве и добычи полезных ископаемых за Полярным кругом.

В настоящее время большой объем работ по изучению Арктики проводится в Томском политехническом университете, при котором в рамках выполнения работ по направлению «Сибирский арктический шельф как источник парниковых газов планетарной значимости: количественная оценка потоков и выявление возможных экологических и климатических последствий» в Институте природных ресурсов создана Международная научно-образовательная лаборатория, изучающая углерод арктических морей, занимающаяся выявлением и характеристикой процессов, связанных с эмиссией основных парниковых газов, количественной оценкой скорости деградации подводной мерзлоты, изучением вопроса функционирования Арктической климатической системы.

Кроме того, в 2014 году ученые из ТПУ приняли участие в совместной 90-суточной российско-шведско-американской экспедиции (SWERUS-C3), целью которой являлось выяснение природы обледенения Арктики; также в ТПУ создана распределенная интеллектуальная робототехническая система для комплексных исследований арктического шельфа.

По мнению профессора Стокгольмского университета, члена Нобелевского комитета, Орьяна Густафсона, Томский политехнический университет является мировым научным центром изучения Арктики.

Несмотря на то, что изучение Арктики длится уже несколько сотен лет, многие её тайны до сих пор не открыты, и ещё долгое время она будет привлекать исследователей со всего мира, а значит, будет возрастать и её роль в мире.

ВЕЛИКАЯ СЕВЕРНАЯ ЭКСПЕДИЦИЯ

А.В. Волкова

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

«Великая Северная экспедиция», ставшая одной из главных в научном открытии проблем Арктики, была организована по инициативе Петра I и длилась в течение десяти лет (1733-1743 гг.). Экспедиция состояла из семи самостоятельных отрядов, которые в свою очередь включали в себя около пяти человек. Каждый отряд, можно сказать, являлся отдельной экспедицией. Между отрядами были распределены районы исследований берегов Тихого и Ледовитого океанов. В задачу исследователей входило нанесение на карту берегов Российского государства. Возглавлял экспедицию Витус Беринг, который не только являлся общим руководителем, но и непосредственно возглавлял один из отрядов [1].

Двинско-Обский отряд (1733-1739 гг.) являлся самым западным отрядом, который должен был составить описание Северного побережья России от Белого моря до устья Оби. Данный участок исследований являлся наиболее освоенным. Начальным пунктом отряда являлся город Архангельск. Отряд возглавляли морские офицеры Степан Муравьев и Михаил Павлов. Для плавания в арктических морях были выбраны суда – кочи, которые получили названия «Обь» и «Экспедицион». В 1736 году новым руководителем отряда был назначен Степан Малыгин. По итогам

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

экспедиции была составлена первая карта побережья Баренцева и Карского морей [2].

Обско-Енисейскому отряду, под руководством лейтенанта Дмитрия Овцына, было поручено исследование северного побережья от устья Оби до Енисея. После ареста Овцына, руководство продолжил Минин [1]. За долгие годы работы отряд Овцына-Минина исследовал и нанес на карту восточный берег Обской губы, Тазовскую и Енисейскую губу, берег Енисея и Оби, западный берег полуострова Таймыр, а также ряд островов. Данные описания вошли в итоговую карту, составленную по материалам Великой Северной экспедиции [2].

Ленско-Енисейскому отряду – третьему отряду Великой Северной экспедиции было поручено обследовать арктическое побережье России между Енисеем и Колымой. По итогам работы отряда, усилиями Прончищева, Челюскина, Чекина, Харитона Лаптева и других участников экспедиции были нанесены на карту России ранее не известные очертания Таймырского полуострова [2].

Ленско-Колымский отряд получил задание исследовать арктическое побережье России между Леной и Колымой. В случае если отряд выполнит данное задание, он должен был двигаться дальше – до Камчатки. В 1735 году в Якутске был спущен на воду бот «Иркутский», под руководством лейтенанта Петра Ласиниуса. После трагической смерти Ласиниуса, Беринг отдал распоряжения о создании новой команды бота «Иркутский» под руководством Лаптева. В 1742 году работа отряда была завершена. По итогам работы Ленско-Колымского отряда на карте России появились очертания восточного побережья Северного Ледовитого океана [1].

Отряд Беринга-Чирикова, который возглавлял главнокомандующий Великой Северной экспедиции Витус Беринг, должен был пересечь Сибирь и от Камчатки направиться к Северной Америке для исследования ее побережья. В 1740 году экспедиция прибыла в Авачинскую губу и остановилась на зимовку в бухте, которую Беринг назвал Петропавловской. Здесь был основан острог, на месте которого в дальнейшем вырос город Петропавловск-Камчатский. 8 декабря 1741 года руководитель экспедиции Беринг скончался. Открытия, сделанные экспедицией Беринга-Чирикова, вошли в итоговую карту, составленную в 1746 году по результатам работы Великой Северной экспедиции [2].

Южный отряд. Для отыскания морских путей в Америку и Японию были снаряжены два отряда. Под руководством Шпанберга, южно-морской отряд должен был, построив три судна, плыть «ради обсервации и изыскания пути до Японии» и попутно исследовать Курильские острова. Участниками данной экспедиции были получены первые данные об Амурском лимане и Охотском море. Также были открыты и нанесены на карту часть островов Курильской гряды. Одним из важнейших открытий отряда стало открытие морского пути из России в Японию [2].

Академический отряд, в состав которого вошли ученые Петербургской академии наук, студенты Славяно-греко-латинской Академии Москвы, рудознатцы, геодезисты и другие специалисты. Отряду было поручено историческое описание пути из Санкт-Петербурга до Камчатки. Результатом исследований отряда стали труды «История Сибири», «Сибирская флора», «Описание сибирских народов» и «Описание земли Камчатки», которые сохранили актуальность до настоящего времени [2].

Великая Северная экспедиция стала выдающимся научным предприятием. Результаты Великой Северной экспедиции очень велики и неисчислимы. Данная экспедиция дала направления сотням последующих экспедиций. Благодаря Великой Северной экспедиции были даны точные и научно обоснованные очертания берегов

Северной Азии, окончательно установлено наличие пролива, который разделяет Азию от Америки. Наконец была открыта и присоединена часть северо-западного континента Америки – полуостров Аляска. Было извлечено из недр Сибири большое количество каменного материала [1].

Литература

1. Великая Северная экспедиция // Страны Арктики и Антарктида. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.russian-travels.ru/?p=7>.
2. Островский Б.Г. Великая Северная экспедиция. – Архангельск: Севоблгиз, 1937. – 85 с. [Электронный ресурс]. URL: http://www.lib.ru/PRIKL/OSTROWSKIJ_B_G/nord_expedition.txt.

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И АНАЛИЗ УСТРОЙСТВА ТЕРРИТОРИИ НАЦИОНАЛЬНОГО ПАРКА «РУССКАЯ АРКТИКА»

А.С. Выммер¹, Т.Ю. Черникова²

Научные руководители профессор В. Ф. Ковязин¹, профессор О.А. Пасько²

¹ *Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
г. Санкт-Петербург, Россия*

² *Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Национальный парк «Русская Арктика» основан в соответствии с распоряжением Правительства РФ от 15 июня 2009 г. № 821-р [8] с целью сохранения, охраны и восстановления природных комплексов и объектов Арктики. Заповедник расположен в северной части архипелага Новая Земля, в Северном Ледовитом океане и состоит из двух больших островов (Северный и Южный), разделенных проливом Маточкин Шар (рис. 1).



Рис. 1. Национальный парк «Русская Арктика»

Природоохранное обустройство территории заповедника направлено на сохранение уникальных объектов живой и неживой природы и ускоренное воссоздание первичных экосистем [11]. Эффективно проведенное зонирование

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

территории способствует рациональному использованию земельных угодий (главное требование Земельного кодекса РФ [4]), сохраняет экологический баланс территории, улучшает качество жизни населения [2], позволяет государству получать прибыль [13, 14].

Функциональное зонирование определяет ключевые моменты в управлении территорией и ресурсами ООПТ, устанавливает оптимальное соотношение мер управления, использования и особой охраны отдельных участков ООПТ [10]. Функциональная зона – основная единица территориального управления ООПТ, по сути, ограниченная территория, для которой созданы пространственные и временные управленческие предписания, и где проводят мероприятия, решающие определенные задачи ООПТ [5]. Зонирование предваряют комплексной оценкой территории, учитывающей не только многообразие природных комплексов и культурных объектов, но и их современное состояние и тенденции изменения [7].

Выделение на территории ООПТ отдельных категорий ландшафтов является макроинвентаризацией заповедных ресурсов [12] и позволяет внедрять биотехнические меры, направленные на возобновление и сохранение редких объектов природы [9].

Зонирование территории заповедника «Русская Арктика» проведено *на основании природных факторов*, выделенных исходя из природных и экологических условий территории [1, 3]. Были выделены следующие зоны:

1. *Зона охраны водных биоресурсов*, необходимая для сохранения морских и прибрежных экосистем в условиях регулируемого рекреационного и научного использования. На ее территории целесообразно разрешить некоторые виды деятельности: проведение научно-исследовательской деятельности; ведение экологического мониторинга; проведение природоохранных и биотехнических мероприятий; организация и устройство экскурсионных экологических троп и маршрутов на специально выделенных дирекцией учреждения участках; заход судов с целью доставки и обслуживания сотрудников учреждения и посетителей заповедника в рамках осуществления круизного туризма по согласованию с дирекцией учреждения. Площадь данной функциональной зоны, рассчитанная в геоинформационной системе MapInfo, составила 793 910,0 га.

2. *Заповедная зона* – территория с наиболее жестким режимом охраны и защиты природных ресурсов, предназначенная для сохранения и изучения природных комплексов и объектов в условиях естественного течения природных процессов и явлений. Важнейшим фактором, регулирующим размещение и функции создаваемой зоны ООПТ, является размещение на ее территории скопления редких видов птиц и млекопитающих.

На основе изучения Красной книги [6] были определены места обитания редких видов птиц и млекопитающих и, исходя из этого, заповедная зона площадью 2037,6 га была размещена на земельных участках, представленных в таблице.

Таблица 1

Расположение и площадь заповедной зоны на территории «Русской Арктики»

№	Название географического объекта	Площадь, км ²
1	Оранские острова	3,0
2	Мыс Малый Ледяной	4,0
3	Мыс Большой Ледяной	3,5
4	Мыс Гемскерк	4,4
5	Мыс Бисмарк	5,5

На территории этой зоны допускаются: научно-исследовательская деятельность без нарушения целостности природных объектов и комплексов, ведение экологического мониторинга, проведение землеустроительных работ, природоохранных и биотехнических мероприятий.

3. *Зона познавательного туризма* – территория, предназначенная для регулируемого экскурсионного посещения заповедника в целях экологического просвещения и ознакомления посетителей с достопримечательными объектами заповедника.

Данную зону выделили в западной и северной частях острова, на побережье Баренцева моря. Тёплое Нордкапское течение является причиной того, что лёд Баренцева моря вблизи острова намного слабее, чем в Карском море, омывающем архипелаг с восточной и юго-восточной сторон. Поэтому судам с туристами удобнее подходить с западной и северо-западной сторон. На территории зоны должны находиться охраняемые объекты (местообитания редких животных, живописные пейзажи, оборудованные комплексы для проживания людей). В наибольшей мере таким параметрам соответствуют: северное побережье залива Иностранцева, мыс Сахарова, мыс Обручева с наибольшим числом мест обитания животных, занесённых в Красную книгу. Также в эту зону включили территории, находящиеся вблизи объектов, представляющих культурный и исторический интерес (перешеек на мысе Желания, где установлен маяк Желания). Известно, что от мыса Желания принято проводить границу между Баренцевым и Карским морями. Также мыс Гемскерк отличается не только живописным пейзажем с дрейфующими айсбергами, которые можно увидеть здесь даже в июле, но и удобной бухтой для захода морских судов. Общая площадь зоны, в соответствии с расчётом в MapInfo, составила 62 378,2 га.

На территории зоны допускаются: проведение природоохранных и биотехнических мероприятий, землеустройства; проведение работ по восстановлению нарушенных ландшафтов; регулируемое экскурсионное посещение по специально оборудованным маршрутам; обустройство экологических троп, смотровых площадок, мест отдыха.

4. *Зона охраны историко-культурных объектов* обеспечивает условия для сохранения историко-культурных комплексов и объектов на территории заповедника (полярная станция «Мыс Желания» и маяк Желания, военная база, действовавшая во время Второй мировой войны, на мысе Спорый Наволок). Площадь зоны равна 3532,8 га. На её территории разрешается деятельность, направленная на сохранение историко-культурных комплексов и объектов ООПТ и проводимая по согласованию с дирекцией учреждения и органа, осуществляющего государственный контроль над сохранением, использованием и охраной объектов культурного наследия.

5. *Зона обслуживания посетителей* предназначена для приема и размещения посетителей, их культурного, бытового и информационного обслуживания, организации и обустройства комфортабельных мест ночлега, информационных центров и иных объектов туристского сервиса.

Территория зоны должны отвечать нескольким параметрам: а) находиться в береговой части, т.к. далее в глубине острова начинается вечная мерзлота и строительство гостевых комплексов затруднено. Для проезда к центру заповедника необходима транспортная инфраструктура, создание которой затруднено ввиду резкого возрастания отрицательных характеристик почв; б) «опоясывать» участки

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

зоны познавательного туризма, сокращая расстояние между ними и снижая расходы на передвижение туристов.

На территории зоны разрешены работы по комплексному благоустройству в соответствии с утвержденным планом развития территории (строительство зданий, сооружений, дорог, устройство стоянок и иных объектов инфраструктуры для обслуживания посетителей). Ее площадь – 922,0 га.

6. *Зона специального режима* не несёт нагрузки, связанной с охраной природных и исторических комплексов и экосистем заповедника. Она имеет конфигурацию окружности и площадь зоны около 1 га.



Рис. Функциональные зоны заповедника «Русская Арктика»

7. *Особо охраняемая зона* – территория с жёстким режимом охраны природы, аналогичным режиму заповедной зоны, но который предусматривает также проведение мероприятий, направленных на поддержание и защиту почвенного покрова и увеличение численности популяций редких видов флоры и фауны. Она должна обеспечивать условия для сохранения и восстановления ценных природных комплексов и объектов при строго регулируемом посещении. Площадь, в соответствии с расчётом в MapInfo, составила 563 218,4 га.

В соответствии с установленным режимом, на территории данной зоны допускаются: проведение научно-исследовательской деятельности; ведение экологического мониторинга; проведение природоохранных и биотехнических мероприятий, землеустройства; проведение мероприятий, направленных на поддержание численности естественных ареалов редких и исчезающих видов флоры и фауны; на специально выделенных дирекцией учреждения участках допускается

организация и устройство экскурсионных экологических троп и маршрутов. Расположение функциональных зон заповедника представлено на рисунке.

Соотношение площадей функциональных зон заповедника «Русская Арктика» приведено в табл. 2.

Таблица 2

Состав и площади функциональных зон заповедника «Русская Арктика»

Единицы измерения	Название зоны							Площадь
	Охраны водных биоресурсов	Особо охраняемая	Познавательного туризма	Охраны историко-культурных объектов	Заповедная	Обслуживания посетителей	Специального режима	
га	793 910,0	563 218,4	62 378,2	3 532,8	2 037,6	922,0	1,0	1 426 000,0
%	55,7	39,5	4,4	0,2	0,1	0,1	-	100

По содержанию таблицы, интегрирующей результаты анализа, можно сделать вывод, что максимальные площади занимают функциональная зона охраны водных биоресурсов и особо охраняемая зона. Значительная часть территории отведена под зону познавательного туризма, в то время, как прочие зоны занимают значительно меньшие территории.

Литература

1. Архипелаг Новая Земля. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://belushka.ru>
2. Баранов В.А. Теоретические основы экологической оптимизации ландшафта. // Сельское, лесное и водное хозяйство. – Сентябрь, 2012. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://agro.snauka.ru/2012/09/520>
3. Живая Арктика. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.edu.severodvinsk.ru/>
4. Земельный кодекс РФ от 25.10.2001 года № 136-ФЗ (текст с изменениями и дополнениями на 15.01.2009)
5. Иванов Н.Н. Ландшафтно-климатические зоны Земного шара. - М.: Л., 1948, с. 117. (Записки Географического общества), Новая серия; Т.1.
6. Красная книга России [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://biodat.ru/db/rb/reg.htm>.
7. Ласточкин А.Н. Общая теория геосистем. - СПб.: Изд-во «Лема», 2011, 980 с
8. Распоряжение Правительства РФ № 821-р от 15.06.09 г. «Об учреждении заповедника «Русская Арктика» в Архангельской области»
9. Сохранение уникальных объектов Приморья – МО «Приморский муниципальный район». [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://primadm.ru>
10. Степаницкий В.Б., Сеницын М.Г. Методические рекомендации по организации особо охраняемых природных территорий регионального значения / Справочное пособие. – г. Красноярск: Проект ПРООН/ГЭФ «Сохранение биоразнообразия в российской части Алтае-Саянского экорегиона», 2008, 140 с
11. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» от 14 марта 1995 года №33

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

12. IMO/IPIECA. Sensitivity mapping for oil spill response. Vol. 1. London: IMO-IPIECA, 1996, 26 p.
13. Kovyazin V, Pasko O, Romanchikov A., Belyaev V 2014 Taxation Indices of Forest Stand as the Basis for Cadastral Valuation of Forestlands IOP Conference Series: Earth and Environmental Science **21**
14. Kovyazin V, Romanchikov A, Pasko O 2015 Comparative analysis of forest lands cadastral appraisal estimated with regards to wood and food resources 2015 IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 27.

ДИПЛОМАТИЧЕСКАЯ БОРЬБА РОССИИ И СТРАН ЕС ПО ВОПРОСАМ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ С 1990-Х ГОДОВ ПО НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ

О.В. Жиляева, В.М. Кузьмина

Научный руководитель доцент Л.В. Бычкова

Юго-Западный государственный университет, г. Курск, Россия

Арктика – географический регион Земли, который примыкает к Северному полюсу и включает крайние территории Евразии и Северной Америки, Ледовитый океан с островами и прилегающие части Атлантического и Тихого океанов. Арктику можно считать одной из основных шахматных досок геополитической игры стан мира в XXI веке. Ведь эта территория – один из немногих участков Земли, который не национализирован и, согласно международному праву, принадлежит всем странам мира. Несмотря на это крайние территории Арктики все же преимущественно используются определенными государствами. Принадлежность некоторых из этих территорий до сих пор оспаривается между странами. Так почему же так высок интерес государств к этому, на первый взгляд, не имеющему ничего, кроме льда, участку Земли? И каковы интересы в частности России и Европейского союза в данном геополитическом узле?

Арктический регион, помимо невероятного богатства биологических ресурсов, располагает 30% мировых запасов газа и нефти (по оценкам US Geological Survey, арктические извлекаемые запасы нефти составляют 90 млрд. баррелей). Исчезновение льда также позволяет задуматься человечеству о возможности использования в будущем этого нового коммуникационного канала между Атлантическим и Тихим океанами, который может позволить мировой торговле экономить огромные средства и время.

Не стоит исключать и другие причины обеспокоенности дипломатов стран ЕС и России в отношении арктических территорий. Ведь не последнюю роль играет и стремление к защите коренных народов и природы данного края, хотя, безусловно, ключевым моментом являются национальные интересы самих государств, ведь неслучайно на данной территории продолжает расти военное присутствие стран мира.

Российская Федерация является одним из восьми арктических государств (Россия, Канада, Дания, Норвегия, США, Швеция, Финляндия, Исландия). Значимость данного региона для нашей страны сложно переоценить как в политическом, так и в экономическом аспектах. Прежде всего, данная территория является естественной границей государства, а значит, имеет стратегическую важность в вопросе национальной безопасности, что объясняет присутствие военного контингента нашей страны в этой области в течение многих лет. Историческая значимость Арктики в виду ее использования СССР в годы Холодной

войны так же придает символическую значимость этому региону [1]. Крайне важна и экономическая составляющая геополитических интересов России в арктической зоне. Арктическая зона дает России 12-15 % ВВП и обеспечивает около четверти экспорта страны, здесь создан самый мощный индустриальный слой, а масштабы хозяйственной деятельности и производства значительно превосходят показатели других полярных стран. Примерно две трети общих богатств Арктики создается в России. К 2030 году планируется увеличить добычу нефти на Арктическом шельфе РФ до 66,2 млн т, добычу газа – до 230 млрд куб. м [2]. Надо понимать и то, что в будущем Россия может извлечь немалые экономические выгоды от развития и эксплуатации Северного морского пути.

Дипломаты Европейского Союза с конца 90-х годов на различных саммитах и конференциях давали понять, что они включили Арктику в орбиту своих интересов. ЕС озабочен конкуренцией различных держав за природные ресурсы региона и претензиями ряда стран на контроль над перспективным морским проходом. Понятно, что такой крупный геополитический актор, как Европейский Союз боится остаться в стороне и упустить возможную выгоду. Сейчас три страны - члена ЕС (Дания, Финляндия и Швеция) имеют территории в Арктике; еще два арктических государства, Исландия и Норвегия, являются членами Европейского экономического пространства. Официально ЕС обозначил следующие цели своей политики в Арктике: защита и сохранение Арктики в сотрудничестве с ее жителями; обеспечение устойчивого использования ресурсов; содействие укреплению Арктика – географический регион Земли, который примыкает к Северному полюсу и включает крайние территории Евразии и Северной Америки, Ледовитый океан с островами и прилегающие части Атлантического и Тихого океанов. Арктику можно считать одной из основных шахматных досок геополитической игры стан мира в XXI веке. Ведь эта территория – один из немногих участков Земли, который не национализирован и, согласно международному праву, принадлежит всем странам мира. Несмотря на это крайние территории Арктики все же преимущественно используются определенными государствами. Принадлежность некоторых из этих территорий до сих пор оспаривается между странами. Так почему же так высок интерес государств к этому, на первый взгляд, не имеющему ничего, кроме льда, участку Земли? И каковы интересы в частности России и Европейского союза в данном геополитическом узле?

Арктический регион, помимо невероятного богатства биологических ресурсов, располагает 30% мировых запасов газа и нефти (по оценкам US Geological Survey, арктические извлекаемые запасы нефти составляют 90 млрд баррелей). Исчезновение льда также позволяет задуматься человечеству о возможности использования в будущем этого нового коммуникационного канала между Атлантическим и Тихим океанами, который может позволить мировой торговле экономить огромные средства и время.

Не стоит исключать и другие причины обеспокоенности дипломатов стран ЕС и России в отношении арктических территорий. Ведь не последнюю роль играет и стремление к защите коренных народов и природы данного края, хотя, безусловно, ключевым моментом являются национальные интересы самих государств, ведь неслучайно на данной территории продолжает расти военное присутствие стран мира.

Российская Федерация является одним из восьми арктических государств (Россия, Канада, Дания, Норвегия, США, Швеция, Финляндия, Исландия).

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

Значимость данного региона для нашей страны сложно переоценить как в политическом, так и в экономическом аспектах. Прежде всего, данная территория является естественной границей государства, а значит, имеет стратегическую важность в вопросе национальной безопасности, что объясняет присутствие военного контингента нашей страны в этой области в течение многих лет. Историческая значимость Арктики в виду ее использования СССР в годы Холодной войны так же придает символическую значимость этому региону [1]. Крайне важна и экономическая составляющая геополитических интересов России в арктической зоне. Арктическая зона дает России 12-15 % ВВП и обеспечивает около четверти экспорта страны, здесь создан самый мощный индустриальный слой, а масштабы хозяйственной деятельности и производства значительно превосходят показатели других полярных стран. Примерно две трети общих богатств Арктики создается в России. К 2030 году планируется увеличить добычу нефти на Арктическом шельфе РФ до 66,2 млн т, добычу газа – до 230 млрд многостороннего управления в Арктике [3]. Несмотря на предпринимаемые попытки, дипломатам ЕС по настоящий момент не удалось получить статус наблюдателя в главном международном форуме, занимающемся арктическим вопросом, - Арктическом совете. Сначала статус наблюдателя не был получен из-за возражений Канады, а затем России.

Взаимодействие России и Европейского Союза в арктическом регионе неоднозначно. С одной стороны, Россия старается ограничить возможность укрепления влияния ЕС на данной территории, выступая против получения им статуса наблюдателя в Арктическом совете. Эти два международных актора занимают противоположные позиции по вопросу об Арктике. Суть дипломатического курса ЕС состоит в том, чтобы сделать регион доступным для всех желающих осваивать его богатства (от чего он сам непосредственно выиграет), дипломаты России делают ставку на защиту своих национальных интересов в Арктике. Поэтому об активном арктическом партнерстве России с ЕС как единым актором говорить пока рано. Однако, с другой стороны, Россия всегда выступала за тесное взаимное сотрудничество в данном регионе, но только на взаимовыгодных условиях. Так, получают развитие двусторонние контакты нашей страны со странами ЕС в рамках арктического вопроса. Примером может служить то, что, несмотря на территориальные споры в Арктике, Россия и Норвегия, являющаяся членом Европейского экономического пространства, договорились о совместном освоении энергетических ресурсов шельфа Баренцева моря.

Итак, Арктика на данный момент является местом столкновения интересов многих стран мира. Этот регион является приоритетным направлением геополитики России, а также сферой непосредственных интересов Европейского союза. Эти два субъекта международной политики по-разному представляют себе роль данной территории в мировом сообществе. Несмотря на это, уже сейчас становится понятно, что государства осознают необходимость перехода от политики конфронтации, к сотрудничеству на данной территории.

Литература

1. <http://www.politicaexterior.com/articulos/politica-exterior/geopolitica-del-deshielo-en-el-artico>.
2. <http://www.defensa.gob.es/Galerias/gabinete/red/2014/red-310-Artico.pdf>

3. http://www.bbc.com/mundo/noticias/2015/05/150520_rusia_planes_supremacia_articulo_lvh.

УЧАСТИЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ САРАТОВСКОЙ ЗЕМЛИ В ПЕРВОЙ ПОЛЯРНОЙ ЭКСПЕДИЦИИ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК И ГИДРОГРАФИЧЕСКОЙ ЭКСПЕДИЦИИ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА В XX ВЕКЕ

Я.С. Климук, А.П. Мурушкина

Научный руководитель И.Д. Смилевец, член Русского географического общества, участник экспедиций в Арктику и Антарктиду

Средняя школа №20 г. Энгельс, Саратовская область, Россия

Сравнительно недавно в нашем классе выступал наш земляк, полярный путешественник, участник экспедиций на Северный полюс и в Антарктиду, писатель Смилевец Игорь Демьянович. Рассказывая о своих походах, он сказал, что наш край тоже богат людьми, оставившими свой след в истории освоения Арктики, и их фамилии остались в названиях островов и проливов. Нас очень заинтересовала эта тема.

Мы узнали, что в 1875 году в Саратовской губернии родились Виктор Николаевич Катин-Ярцев и Леонид Михайлович Старокадомский. Оба впоследствии стали врачами, и оба участвовали в известных полярных экспедициях.

Прошло более ста лет со дня проведения Российской арктической экспедиции под руководством Академии наук. Одним из наиболее выдающихся путешественников, исследователей северо-восточных и арктических пространств Российской империи, который возглавил эту экспедицию, был барон Э. В. Толль.

Несмотря на то, что про экспедицию Э. Толля было написано немало, меня заинтересовали участники той экспедиции и их судьбы, к тому же один из участников оказался нашим земляком.

Из материалов экспедиции известно, что во время второй зимовки (1901 г.) умер врач Герман Вальтер. Начальник экспедиции обратился к губернатору Якутского края с просьбой прислать доктора в район Новосибирских островов. Кто же был этот новый доктор экспедиции? Им оказался политический ссыльный интересный и незаурядный, на наш взгляд, человек - врач, революционер, литератор Виктор Николаевич Катин-Ярцев. Жизнь его, прошедшая в период больших социальных бурь и больших географических открытий, была насыщена общением с людьми выдающимися и необыкновенными.

В. Н. Катин-Ярцев был образованным человеком, отлично разбирался в вопросах медицины и знал несколько языков. И заметив это, начальник экспедиции Э. В. Толль обучал его геологии и лично ему доверил сохранность и обработку экспедиционных отчётов.

Работа врача была высоко оценена всеми участниками экспедиции, и не случайно в 1902 году пролив между о. Котельный и Ляховскими островами был назван именем Катина-Ярцева (впоследствии пролив переименовали в пролив Санникова).

Весь 1903 год Виктор Николаевич занимался обработкой научных материалов, собранных экспедицией, но и не оставлял надежды на то, чтобы продолжить учиться в Военно-медицинской академии. В конце 1903 года Виктор Николаевич подал прошение руководству академии о сдаче экзаменов. В 1904 году

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

ему было разрешено сдать экзамены за полный курс наук в Военно-медицинскую академию, который в мае того же года он окончил со степенью лекаря с отличием.

Интересен и тот факт, что после участия в полярной экспедиции в период 1904-1905 годов В. Н. Катин-Ярцев в качестве врача 88-го Петровского пехотного полка, принимал участие в самых кровопролитных сражениях русско-японской войны и был награждён боевыми наградами. Сравнительно недавно в нашем классе выступал наш земляк, полярный путешественник, участник экспедиций на Северный полюс и в Антарктиду, писатель Смилевец Игорь Демьянович. Рассказывая о своих походах, он сказал, что наш край тоже богат людьми, оставившими свой след в истории освоения Арктики, и их фамилии остались в названиях островов и проливов. Нас очень заинтересовала эта тема.

Мы узнали, что в 1875 году в Саратовской губернии родились Виктор Николаевич Катин-Ярцев и Леонид Михайлович Старокадомский. Оба впоследствии стали врачами, и оба участвовали в известных полярных экспедициях.

Прошло более ста лет со дня проведения Российской арктической экспедиции под руководством Академии наук. Одним из наиболее выдающихся путешественников, исследователей северо-восточных и арктических пространств Российской империи, который возглавил эту экспедицию, был барон Э. В. Толль.

Несмотря на то, что про экспедицию Э. Толля было написано немало, меня заинтересовали участники той экспедиции и их судьбы, к тому же один из участников оказался нашим земляком.

Из материалов экспедиции известно, что во время второй зимовки (1901 г.) умер врач Герман Вальтер. Начальник экспедиции обратился к губернатору Якутского края с просьбой прислать доктора в район Новосибирских островов. Кто же был этот новый доктор экспедиции? Им оказался политический ссыльный интересный и незаурядный, на наш взгляд, человек - врач, революционер, литератор Виктор Николаевич Катин-Ярцев. Жизнь его, прошедшая в период больших социальных бурь и больших географических открытий, была насыщена общением с людьми выдающимися и необыкновенными.

В. Н. Катин-Ярцев был образованным человеком, отлично разбирался в вопросах медицины и знал несколько языков. Удивительно и то, что Катин-Ярцев лечил детей Николая II и был личным врачом Ленина. Дружил с Плехановым и похоронен рядом с ним на Волковском кладбище (Литераторские мостки).

Другой «полярный» доктор – Леонид Михайлович Старокадомский, после окончания в 1899 году с отличием Военно-медицинской академии в Санкт-Петербурге служил в Кронштадтском госпитале. В 1909 году, блестяще защитив диссертацию на степень доктора медицины, Старокадомский получил и принял приглашение на должность судового врача ледокольного парохода «Таймыр», готовившегося совместно с ледокольным пароходом «Вайгач» к гидрографической экспедиции в Северный Ледовитый океан. Он участвовал в этой экспедиции в течение пяти лет без перерывов – от начала и до конца: с момента подготовки и до полного завершения.

В 1913 году экспедицией было сделано крупнейшее географическое открытие XX столетия – к северу от п-ова Таймыр была обнаружена неизвестная обширная гористая земля, которую первооткрыватели назвали Землёй Николая II. Первыми, кто практически одновременно заметил неизвестную землю, были врач «Таймыра» Старокадомский и вахтенные начальники «Вайгача» Н. И. Евгенов и К. К. Неупокоев.

Руководя одним из пеших отрядов, Л. М. Старокадомский обнаружил неизвестный остров в районе пролива Вилькицкого к юго-востоку от этой Северной Земли. Открытому острову было присвоено имя Старокадомского.

В 1914-1915 гг. Гидрографическая экспедиция Северного Ледовитого океана впервые прошла Северо-Восточным проходом с востока на запад.

С 1916 года – старший врач Управления по постройке военно-морских баз на Мурманском побережье. В 1918 – 1920 гг. – флагманский врач Флотилии Северного Ледовитого океана. В 1932–1934 гг. – участник экспедиции на ледорезе «Фёдор Литке», в 1934-1935 гг. – участник 2-й Колымской экспедиции Наркомвода.

Интересен один эпизод, который характеризует Л. М. Старокадомского. Зимой 1934 года из посёлка Амбарчик в устье реки Колымы в Певек поступили тревожные вести. Дело в том, что в разгар зимы три четверти населения Амбарчика заболели цингой. Остановились все строительные работы. Местный молодой врач был не в силах справиться с этим бедствием.

Когда Л. М. Старокадомский узнал, что Амбарчику грозит беда, он вызвался лично поехать за 600 километров по морскому берегу на собаках, чтобы выручить людей. Леониду Михайловичу тогда было 57 лет. Несмотря на свой возраст и мороз, он совершал, легко одевшись, дальние прогулки и никогда ничем не болел. Зимовщики всякий раз с удивлением взирали на его подвижную фигуру с повисшей, как плеть, искусственной рукой. Ещё во Владивостоке доктор добился, чтобы в зимовочный запас были включены сухие ягоды. Теперь онигодились как никогда. Собираясь в дальний путь, Старокадомский взял с собой свой неизменный чемодан с докторскими инструментами и два пуда сушёной чёрной смородины. На пути из Певека до устья Колымы в то время практически не было ни одного жилья. Остались лишь кое-где стены старых поварен, построенных ещё русскими купцами, торговавшими на Севере. Эти поварни не раз спасали доктора и его каюра-чукчу от лютых ветров. На двенадцатые сутки они прибыли в Амбарчик.

Едва отогревшись, Л. М. Старокадомский пошёл в барак, где лежали больные. Они смотрели на него, как на Бога... Они с надеждой смотрели на приехавшего седого одорукого врача и ждали от него чудес. А он, как всегда, улыбался и шутил. Больным казалось, что болезнь и в самом деле не столь уж серьёзна. Несчастных людей перевели на кисель из смородины, и они быстро пошли на поправку. Доктор рассказывал больным о своих прежних путешествиях по Крайнему Северу, о том, как пробивалась во льдах экспедиция «Таймыра» и «Вайгача», открывшая Северную Землю. Через месяц доктор уезжал из посёлка Амбарчика победителем. Провожать его вышли все до одного строители полярного порта. На койках не оставалось ни одного больного. Возвращение доктора Старокадомского в посёлок Певек было триумфальным. Арктические аборигены называли его Великим шаманом...

Нам стало известно, что Л. М. Старокадомский – автор более 130 научных работ по проблемам морской гигиены и гидробиологии полярных морей.

Изучая жизненные пути В. М. Катина-Ярцева и Л. М. Старокадомского, полные приключений и героизма, мы узнали о малоизвестных и совсем не известных фактах освоения Арктики, о судьбах легендарных полярников. Читая книги о полярных экспедициях, в которых участвовали наши земляки, мы зримо почувствовали будни и атмосферу экспедиционного быта, характер взаимоотношений между людьми в суровых условиях Севера, особенности быта и

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

культуры северных аборигенов. Здесь и романтика поиска пресловутой Земли Санникова, и совсем не романтические трагедии...

Невольно проводишь параллели с сегодняшним днём и, что удивительно, начинаешь лучше понимать настоящее.

ЖИЗНЬ И МЕЧТА РОБЕРТА СКОТТА

М.И. Колодная

Научный руководитель профессор О.А. Пасько

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

С чего все начиналось? Простой вопрос для современного человека. Ответ можно найти в истории. Она дает нам возможность понять, осознать и передать младшему поколению имена великих людей и невероятных открытий. Один из таких ярких героев истории – Роберт Фолкон Скотт.

Роберт Фолкон Скотт – английский исследователь Антарктиды, моряк, капитан I ранга, национальный герой Великобритании. Вырос в многодетной семье (шесть человек) среднего достатка. В 1880 году поступил на военный флот. С раннего возраста Роберт был слаб здоровьем, вспыльчив и ленив; но упорно занимался спортом, развивал силу и выносливость, воспитывал в себе волю, выдержку и аккуратность. После окончания колледжа нес службу на разных кораблях, а в 1886 году был направлен в Вест-Индию, где познакомился с К. Маркемом, президентом Королевского географического общества [4].

В начале XX века наша планета была уже на 90 % освоена, и "белых пятен" оставалось мало. Главной целью путешественников, первопроходцев и храбрых людей со всех уголков земли были Южный и Северный полюса. Героический попытки освоить их были, но ... Одной из таких трагических неудач стала национальная антарктическая экспедиция 1901-1904 годов. По рекомендации К. Маркема в июле 1901 года Роберт Скотт повел корабль «Дискавери» к южному полюсу. В 1902 году он исследовал весь западный гористый берег Земли Виктории, проплыл вдоль всего Ледяного барьера Росса до его западного края и открыл «Землю Эдуарда VII» (оказавшуюся полуостровом). В конце 1902 года Скотт продолжил открытие шельфового ледника Росса: по его восточной окраине, страдая от голода и цинги, прошел почти 1200 километра в оба конца и высокогорное плато Земли Виктории (около 500 километров). Он проследил Трансантарктические горы на протяжении 600 км и открыл шесть глетчеров, первый антарктический оазис (свободную от льда и снега долину), колонии пингвинов на мысе Крозье. Членам экспедиции удалось достигнуть 82°11' ю. ш., которая никем ранее была не изведена. В общем, экспедиция собрала и доставила обширные научные результаты в области физической географии, биологии, геологии, метеорологии, земного магнетизма [1].

Вернувшись с экспедиции Роберт Скотт получил известность и множество наград, но идею первым покорить Южный полюс не оставил. Он решает организовать экспедицию и 3 сентября 1909 года делает официальное заявление о том, что главная цель экспедиции – достигнуть Южный полюс. При ее подготовке было много трудностей и затрат. Экспедиция стала фактически частным предприятием при очень незначительной государственной поддержке; чрезвычайно трудно было привлечь необходимое финансирование; Скотт выцарапывал деньги буквально по копейке. Но, несмотря на это, 15 июля 1910 года судно под названием «Терра-Нова» Британской антарктической экспедиции вышло из Кардиффа в

направлении Антарктиды. Команда состояла из 6 офицеров и 26 матросов (в Антарктике они не зимовали). В береговой партии участвовало 7 офицеров, 14 человек вспомогательного персонала и 12 учёных. Среди них были зоолог, биолог, физик, геологи, метеоролог, замечательный фотограф и другие — такого внушительного научного десанта Антарктида ещё не видела. Подчеркнем, что по своим научным результатам и объёму проведённых исследований и полученных данных экспедиции Скотта не было равных ни до, ни после неё!

После высадки на мысе Эванса в Антарктиде участников экспедиции возвели деревянный дом для зимовки. Спустя почти 10 месяцев к полюсу двинулась первая группа на моторных санях, через неделю – вторая на пони, затем группа с собаками. Дорога была крайне сложной. Первыми вышли из строя сани. Закончили свой путь пони и пошли на заготовку мяса. Собаки выдержали путь дольше и сдались у подножия ледника Бирдмора. Далее продолжили путь только люди. Они тащили тяжело нагруженные сани, преодолевая многочисленные трещины и торосы по изрезанной поверхности ледника, в глубоком сыпучем снегу.

4 января 1912 года последняя вспомогательная партия рассталась со Скоттом. К полюсу двинулись 5 человек: Роберт Скотт, Эдвард Уилсон, Генри Боуэрс, Лоуренс Отс, Эдгар Эванс. В этот день их видели живыми последний раз.



Рис.1. Трудности открытий: Роберт Скотт, Эдвард Уилсон, Генри Боуэрс Лоуренс Отс, Эдгар Эванс

17 января 1912 года Скотт и четверо его товарищей наконец достигли полюса и обнаружили, что они опоздали. Случилось то, чего Скотт опасался, но что он предвидел — Руаль Амундсен прибыл сюда первым. Они увидели следы лыж и палатку норвежцев, в которой обнаружили записку от Амундсена, в котором он сообщал, что покорил полюс месяцем раньше и просил сообщить об этом норвежскому королю в случае его гибели.

Настроение всей команды сильно упало. Британцы были подавлены утратой первенства. Ведь кому, как не Скотту, уже побывавшему здесь десять лет назад, принадлежало право закончить начатое. Но делать было нечего — после выполнения программы наблюдений и навигации, предстояло отправиться в обратный путь. 18 января перед тем, как отправиться назад, они все вместе сделали последнюю фотографию — они не в лучшей форме, но выглядят по-прежнему достаточно здоровыми, бреют лица и не намерены сдаваться.

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

С каждым днем полярная зима становилась суровее. Температура падала. Участники группы все больше страдали от обморожений и истощения. Темп движения замедлился до 4 миль в день. 17 февраля жизнь покинула Эдгара Эванса. 17 марта после серьезных обморожений Лоуренс Отс, считая себя обузой, вышел в метель и не вернулся. Их осталось трое. Погода ухудшилась катастрофически. 20 марта началась свирепая пурга, и они остановили свое продвижение [3].

Палатку и три мертвых тела нашли 12 ноября 1912 года. Тела Уилсона и Боуэрс лежали в застегнутых спальнях мешках. Скотта нашли в раскрытом спальном мешке – очевидно, он погиб последним, позаботившись напоследок о своих товарищах. Рядом лежали дневники и письма, которые стали свидетельствами неизмеримого мужества и стойкости, отваги и настоящей дружбы (рис. 2).

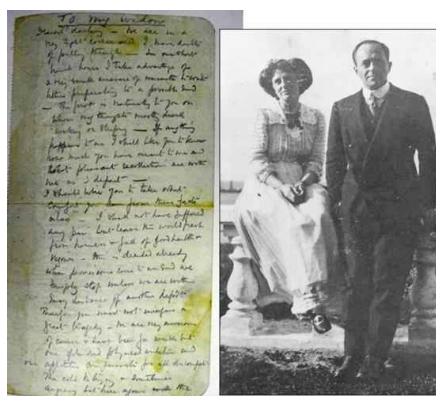


Рис. 2. Последнее письмо Роберта Скотта жене

Роберт Скотт. Он оставил письмо жене и сыну, вот строчки из него: «Моей вдове Дорогая, любимая. Мне непросто писать из-за холода — 70 градусов ниже нуля и только палатка защищает... Мы оказались в тупике, и я не уверен, что мы справимся. Во время короткого завтрака я пользуюсь небольшой толикой тепла, чтобы написать письма, готовясь к возможной кончине. Если с мной что-то случится, я бы хотел, чтобы ты знала, как много ты значила для меня. Заинтересуй сына естественными науками, если сможешь. О, моя дорогая, моя дорогая, как я мечтал о его будущем. И все же, моя девочка, я знаю, что ты справишься. Ваши портреты найдут у меня на груди Я мог бы многое рассказать тебе об этом путешествии. Какие истории ты смогла бы поведать нашему мальчику, но, ох, какой ценой. Лишиться возможности увидеть твое милое, милое лицо. Я думаю, что шансов нет. Мы решили не убивать себя, и бороться до конца, чтобы добраться до лагеря. Смерть в борьбе безболезненна, так что не волнуйся за меня.» [2].

Я должен написать письмо мальчику, надеюсь, когда он вырастет, у него будет время это прочитать. Узнав о гибели Скотта, Руал Амудсен написал: "Я пожертвовал бы славой, решительно всем, чтоб вернуть его к жизни. Мой триумф омрачен мыслью о его трагедии, она преследует меня".

На кресте, установленном в память о Роберте Скотте и его товарищах написана строка из стихотворения А. Теннисона "Улисс": "To strive, to seek, to find, and not to yield" – "Бороться и искать, найти и не сдаваться!".

Литература

1. Антарктическая трагедия. Общественно-политический журнал «Планета». Электронный ресурс. URL: <http://planeta.by/article/874>;

2. Дневник Роберта Скотта. Электронный ресурс. URL: <http://robertscott.ru/>;
3. Скотт Р. Экспедиция к Южному полюсу. 1910—1912 гг. Прощальные письма / Пер. с англ. В. А. Островского, Под ред. М. Г. Деева. — Москва: Дрофа, 2007. — 559 с.;
4. Скотт // Большая Советская Энциклопедия / Главный редактор: Прохоров А. М. — 3-е. — Москва, 1976. — Т. 23. Сафлор — Соан. — 640 с.

ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ В ЛИТЕРАТУРЕ

С.В. Лаптева, М.И. Овчинникова

Научный руководитель доцент Е.В. Морозова

Камышинский технологический институт (филиал) Волгоградского государственного технического университета, г. Камышин, Россия

Актуальность исследования: У большинства жителей нашей планеты Арктика представляется как далекая почти неизведанная зона вечной мерзлоты, малолюдная и таинственная. Хотя в настоящее время эта территория начинает активно осваиваться. Страны соперничают друг с другом за контроль над Арктическим регионом. Поэтому необходимо, чтобы широкая общественность, в том числе и молодежь, имела возможность получить достоверную и полную информацию не только о настоящем Арктики, но и об истории ее покорения.

Цель исследования: проследить историю освоения Арктики по литературным источникам отечественных и зарубежных авторов.

Первые упоминания о покорении Арктики находим в исландских сагах, согласно которым в 900-х годах в Гренландию плывал викинг Гуннбьёрн Ульфсон.

Центкевич А., Центкевич Ч. в книге «Осажденные вечным холодом» [9] описывают достоверное историческое событие – открытие в 980 году Гренландии Эриком Рыжим: «...Руководствуясь безошибочным инстинктом, ... он отыскал на юго-западной оконечности открытой им земли защищенный от ветра фьорд, где было теплее, чем в остальных районах побережья... Эйрик Рыжий назвал землю Гренланд, то есть Зелёная Страна, в отличие от покидаемой им страны белых льдов – Исландии.»

Эти сведения подтверждаются в героическом эпосе «Сага о гренландцах», в котором описывается второе путешествие Эйрика Рыжего в Зелёную Страну в 985 г..

Следующее историческое событие описано в произведении Обручева С.В. «Русские поморы на Шпицбергене» [6]: в 1596 г. В. Баренц в походе, организованном для поиска пути в Индию, открыл архипелаг Шпицберген, и был первым европейским исследователем, который провел вынужденную первую зимовку в Арктике.

По данным древнейшей ясачной книги Ман-газеи, поморы и служилые люди вышли к устью Енисея уже к 1607 году. Жившие здесь энцы (коренной народ) были подчинены Москве. [2]

Другое важнейшее событие, зафиксированное в литературе Л. И. Деминым в «Семен Дежнев» [3], – открытие в 1648 г. пролива между Аляской и Чукоткой. С.И. Дежнев в составе экспедиции Попов (Алексеев) – Дежнев достиг восточной оконечности Азии, открыл пролив, разделявший Азиатский и Американский материка. Но, из-за отсутствия сведений об этом открытии в европейских странах, так как материалы походов С.И. Дежнева остались в Якутском остроге, приоритет первооткрывателя достался В.И. Берингу, чьим именем сейчас называют пролив. В

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

итоге, в первой половине XVII века весь Северный морской путь был пройден русскими мореходами. [4]

История знаменитой норвежской экспедиции 1893 г. освещена ее руководителем Ф. Нансеном в двух томах «Fram over Polhavet. Den norske polarfærd 1893-1896». Эта книга была переведена на немецкий, английский и русский языки, в разных странах она издавалась под разными названиями. В русских дореволюционных переводах 1898 г., 1902 г. называлась «В стране льда и ночи». Переводы советского времени назывались ««Фрам» в Полярном море» [6]. Нансен и Ялмар Йохансен попытались достичь Северного полюса на собачьих упряжках. Согласно документальным источникам, это первая полярная экспедиция XIX века, в ходе которой не было потеряно ни одного человека.

Нобиле Умберто в «Крылья над полюсом» [5], как добросовестный и скрупулезный летописец начального этапа покорения Арктики с воздуха, не упускает ни одной сколько-нибудь значительной экспедиции на летательных аппаратах в полярных просторах. Он также описывает свои экспедиции 1926 и 1928 годов на дирижаблях «Норвегия» и «Италия». За трагедией «Италии», разыгравшейся в Ледовитом океане, наблюдал весь мир. По указанию Советского правительства на поиски и спасение потерпевших бедствие незамедлительно были направлены научно-исследовательское судно «Персей», ледокольные пароходы «Седов» и «Малыгин» и ледокол «Красин», которому удалось пробиться к затерянным во льдах аэронавтам.

Какого бы мнения ни придерживаться, следующим шагом в покорении Северного полюса была посадка 21 мая 1937 года четырех советских самолетов, доставивших на «вершину мира» дрейфующую станцию «Северный полюс-1» и группу исследователей, в числе которых Папанин И.Д., О.Ю. Шмидт. Первым совершил посадку на лед в районе Северного полюса самолет АНТ-6, которым управлял известный полярный летчик М.В. Водопьянов. [8]

Байдуков Г.Ф. в своей книге «Чкалов» [1] описывает первые беспосадочные перелеты В.П. Чкалова: 1936 г. – перелет через Северный Ледовитый океан из Москвы в Петропавловск-на-Камчатке (совместно с летчиками Г.Ф. Байдуковым и А.В. Беляковым); 1937 г. – перелет из Москвы в Ванкувер (США) через Северный полюс.

Вывод: Перечисленные нами литературные источники и описанные в них события являются всего лишь небольшой частью того богатого исторического материала, запечатленного на бумаге, который приоткрывает завесу таинства покорения Арктики. Кроме того, мы не можем передать всю мощь духа и самоотверженность первопроходцев и исследователей, покорявших Арктику, Прочувствовать, пережить вместе с героями произведений нечеловеческие трудности, которые им пришлось преодолевать, и составить объективную картину исторических событий можно только самому, прочитав книги, описывающие историю освоения Арктики. И никто не сможет отрицать, что огромный вклад в ее освоение и изучение внесли отечественные первопроходцы и исследователи.

Литература

1. Байдуков Г.Ф. Чкалов. М.: Молодая гвардия. 1991. 352 с.
2. Белов М.И., Пихенсон Д.М. История открытия и освоения Северного Морского пути. Т. 1: Арктическое мореплавание с древнейших времен до середины XIX века. Л.: Морской Транспорт. 1956. 592с.

3. Демин Л.И. Семен Дежнев. М.: Молодая гвардия. 1990. 334 с.
4. Ефимов А.В. Из истории великих русских географических открытий. М.: Государственное издательство географической литературы. 1950. 320 с.
5. Нобиле У. Крылья над полюсом. М.: Мысль. 1984. 224 с.
6. Нансен Ф. Фрам в Полярном море. М.: ДРОФА. 2008. 992 с.
7. Обручев С. В. Русские поморы на Шпицбергене. М.: Наука. 1964. 144 с.
8. Папанин И.Д. Жизнь на льдине. М.: Мысль. 1977.
9. Центкевич А., Центкевич Ч. Осажденные вечным холодом Л.: Гидрометеоздат. 1975. 208 с.

ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ

Е.С. Макарцова

Научный руководитель профессор О.А. Пасько

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

Арктика – северная полярная область Земли, включающая Северный Ледовитый океан и его моря: Гренландское, Баренцево, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское и Бофорта, а также море Баффина, залив Фокс-Бейсин, многочисленные проливы и заливы Канадского Арктического архипелага, северные части Тихого и Атлантического океанов; Канадский Арктический архипелаг, Гренландию, Шпицберген, Землю Франца-Иосифа, Новую Землю, Северную Землю, Новосибирские острова и о. Врангеля, а также северные побережья материков Евразия и Северная Америка. Слово "Арктика" имеет греческое происхождение и означает "страна большого медведя" – по созвездию Большой Медведицы.

По общепринятым официальным источникам возраст возникновения первых поселений в Арктике — 10 тысяч лет до н. э. (возникновение на дальневосточном Севере протоэскимосской культуры). Первые сведения о ней в российских источниках датируются 10 веком. Особенно активно шло освоение территорий, которые сейчас принято относить к Северному морскому пути (СМП). В 16 веке поморы сумели добраться до устья Оби, а затем – до Енисея, Лены. Есть, между тем, сведения о том, что освоение Арктики человеком фактически берет начало с древнейших времен, с каменного века. В 16-17 вв. русские мореплаватели открыли основную часть береговой линии Арктики – путь в Тихий Океан. В середине 18 века на побережье Арктики работали исследователи Великой Северной экспедиции во главе с Витусом Берингом. Ученые собрали ценнейший картографический и гидрографический материал. В начале 19 в. русские мореплаватели продолжали активно исследовать Арктику. В их экспедициях участвовали также и иностранные исследователи, например, в 1873 году архипелаг, названный Землей Франца-Иосифа, открыли мореходы из Австро-Венгрии. В 1878-1879 годах СМП от начала и до конца прошли исследователи из шведско-русской морской экспедиции на корабле "Вега". В 1899 году был построен легендарный ледокол "Ермак", позволивший наладить связь между различными регионами севера России. Освоение Арктики активно развивалось в XX веке. В 1923-1933 гг. в районах, прилегающих к Северному Ледовитому океану, российские, а затем советские исследователи построили 19 метеостанций.

С началом Великой Отечественной войны исследование Арктики временно прекратилось, но инфраструктура региона, созданная в предыдущие годы, внесла

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

значимый вклад в победу. В регионах, прилегающих к Арктике, были освоены месторождения нефти, газа, золота, алмазов. Развивалась инфраструктура городов, строились новые населенные пункты, появлялись крупные индустриальные объекты. В освоении северной части Советской Арктики большую роль сыграл Северный морской путь (рис.1): идея, исследования, организация, обеспечение, поддержка этой судоходной магистрали, проходящей вдоль северных берегов России по морям Северного Ледовитого океана, соединяющей европейские и дальневосточные российские порты, а также устья судоходных сибирских рек в единую транспортную систему. Преимущества использования СМП очевидны: этот путь почти в два раза короче других морских путей из Европы на Дальний Восток — от Санкт-Петербурга до Владивостока по СМП 14280 км, от Санкт-Петербурга до Владивостока через Суэцкий канал 23200 км, а вокруг мыса Доброй Надежды — 29400 км.



Рис. "Таймыр" и "Вайгач" – первые русские суда, прошедшие Северным морским путём из Владивостока в Архангельск. (1914—1915 гг.)

Длина основной ледовой трассы СМП от новоземельских проливов до порта Провидения — 5610 км; протяженность судоходных речных путей, примыкающих к СМП, составляет около 37000 км. Однако очевидны и сложности, связанные с судоходством в высоких широтах: долгая, суровая зима, и почти нет лета; льды, которые до конца не разрушаются даже в самые теплые месяцы. Проводка транспортов через эти массивы возможна только с помощью ледоколов.

История СМП начинается с первых плаваний поморов в XI-XIII веках, а идея его практического использования (до начала XX века называвшегося Северо-Восточным морским проходом) была высказана русским дипломатом Дмитрием Герасимовым в 1525 году. Освоение морского побережья и арктического мореплавания велось также сибирскими казаками и «промышленными людьми», ходившими вдоль всего морского побережья Сибири на парусных морских судах (кочах). Плавание летом 1648 из устья Колымы к реке Анадырь якутского казака Семена Дежнева с товарищами доказало раздельность Евразии и Америки и наличие морского прохода из Северного Ледовитого океана в Тихий. Вклад в изучение проблемы внесли экспедиции: высокоширотная во главе с Василием Чичаговым; Северо-восточная Джозефа (Иосифа) Биллингса — Гаврилы Сарычева; Усть-Янская и Колымская под руководством Петра Анжу и Фердинанда Врангеля;

Новоземельские Федора Литке, Петра Пахтусова и Августа Циволько. Результаты их исследований предприняли вопрос о возможности судоходства по СМП

История освоения Арктики в советский период характеризовалась реализацией настолько масштабных и фундаментально значимых проектов, что и современная Россия до сих пор использует их инфраструктуру и научное наследие.

Литература

1. История освоения Арктики: Справка/РИА Новости. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://ria.ru/arctic_spravka/20100415/220156203.html#ixzz4BNfzpCRz
2. Освоение Арктики Россией: история. Стратегия освоения Арктики.[Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://fb.ru/article/162045/osvoenie-arktiki-rossiey-istoriya-strategiya-osvoeniya-arktiki>, свободный;
3. Российская Арктика. История освоения. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.octopus.ru/index.php/articles/58>, свободный.

ПЕРВООТКРЫВАТЕЛИ И УЧЕНЫЕ СЕВЕРНОГО ПОЛЮСА

С.В. Мирошкина

Научный руководитель доцент Н.М. Недолилко

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

История открытия Арктики насчитывает двадцать три столетия. Даже имея не самые достоверные сведения о событиях далекой древности, можно судить с полной уверенностью, что и две, и три, и пять сотен лет назад человек уже знал о том, что под созвездием Большой и Малой медведицы скрывается так называемая Арктика. Священные индийские и персидские книги – «Веды» и «Авеста», поэмы эллинов, саги скандинавских викингов и сказания русских поморов повествуют о беспредельно далеких краях, где летнее солнце не заходит за горизонт, а беспросветные зимние ночи длятся целую вечность.

Теперь же благодаря находкам археологов и геологов можно сказать: человек появился в высоких широтах Северного полушария несколько десятков тысяч лет назад, когда равнины Евразии и Северной Америки покрывал сверкающим, обжигающе-холодным панцирем Великий четвертичный ледник. Люди первобытной эпохи, древние охотники и рыболовы по мере постепенного отступления льдов на север становились аборигенами высоких широт. А кто стал первым посланцем обитаемого мира, первым «белым» пришельцем в мир вечных льдов? Поразительно, но его имя историки и географы называют с завидным единодушием: грек Пифей из Мессалии.

В один из дней между 360 и 320 годами до н.э. (точнее сказать не берется никто) Пифей вышел на парусно-весельном судне из гавани жаркой Мессалии (нынешний Марсель) в Средиземное море и, миновав Гибралтарский пролив, взял курс не на юг, как это традиционно делали финикийцы и карфагеняне, а на север. Далекие потомки отозвались о беспримерном морском походе в истории открытия Арктики так: «Предприятие Пифея возникло из той чистой неподдельной страсти к истине, что свойственна всем великим исследователям и открывателям».

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

Пифей не был ни купцом, ни пиратом – он был подлинным ученым, обладавшим обширными географическими, астрономическими, этнографическими познаниями. Именно это позволило ему проникнуть в область, лежащую между 62-й и 64-й параллелями, где «через очень короткое время после захода солнце вновь поднималось», – в край белых ночей близ самого Полярного круга. Судно Пифея побывало в водах Северного моря и Балтики, а может, и в морях, омывающих Норвегию, Исландию или даже Гренландию. Он впервые доставил в цивилизованный мир сведения о «свернувшемся море», т.е. о покрытом плавучими льдами океане, который лишь совсем недавно, в 1935 году, получил официальное наименование: Северный Ледовитый.

Затем исследование Арктики остановилось примерно на тысячу с лишним лет. К XII веку на берегах Белого моря и впадающих в него рек стали селиться первые русские люди, предприимчивые и храбрые новгородцы. Великий Новгород, стремясь расширить сферу торговли, а заодно и своего влияния, направлял сюда, к побережью «Студеного моря», отряды воинов и торговцев. Приживались здесь только наиболее дерзкие, лихие личности, презиравшие опасности и тяготы жизни на Крайнем Севере.

Годы, столетия, которые были потрачены поморами на освоение восточных берегов Ледовитого океана, их не пугали, не пугала даже смерть, которую несла с собой эта величайшая северная пустыня. Они исчезали бесследно, их ладьи были бездушно растоптаны морской пучиной, они оставляли жизни в вечном холоде, погибая от голода. Жажда наживы неукротимо влекла на восток, и побороть ее не было никаких сил.

Поморы освоили самые отдаленные и безлюдные уголки Северного Поморья, земли Печоры и Урала. За Обью, в стране, лежащей по берегам Пура и Таза, их стараниями был воздвигнут первый русский заполярный город – «златокипящая» Мангазея. К началу XVII века Мангазея стала торговой и административной столицей Сибирского Севера. А еще через несколько десятков лет мангазейские и енисейские купцы, с помощью которых Московское государство осуществляло контроль над дальними территориями, добрались и до самых восточных рек России – Яны, Индигирки, Алазеи, Колымы. Так история описывает первые открытия Арктики.

Русские путешественники внесли огромный вклад в открытие Арктики. В 1648 году отряд торговцев и казаков, ведомый Федотом Поповым и Семеном Дежневым, пройдя устье Колымы через Восточно-Сибирское и Чукотское моря, обогнул безымянный пока еще крайний северо-восточный мыс Евразии, и несколько кочей вошло в пролив, тоже безымянный, разделяющий Азию и Северную Америку. Столетия спустя, благодарные потомки нарекли мыс именем Дежнева, а пролив – именем другого русского первопроходца Витуса Беринга. Так была пройдена, пусть поэтапно, вся будущая трасса Великого Северного морского пути, ледовая дорога вдоль всего «фасада России», как образно называл побережье Ледовитого океана адмирал Степан Осипович Макаров. Но до окончательного освоения этой трассы было еще очень и очень далеко. И как ни странно это звучит, в XVI и XVII веках мореплаватели сосредоточили свои главные усилия не на маршруте вдоль «фасада», а на попытках проложить исполинскую трассу непосредственно через точку Северного полюса.

Да, именно так происходили открытия Арктики: в век парусов и весел, а отнюдь не ледоколов или хотя бы пароходов, такие ведущие морские державы мира, как Англия, Дания Голландия, предприняли немалые усилия, чтобы проникнуть в

самые высокие широты, в околополюсное пространство. Через Центральную Арктику они рассчитывали напрямую, по кратчайшему маршруту, достичь Юго-Восточной Азии, желанных Островов Пряностей, стран корицы и перца, имбиря и сандалового дерева, которые ценились в те времена в полном смысле слова на вес золота.

Путь туда лежал через льды, это уже хорошо знали, но как далеко они распространяются, что там, в краях, лежащих под Большой Медведицей и Полярной звездой, – об этом ведать не ведали на протяжении целых тысячелетий. На первом в мире глобусе Мартина Бехайма, появившемся в 1492 г., в околополюсном районе было обозначено море, а через сто лет на карте знаменитого Меркатора Северный полюс оказался посреди обширного архипелага. И позднее, в XVIII и даже XIX веках, географы уверенно размещали в высоких широтах либо крупный остров, либо целый материк.

Конечно, прорваться сквозь льды Центральной Арктики не удалось ни единому искателю пряностей, и постепенно коммерческий интерес к тому маршруту угас. На передний план выдвинулись устремления иного рода: романтический порыв, жажда славы, соображения национального престижа, спортивный азарт, выраженный в открытии Арктики. Главное, что на карте земного шара имелась крошечная точка, где нет никаких сторон света, кроме юга, где исчезают, словно испарившись, все параллели, в которую «впадают» все меридианы. А раз такая точка существует – значит, нужно достичь ее на судне, на оленьей или собачьей упряжке, дойти, доехать, добрести, доползти до нее.

XIX столетие дало старт невиданным до того международным «гонкам» к Северному полюсу, с 1827 по 1915 гг., меньше чем за столетие, к 90 градусу северной широты было снаряжено около 30 крупных экспедиций. Каждый очередной градус широты (а он, как известно, равен 60 милям, т.е. примерно 110 километрам) брался с боем, с потерями, с жертвами. На его преодоление уходили годы, десятилетия.

В 1827 г. пересекают 82-ю параллель англичане, через 49 лет они продвигаются еще на один градус. Шесть лет спустя вырываются вперед американцы, они улучшают достижение предшественников целых на 7,5 км, возвращаются на базу, и вскоре их начальник умирает там от голода. Гибнут люди, исчезают без вести целые экспедиции, на пути в Арктику и к новым открытиям. Как грустно пошутил американский писатель Марк Твен, «если бы кто-нибудь открыл речонку в каком-нибудь районе рядом хотя бы с Северным полюсом, Европа и Америка тотчас же снарядили бы туда пятнадцать дорогостоящих экспедиций: одну, чтобы исследовать речку, а остальные четырнадцать, чтобы искать друг друга».

ПО СЛЕДАМ РУССКОЙ ПОЛЯРНОЙ ЭКСПЕДИЦИИ ПОД РУКОВОДСТВОМ Э. В. ТОЛЛЯ

**И.Д. Смилевец, член Союза писателей России,
участник экспедиций в Арктику и Антарктику**

г. Энгельс, Саратовская область, Россия

По роду своей работы я впервые оказался на Крайнем Севере в 1977 году и уже в 1992 году стал участником Экспедиционного Центра «АРКТИКА», занимающегося подготовкой и проведением путешествий и экспедиций в наиболее труднодоступные районы нашей планеты, включая акваторию Северного

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

Ледовитого океана, а также высокие широты Южного полушария – в Антарктиду. Центром проводятся сложные, а порой просто уникальные лыжные, парашютные, вездеходные и другие путешествия, рассчитанные на хорошо подготовленных физически выносливых, смелых, любящих приключения людей. Принципиальной отличительной чертой экспедиций и путешествий является максимальная автономность действия группы на маршруте, когда на протяжении всего путешествия участники могут рассчитывать только лишь на свои собственные силы и те запасы продовольствия и снаряжения, которые были взяты ими на старте.

Помимо чисто спортивных целей во время экспедиций проводится и научная работа. По программе российского Фонда полярных исследований мы проводили комплекс поисковых работ в целях паспортизации памятников истории и природы Российского Севера. Участникам экспедиций удалось пройти почти по всему побережью Северного Ледовитого океана со стороны России.



Рис.1 Яхта «Заря», 1901

Побывав в районе архипелага Норденшельда, полуострова Таймыр и Новосибирских островов, участники ЭЦ «Арктика» встречали места стоянок и памятные знаки полярной экспедиции Э. В. Толля.

Прошло более ста лет со дня проведения Российской арктической экспедиции под руководством Академии наук.

Одним из наиболее выдающихся путешественников, исследователей северо-восточных и арктических пространств Российской империи, который возглавил эту экспедицию, был барон Э.В.Толль.

К сожалению, о нем и об экспедиции при Советской власти, да и в последние годы мало что было известно. С моей точки зрения, это во многом объяснялось тем, что его последняя и наиболее крупная арктическая экспедиция была связана с активным участием в ней будущего вождя белого движения, Верховного правителя России, адмирала А. В. Колчака.

Несмотря на то, что про экспедицию Э. Толля было написано немало, меня заинтересовали участники той экспедиции и их судьбы, к тому же один из участников оказался мой земляк.

Как мы знаем, экспедиция совершалась на шхуне «Заря». В путь отправились исследователи-энтузиасты. Возглавил команду шхуны «Заря» лейтенант флота Николай Коломейцев. Её научный «костяк» образовали: начальник экспедиции и геолог барон Эдуард Толль; геодезист, метеоролог и фотограф Фёдор Матисен; гидрограф, гидролог, магнитолог, гидрохимик и картограф Александр Колчак;

зоолог и фотограф Алексей Бялыницкий-Бируля; астроном и магнитолог Фридрих Зееберг; врач-бактериолог и зоолог Герман Вальтер.

В течение нескольких лет мною был собран интересный материал об экспедиции в архивах Москвы, Санкт-Петербурга, Саратова, Томска, Якутска, Иркутска, Верхоянска, Тикси. Особо интересно то, что в посёлке Казачье (р. Яна, Якутия) учителем местной школы были собраны вещи, принадлежащие участникам экспедиции и лично Э. Толлю. Эти вещи передавались из поколения в поколение среди якутского населения и только сейчас собраны воедино.



Рис 2. Гурий на о. Наблюдений (фото 2008 г.)

Из материалов экспедиции известно, что во время второй зимовки (1901 г.) умер врач Герман Вальтер. Начальник экспедиции обратился к губернатору Якутского края с просьбой прислать доктора в район Новосибирских островов. Кто же был этот врач?

Им оказался политический ссыльный интересный и незаурядный, на мой взгляд, человек - врач, революционер, литератор Виктор Николаевич Катин-Ярцев. Жизнь его, прожитая в период больших социальных бурь и больших географических открытий, была насыщена общением с людьми выдающимися и необыкновенными.



*Рис. 3 В.Н. Катин-Ярцев,
врач экспедиции Э. Толля*

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

Изучение дневниковых записей В. Н. Катина-Ярцева о пути его на Новосибирские острова и работа его врачом экспедиции дало толчок на написание книги.

Книга подробно описывает всего несколько месяцев его жизни, когда он был в составе полярной экспедиции Э. Толля в районе Новосибирских островов. Но сюда вошли и биографические данные людей, окружавших В. Н. Катина-Ярцева в этот период, и географические открытия, которые были сделаны. О том, как сложилась судьба главного героя и членов экспедиции, и идёт речь в этой книге. Почти все фотографии 1900 – 1901 гг., найденные в архиве Академии наук (Санкт-Петербург) публикуются впервые.

Работа врача была высоко оценена всеми участниками экспедиции и не случайно пролив между о. Котельный и Ляховскими островами был назван именем Катина-Ярцева (впоследствии пролив переименовали в пролив Санникова).

Книга «Записки полярного доктора», местами напоминающая энциклопедический справочник, тем не менее, очень зримо и образно раскрывает будни и атмосферу экспедиционного быта, характер взаимоотношений между людьми в суровых условиях Севера, особенности быта и культуры северных аборигенов. Здесь и романтика поиска пресловутой Земли Санникова, и совсем не романтические трагедии...

Читая эту книгу, нередко проводишь параллели с сегодняшним днём и, что удивительно, начинаешь лучше понимать настоящее.

УЧАСТИЕ ЧЛЕНОВ ЭКСПЕДИЦИИ Э. ТОЛЛЯ К ЗЕМЛЕ САННИКОВА, А ТАКЖЕ В БОЕВЫХ ДЕЙСТВИЯХ РУССО-ЯПОНСКОЙ ВОЙНЫ 1904-1905 ГГ.

**И.Д. Смилевец, участник экспедиций в Арктику и Антарктику,
член Союза писателей России**

г. Энгельс, Саратовская область, Россия

В течение последних двадцати лет мне посчастливилось принимать участие в нескольких экспедициях в наиболее труднодоступные районы нашей планеты, включая акваторию Северного Ледовитого океана, а также в высоких широтах южного полушария – в Антарктиде.

Помимо больших спортивных достижений во время экспедиций проводилась и научная работа. По программе российского Фонда полярных исследований мы проводили комплекс поисковых работ в целях паспортизации памятников истории и природы Российского Севера. Участникам экспедиций удалось пройти почти по всему побережью Северного ледовитого океана со стороны России.

Побывав в районе архипелага Норденшельда, полуострова Таймыр и Новосибирских островов мне встречались места стоянок и памятные знаки Российской арктической экспедиции под руководством Академии наук (1900-1902 гг.). Э.В. Толль был одним из наиболее выдающихся путешественников, исследователей северо-восточных и арктических пространств Российской империи, который возглавил экспедицию на Землю Санникова.

К сожалению, о нем и об экспедиции при Советской власти, да и в последние годы, мало что было известно. С моей точки зрения, это во многом объяснялось тем, что его последняя и наиболее крупная арктическая экспедиция была связана с

активным участием в ней будущего вождя белого движения, Верховного правителя России, адмирала А. В. Колчака.

Несмотря на то, что про экспедицию Э. Толля было написано немало, меня заинтересовали участники той экспедиции и их судьбы, к тому же один из участников оказался мой земляк В.Н. Катин-Ярцев.

В течение нескольких лет, мною был собран интересный материал об экспедиции в архивах Москвы, Санкт-Петербурга, Саратова, Томска, Якутска, Иркутска, Верхоянска, Тикси, п. Казачье. Особо интересно то, что в посёлке Казачье (р. Яна, Якутия) учителем местной школы были собраны вещи, принадлежащие участникам экспедиции и лично Э. Толлю. Эти вещи передавались из поколения в поколение среди якутского населения и только сейчас собраны воедино.

Из материалов экспедиции известно, что во время второй зимовки (3 января 1902 г.), умер врач Герман Вальтер. Начальник экспедиции обратился к губернатору Якутского края с просьбой прислать доктора в район Новосибирских островов. И только 9 мая 1902 года в экспедицию прибыл новый врач. Им оказался политический ссыльный интересный и незаурядный, на мой взгляд, человек врач, революционер, литератор Виктор Николаевич Катин-Ярцев.

Изучение дневниковых записей В. Н. Катина-Ярцева о пути его на Новосибирские острова и работе врачом в составе экспедиции было принято решение написание книги «Записки полярного доктора». Книга, местами напоминающая энциклопедический справочник, тем не менее, очень зримо и образно раскрывает будни и атмосферу экспедиционного быта, характер взаимоотношений между людьми в суровых условиях Севера, особенности быта и культуры северных аборигенов. Здесь и романтика поиска пресловутой Земли Санникова, и совсем не романтические трагедии...

Читая эту книгу, нередко проводишь параллели с сегодняшним днём и, что удивительно, начинаешь лучше понимать настоящее.

Работа врача была высоко оценена всеми участниками экспедиции и не случайно пролив между Котельный и Ляховскими островами был назван именем Катина-Ярцева. В последствие пролив переименовали в пролив Санникова. По ходатайству Ф. Матисена, получив досрочное освобождение из ссылки, В. Н. Катин-Ярцев работал над отчётными документами полярной экспедиции в Санкт-Петербурге.

В 2010 году мне удалось в Российском Государственном архиве Литературы и Искусства (г. Москва) ознакомиться с неопубликованной рукописью воспоминаний В. Н. Катин-Ярцева «На полях Маньчжурии» 1904 – 1906 гг. Это дало толчок к началу поисков и написанию новой книги «От Земли Санникова до сопки Маньчжурии».

Дело в том, что в 1904 году, после начала Русско-японской войны, участники полярной экспедиции - В. Катин-Ярцев, А. Колчак, Н. Коломейцев, Н. Бегичев, Ф. Матисен принимали активное участие в самых кровопролитных сражениях той далёкой войны. Жизнь их, прожитая в период больших социальных бурь и больших географических открытий и войн, была насыщена общением с людьми выдающимися и необыкновенными. Что мы знаем о Русско-японской войне? Порт-Артур, Цусима, подвиг «Варяга». А остальное? Как-то выпало из поля зрения. А ведь, по мнению многих историков, судьба той войны решалась не только на морских просторах, но и на равнинах возле нынешнего китайского города Шэньяна (Мукдена), где более ста лет назад произошло не только самое крупное сражение той войны, но и одно из крупнейших сражений за всю историю войн. О том, как

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

сложилась военная судьба уроженца Покровской слободы В. Катина-Ярцева и других членов Русской полярной экспедиции, и отражено в новой книге «От Земли Санникова до сопок Маньчжурии». Многие фотографии публикуются впервые.

Изучая карты, схемы, фотографии, я определил, что места боёв полка, в котором проходил службу В. Н. Катин-Ярцев, проходили недалеко от Мукдена в Китае. В конце марта 2011 года я посетил Китай с исследовательскими целями. Благодаря помощи Генерального консула России в Китае мне удалось побывать в Шеньяне (Мукден), Даляне (Дальний), Люйшуне (Порт-Артур) и посетить места боёв Русско-японской войны 1904-1905 гг. Был собран богатый фотоматериал и засняты видеосюжеты для будущего документального фильма.

А. Колчак при обороне Порт-Артура был командиром миноносца «Сердитый», а потом командовал несколькими батареями на сухопутном фронте. Н. Коломейцев и Ф. Матисен участвовали в Цусимском сражении. Н. Бегичев героически сражался на миноносце «Бесшумный».

Побывав в г. Люйшуне (Порт-Артур) я был удивлён, с каким вниманием китайцы ухаживают за могилами русских и советских воинов на кладбище. Какая большая работа была проведена на восстановление старых укреплений обороны Порт-Артура. Все форты и орудия на них, уцелевшие после войны содержаться в хорошем состоянии.

Удалось посетить и гору Вантай — так нынче называется Большое Орлиное Гнездо. Именно в этом месте сражался лейтенант А. Колчак, будущий адмирал флота. Здесь и по сей день остались два морских орудия. На «казённой» части можно прочесть «Обуховский сталелитейный завод 1899г.». Покалеченные стволы по-прежнему смотрят в сторону материка, как будто позади — осажденный Порт-Артур. Уже был разбит и затоплен флот, уже наполовину разрушен город, но в дыму и крови последние защитники грудью бросаются на врага. Как сюда по крутому склону были доставлены эти громадные орудия? Как жили и сражались здесь солдаты? Кругом камень и кустарник. Каждая пядь земли избита осколками. Уродливые глыбы, покрытые мхом и травой. Впечатление очень тяжелое. Даже если на минуту представить себе, что здесь творилось, становится страшно. Каково же было нашим прадедам, погибавшим в этом аду за веру, царя и отечество? Здесь было одно из последних полей боя в обороне Порт-Артура. После занятия японцами этого укрепления битва за Порт-Артур закончилась. В окопах до сих пор видны следы от пуль и снарядов. Несмотря на то, что окопы в наши дни густо заросли кустарником, здесь никак не может выветриться дым войны и запах крови.

На всех возвышенностях видны небольшие обелиски, поставленные японцами. По ним можно мысленно воссоздать всю линию обороны. Просто удивляешься стойкости наших солдат, почти год державших оборону против японской армии и не получавших извне ни продовольствия и ни боеприпасов. В памяти останутся многочисленные встречи с простыми людьми, которые искренне и неподдельно радовались, услышав, что приехали из России. Были случаи, когда люди старшего поколения подходили, чтобы просто пожать руку, дотронуться, это удивительно. Значит, наши предки оставили о себе добрую память, значит у нас хорошие соседи, которых так много и с которыми надо дружить.

ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ И ОХРАНЫ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ АРКТИКИ

Т.Ю. Черникова, О.А. Пасько

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

Комплексное промышленное освоение ресурсов Арктики Россией началось в 20-30-е годы прошлого века. Оно было связано с развитием экспорта леса с берегов Игарской протоки реки Енисей, добычей угля на коях Якутии, золота на приисках Колымы, а также со строительством крупных промышленных объектов. За прошедшее время произошло кардинальное улучшение транспортной схемы – обеспечен доступ к полезным ископаемым, появились шахты, морские платформы для добычи нефти и газа.

Развитие добывающей отрасли привело к загрязнению территории промышленными отходами, возросла антропогенная нагрузка на экосистемы, поставившая под угрозу их существование. В этих условиях Арктика осталась уникальным природным комплексом, нуждающимся в сохранении. Это касается изобилия чистой пресной воды [4]; биоразнообразия [3]: популяций арктических видов, в т.ч., морских; мест обитания миграционных видов [5]; экологических и биогеографических особенностей региона [7]; территорий, нетронутых цивилизацией и являющихся природным наследием [3]; культуры коренных народов Севера [6]. Встали задачи контроля состояния окружающей среды [10], экологической безопасности, корректной оценки природных ресурсов [8,9]. Разрешить данное противоречие призвана система особо охраняемых природных территорий (далее ООПТ), впервые появившаяся именно в странах Арктики. К примеру, в 1887 году в Канаде был создан первый заповедник для перелетных птиц; в 1909 году – 9 национальных парков в Швеции; в 1917 году – первые парки на Аляске (США). Сегодня число ООПТ приполярной Арктики насчитывает 405 объектов, из них в России – 110, в Канаде – 61, в США (Аляска) – 55, в Финляндии – 54, в Швеции- 47, в Норвегии- 39, в Исландии- 24, в Дании – 15 [4]. В Арктической области России действует более 450 ООПТ общей площадью более 94,6 млн га (16,2% общей площади Российской Арктики).

Цель данного исследования – анализ противоречия между хозяйственной деятельностью и угрозами охраняемым территориям.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Систематизировать информацию о ценности природных ресурсах и возможных угрозах для них;
2. Проанализировать развитие системы ООПТ в арктических странах;
3. Выявить возможности совмещения хозяйственной деятельности и сохранения природных богатств Арктики.

В настоящее время все арктические ООПТ разделены на 6 категорий (рис. 1).

Среди природных ресурсов Арктики следует отметить следующие:

1 – запасы пресной воды. Землями ООПТ являются дельты рек Енисей, Обь, Лена и Печора (Россия), Юкон (Канада и США), Нельсон (Канада), озера (Финляндия и др.); ледники (Россия, Дания и др.).

2 – животные. ООПТ служат резерватом промысловых, редких и исчезающих видов животных. Задача сохранения биоразнообразия является одной из самых актуальных для Арктики – на территории, занимающей 4 % площади Земли, обитает не более 1 % видов организмов. Охраняемыми видами являются американский журавль, белоклювая гагара, гага - гребенушка, карibu Пира, малый

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

белолобый гусь, морской лев Стеллера, мускусный бык, северный олень и сибирский журавль.



Рис. 1. Категории особо охраняемых природных территорий Арктики

Для размножения белых медведей созданы благоприятные условия на территории острова Шпицберген (Норвегия, Баренцево море); для размножения гризли, волков, диких овец и лосей карibu – в Национальном парке и заповеднике Денали (США, Аляска).

3 – растения. Охране подлежат 96 эндемичных видов цветковых растений Арктики. Для этой цели только в Швеции создано 600 королевских лесных заповедников.

4 – болотная экосистема подлежит охране, поскольку ее техногенная трансформация вызывает изменение мирового климата, способствует росту числа наводнений и ливневых дождей. Существует угроза быстрого уничтожения уникального растительно-почвенного покрова машинами и механизмами техногенным воздействием и его безвозвратная потеря. Для предотвращения развития негативных процессов торфяных земель в Финляндии создан национальный парк им. Урхо Кекконена, в Швеции – болотные территории Таававуома со знаменитыми насыпями («пальзы») и мерзлотными холмами торфяных болот.

5 – крупные морские экосистемы, определяющие мировой климат и морские течения. В Арктике действуют 8 морских ООПТ, например, шельф Исландии, Норвежский шельф, гигантский мелководный залив Брейдафьордура.

6 – природные ландшафты. ООПТ Арктики служат эталоном природы, местом сохранения и исследования процессов, свойственных этой конкретной территории. Примерами природных ландшафтов Арктики являются фьорды Гренландии и Норвегии (узкие, извилистые и глубоко врезающиеся в скалистые берега морские заливы) (рис. 2), горы Аляски (в т.ч. гора Катмай – большой заполненный бирюзовой водой кратер вулкана), русские арктические острова (равнинные (Новосибирские острова) и горные (остров Врангеля, Новая Земля, и др.). В Дании действует крупнейший в мире национальный парк Гренландия, в котором изучают места обитания диких животных, территории с геологическими, экологическими или ландшафтными особенностями. России широко известен

Большой Арктический заповедник, созданный для изучения и сохранения природных процессов, растительного и животного мира, экологических систем.

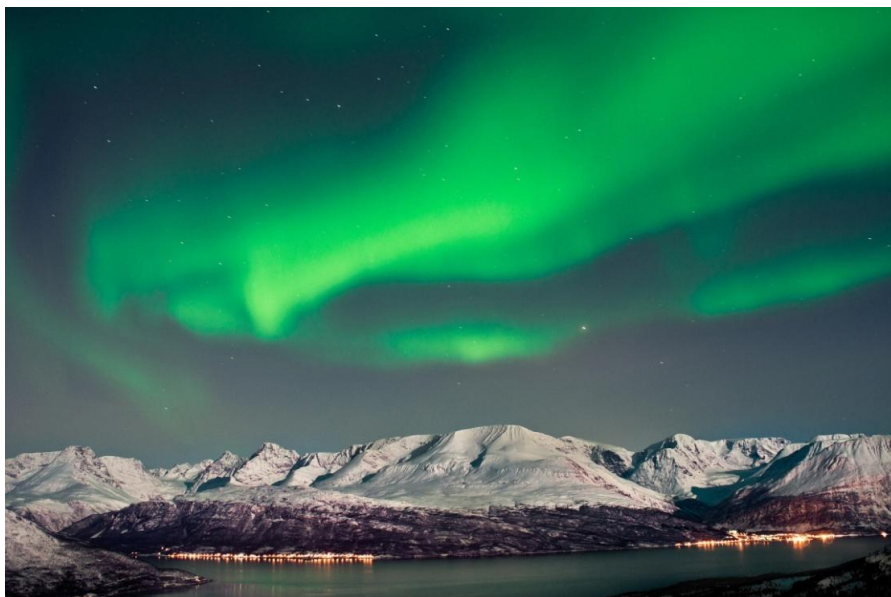


Рис. 2. Гренландия [6]

7 – объекты культурного наследия. Арктика является территорией традиционного природопользования. В ней проживает более 50 групп коренных народов, сохраняющих свои традиции, культуру и уклад жизни. Примером ООПТ являются наскальные надписи Северной Норвегии, Национальный парк Кативик (Канада), у основания идеально круглого метеоритного кратера которого издавна происходили священные обряды коренного населения -инуитов.

В последние годы в национальных парках Арктики получил распространение ограниченный и планируемый туризм. Финляндия разрешила оленеводство, намывание золота непромышленными способами, Исландия – рыбную ловлю и собирательство. Это помогает решить и проблему безработицы среди коренных народов Севера. Сотрудники ООПТ ведут воспитательную и просветительскую работу среди студентов и школьников. В ООПТ создают музеи природы и визит-центры.

Для координации усилий арктических стран с целью предотвращения угроз от добычи нефти и газа, рыболовства и судоходства действуют международные организации: межправительственный Арктический совет, Северо-Американская Комиссия по Сотрудничеству в области охраны природы, Баренц Евро - Арктическое сотрудничество в Баренц - областях Скандинавии и России. Это позволит контролировать и осуществлять рациональное и неистощительное использование природных ресурсов арктического региона.

Литература

1. Азаров, В.И., Бахмутов, В.А. Верхнетазовский государственный природный заповедник // Большая Тюменская энциклопедия: [в 4 т.]. - Тюмень: Сократ, 2014. - Т. 1. - С. 235–236.
2. Лесоводство, охота, рыболовство и рыбоводство в Тюменской области (2003–2007) Стат. сб. / Тер. орган Фед. службы гос. статистики. - Тюмень, 2008. - 135 с.

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

3. Объекты всемирного наследия России. Электронный ресурс. Условия доступа <http://www.tour52.ru/russia/unesco.html>
4. Солодовников, А.Ю., Таававуома, Стишов, М.С. Особо охраняемые природные территории Российской Арктики: современное состояние и перспективы развития. – М.: WWF, 2013. – 427 с
5. Транин А.А. Территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов российского севера (проблемы и перспективы).– М.: Изд-во ИГП РАН.– 88 с.
6. Остров в Арктике, который мог бы поместить 8 Англий или 5 Норвегий. Электронный ресурс. Условия доступа <http://www.arrivo.ru/partners/2016-01/ostrov-v-arktike-kotoryu-mog-by-pomestit-8-angliy-ili-5-norvegiy.html>
7. ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 № 33-ФЗ.
8. Kovyazin V, Pasko O, Romanchikov A., Belyaev V 2014 Taxation Indices of Forest Stand as the Basis for Cadastral Valuation of Forestlands IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 21
9. Kovyazin V, Romanchikov A, Pasko O 2015 Comparative analysis of forest lands cadastral appraisal estimated with regards to wood and food resources 2015 IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 27
10. Pasko O, Mochalova T 2014 Toxicity assessment of contaminated soils of solid domestic waste landfill IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 21

ИСТОРИЯ ОТКРЫТИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Ю.С. Шубина, Б.С. Страхов, А.В. Мананков

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*

В истории открытия крупнейшей провинции страны, по строению, геодинамике и характеру нефтегазоносности не имеющей аналогов, как в капле воды отражена практически вся история освоения Сибири. Сейчас здесь добывается 70% российской нефти, и эта уникальная провинция заслуженно называется открытием века. А до этого были еще целых девять веков накопления знаний.

Начало изучения Сибири связано с торговыми и промышленными интересами. Новгородские промышленники начали проходить «за Югру и за самоедь» не позже второй половины XI в. Широкий путь «встреч солнца» открылся перед русскими в середине XVI в. — после падения Казанского царства. 1 сентября 1581 г. дружина казаков под начальством Ермака, выступила в поход за Каменный Пояс (Урал), положив тем самым начало активной колонизации Сибири. Последовавшее за этим стремительное продвижение на просторы Сибири в XVI—XVII вв. является одной из наиболее интересных страниц русской истории. Английский историк Д. Бейкер (1950) пишет: «...на долю этого неизвестного воинства достается такой подвиг, который навсегда останется памятником его мужеству и предприимчивости и равно которому не совершил никакой другой европейский народ». Московское правительство обязало начальных людей из отрядов казаков, укрепленных острогов собирать сведения о путях сообщения, пушных богатствах, полезных ископаемых, о нравах и быте местного населения, нанося информацию на географические чертежи. В 1596 г. основан город Нарым, в

1604 г. – город Томск, и почти одновременно – целый ряд острогов в северной части области. К середине XVII века землепроходцы знали все крупные реки Сибири, имели общее представление об их водном режиме. У берегов Сибири русские рано начали осваивать морские пути.

В 1719 г. Петр Первый направил в Сибирь на 7 лет доктора Д. Мессершмидта, которому был намечен широкий круг вопросов, включая любые достопримечательные явления. Д. Мессершмидт в Сибири посетил многие районы в бассейнах Оби, Иртыша и Енисея, собрал огромные естественноисторические и этнографические коллекции, а также картографические материалы. Коллекции его сильно пострадали во время пожара в Академии наук в 1747 г. В XVII веке были созданы сотни чертежей, где, кроме географических сведений, были отражены данные о полезных ископаемых и т.д. В развитии сибирской картографии большую роль сыграли переписи населения и земель, так называемые "дозоры", благодаря чему в конце XVII века составлены новые более точные карты Сибири. В 1689-91 гг. была опубликована карта Сибири голландским географом Н. Витсенем, где отражались впервые достоверные сведения о Сибири в Западной Европе.

Но с XVIII в. составлять карты начали геодезисты. Большое значение имели труды Палласа П.С. (1768 - 1774 гг.), Фалька и Георги (1769 - 1773 гг.) и др. Изучение учеными в XVIII веке географии и природы Сибири, быта, культуры и истории ее народов, составило замечательную главу в истории мировой науки. Итог картографических работ XVIII века подводит карта Российской империи, изданная Академией наук.

В 1818 г. стал издаваться "Сибирский вестник" - научный журнал, в котором помещались материалы, отражавшие изучение Сибири. С 1825 г. он стал называться "Азиатский вестник". П.А. Словцев подготовил 2-х томное "Историческое обозрение Сибири". Среди народов Сибири стала зарождаться своя интеллигенция, включая географов. В это время большое количество компаний искали различные полезные ископаемые. В 30-х годах в Сибири началась "золотая лихорадка". Рядом ученых делается попытка обобщить накопленные геологические материалы. Во второй половине 19 века и начале 20 века, большое значение имело изучение геологии Сибири, ее полезных ископаемых. В 1851 г. состоялось официальное открытие Сибирского отдела Русского географического общества, члены которого сыграли огромную роль в изучении природы Сибири. В 1877 г. в Омске открыт Западно - Сибирский отдел географического общества. Его члены много сделали для изучения природных богатств Западной Сибири и создания краеведческих музеев.

К этому времени заявили о себе и фундаментальные науки о Земле. Начиная с 16 в. и весь 17 в., вопросы геотектоники, минералогии рассматривались практически как в античные времена, т.е. лишь попутно в работах философов, еще не вырвавшихся из объятий схоластики и религиозной фантастики. На рубеже с 18 в. их сменили новые учения-антиподы: плутонизм и непутизм. Но появился русский гений М.В. Ломоносов, который сделал их частными явлениями, объединив на более высоком иерархическом уровне в составе науки геологии. Именно с этого процесса начинается становление науки геологии. А в конце 19 в. вместо долго господствовавшего механицизма формируется энергетическая (позитивистская) парадигма, на основе которой появилась динамическая геология и геоморфология. Для основания геоморфологии в России большой вклад внесли П.П. Семенов-Тянь-Шанский, П.А. Кропоткин, В.В. Докучаев и др. Именно в этой среде передовой школы геологии и геоморфологии могли созреть новые идеи и сформироваться

СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ

первооткрыватель нефтегазоносности Сибири. Им оказался Р.С. Ильин – соратник В.И. Вернадского, сосланный в Нарымскую ссылку из МГУ.

В 20-30-е г. проблемами биосферы кроме Вернадского занимались и другие ученые. Среди них видное место занимают идеи Р.С. Ильина – друга Вернадского. Стремясь устранить барьеры между науками, Р.С. Ильин разработал эпигенетический принцип изучения природы и на его основе создал системный подход путем сближения почвоведения и цикла наук биосферного естествознания.

Десять лет полевых исследований Васюганских, Обь-Иртышских ландшафтов позволили Р.С. Ильину создать уникальную геоморфологическую карту территории Нарымского края и прийти к необычному для профессуры выводу о перспективности Западно-Сибири на нефть и газ, выделить наиболее перспективные палеозойские и мезозойские отложения, обратив особое внимание на большую вероятность нефтяных и газовых месторождений в меловых отложениях бассейна среднего течения р. Оби. Это произошло в 1937 кровавом году, Р.С. Ильина пятый раз арестовывают и по решению тройки расстреливают в Томске. Реабилитация появилась только 15 мая 1956 г., когда началось свершение идей ученого. В 1954 г. получены первые промышленные притоки нефти из Колпашевской скважины Р-2, а через четыре года – открыты Усть-Балыкское и Мегионское нефтяные месторождения. Они резко изменили отношение к Западной Сибири, и началось ее превращение в крупнейшую топливную и нефтехимическую базу страны. А в 2016 году научная общественность страны и Томского государственного университета, где работал Р.С. Ильин, проживая в Сибири, организует научные чтения в честь Ростислава Сергеевича Ильина по случаю 125-летия со дня его рождения.

Секция 2

ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

ГОРЮЧИЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ АРКТИКИ

В.А. Бардюков

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

К основным видам горючих полезных ископаемых обычно относят органические природные ресурсы, такие как нефть, газ, уголь, горючие сланцы, торф и другие. Разведанные запасы этих ресурсов оцениваются до 1,5 – 2 трлн. тонн нефтяного эквивалента. Из них на нефть и газ приходится около 40% от общих разведанных извлекаемых запасов горючих полезных ископаемых. Однако в мире ведется глобальная разведка возможных площадей для добычи горючих полезных ископаемых.

Арктика является кладью огромных энергетических ресурсов, которые в настоящее время разведаны очень слабо. По оценкам экспертов, в недрах Арктики сосредоточено около 25% мировых неразведанных запасов углеводородов, что составляет 90 млрд. баррелей нефти, 47,3 трлн. куб. м газа, 44 млрд. баррелей газового конденсата. Более 60% арктических углеводородных ресурсов находится на территории России или на землях, на которые, по нормам международного права, Россия претендует.

Арктика весьма богата нефтью, газом и другими полезными ископаемыми. В настоящее время здесь добывается десятая часть общемировых объемов нефти и четвертая часть – природного газа. На российском Крайнем Севере сосредоточено 80% всей арктической нефти и практически весь газ. Среди ведущих производителей – Канада, США (Аляска) и Норвегия. Общие запасы (млрд. тонн условного топлива) приведены на рисунке 1. Проведённые исследования показывают, что в Арктике находится значительная часть ещё не разведанных мировых запасов нефти и газа [3]. Промышленная добыча нефти началась в 20-х годах прошлого столетия на северо-западных территориях Канады. В 1960-е были открыты обширные залежи углеводородов в российском Ямало-Ненецком автономном округе, на северном склоне хребта Брукса (Аляска) и в дельте реки Маккензи (Канада). За последние десятилетия в арктических владениях России, США, Норвегии и Канады были добыты миллиарды кубических метров нефти и газа [2].

За полярным кругом было открыто свыше 400 наземных месторождений нефти и газа. На 60 из них активно ведётся добыча, однако около четверти ещё не разработано. Более двух третей разрабатываемых месторождений находится в России, главным образом в Западной Сибири. Основной нефтегазовый район России и один из крупнейших нефтедобывающих регионов мира – Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО). Здесь добывается 57% нефти в стране. В ХМАО открыто более 500 нефтяных и газонефтяных месторождений, запасы которых составляют около 20 млрд. тонн.

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ



Рис. Общие запасы нефти и газа в национальных секторах Арктики (млрд. тонн условного топлива)

В целом на шельфе Баренцева моря разведано 11 месторождений: четыре нефтяных – Приразломное, Долгинское, Варандейское, Медыньское; три – газовых Мурманское, Лудловское, Северо-Кильдинское, три – газоконденсатных Штокмановское, Поморское, Ледовое; одно нефтегазоконденсатное – Северо-Гуляевское. Только на крупнейшем в мире Штокмановском месторождении содержится около 4000 млрд. куб. м газа.

Также стоит отметить и газоконденсатные месторождения, открытые в акватории Карского моря – Ленинградское и Русановское. В Тимано-Печорской провинции расположено около 180 месторождений. Здесь существуют и фонтанные месторождения, которые дают около 1 тыс. тонн нефти в сутки. Ненецкий автономный округ также имеет богатые запасы нефти, газа и газоконденсата [3].

В американской части Арктики запасы нефти оцениваются примерно в 15 млн. баррелей, газа – свыше 2 трлн. куб. м. При этом 20% нефти здесь добывают на месторождении Прудо-Бей. В канадском арктическом секторе в дельте реки Маккензи открыто 49 месторождений нефти и газа; на Арктических островах – ещё 15. При этом наиболее крупные месторождения газа расположены у берегов Аляски и в Сибири.

Разработка и добыча твердых горючих полезных ископаемых менее рентабельна, в основном ведется добыча угля (Воркутинский, Таймырский, Анабаро-Хатаганский, Оленекский, Чукотский угленосные районы, архипелаг Шпицберген и др.) и реже горючих сланцев. По прогнозам количество угля в недрах Арктики составляют около 780 млрд. т, бурых – 40 млрд. т, каменных – 740 млрд. т, из них более 81 млрд. т коксующихся углей [1].

Таким образом, можно понять, что на территории Арктики находятся огромные запасы горючих полезных ископаемых, ведется разработка крупных и уникальных месторождений нефти, газа, угля. Также имеются геологические предпосылки для открытия новых месторождений, но все же изученность Арктики очень мала, и нам как геологам предстоит ее изучение.

Литература

1. Асхабов А.М., Бурце И.Н., Кузнецов С.К., Тимонина Н.Н. Арктический вектор геологических исследований: нефтегазовые и минерально-сырьевые ресурсы //

- Вестн. ин-та геологии Коми науч. центра УрО РАН. – Сыктывкар, 2014. – №9. – С. 3 – 9.
2. Богоявленский В.И. Нефтегазодобыча в Мировом океане и потенциал российского шельфа. ТЭК стратегии развития. – М., 2012. – №6. – С. 44 – 52.
 3. Природные ресурсы. Нефть и газ // Arctic.ru [Электронный ресурс] URL: <http://ru.arctic.ru/resources/>.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ ПАЛЕОЗОЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НА ПРИМЕРЕ НОВОПОРТОВСКОГО И БОВАНЕНКОВСКОГО СТРУКТУРНО- ФАЦИАЛЬНЫХ РАЙОНОВ)

Е.С. Ваганова

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

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

Арктические территории России, о природных богатствах которых говорил еще М.В. Ломоносов, перспективны в первую очередь как территории ожидаемого прироста запасов нефти и газа, приуроченных как к палеозойским, так и к мезозойско-кайнозойским образованиям. Настоящая работа посвящена перспективам палеозойских отложений арктической части Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ).

Вся территория ЗСГ по комплексу литологических и палеонтологических исследований [1] подразделена на 23 структурно-фациальных района (СФР), каждый из которых характеризуется определенным набором отложений того или иного возраста (рис. 1).

Новопортовский СФР представляет собой изометричный участок, расположенный на северо-западном простирании Варьеганского СФР, ограниченный с севера территорией Бованенковского СФР. В пределах Новопортовского СФР вскрыт разрез протерозойских и палеозойских отложений. Протерозойские отложения представлены толщей хлорит-серицит-карбонат-кварцевых сланцев, фтанитов, метаморфизованных эффузивов. Мощность отложений толщи составляет около 700 м.

Палеозойские отложения (снизу вверх) начинаются яротинской толщей раннеордовикского возраста, сложенной темно-серыми филлитовидными глинистыми сланцами с линзами известняков мощностью 150 м. Выше залегающие образования среднеордовикско-раннедевонского возраста представлены светло-серыми, темно-серыми, кремовыми доломитами, брекчиевидными доломитизированными известняками мощностью 800 м, которые перекрыты толщей пород раннедевонского возраста, сложенной серыми, светло-серыми доломитизированными калькаренитами с линзами известковистых аргиллитов и глобидных известняков мощностью около 700 м.

Стратиграфически выше установлены отложения толщи среднедевонского возраста, которую слагают песчаники, известняки, доломиты, среди которых установлено наличие тел базальтов. Мощность толщи более 400 м.

Вверх по разрезу они перекрываются толщей позднедевонского возраста, которую слагают калькарениты с прослоями аргиллитов и водорослево-ооидных известняков мощностью около 380 м. Выше установлены образования раннекарбонатового возраста, сложенные аргиллитами, песчаниками, известняками

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

мощностью более 300 м. Завершается палеозойский разрез толщей пород ранне-среднекарбонového возраста, которую слагают серые аргиллиты с примесью песчано-галечного материала, углисто-глинистые сланцы (с растительным детритом) мощностью около 215 м.

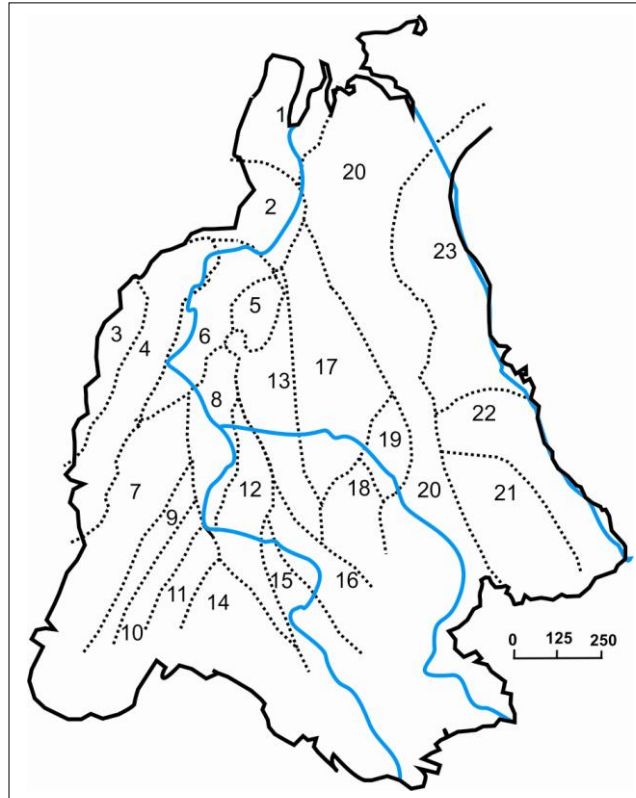


Рис. 1 Палеозойские отложения Западно-Сибирской геосинеклизы [1], смятые в антиклинорные и синклинорные складки, и схематический геологический разрез по линии I – I. Структурно-фациальные районы: 1 – Бованенковский; 2 – Новопортовский; 3 – Тагильский; 4 – Березово-Сартыньинский; 5 – Ярудейский; 6 – Шеркалинский; 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

Как видно из приведенной литологической колонки отложений, вскрытых бурением на территории Новопортовского СФР (рис. 2), разрез сложен преимущественно карбонатными породами, а слои калькаренитов являются свидетельством частичного перемыва сформированных карбонатных образований. К карбонатным породам приурочено развитие пород-коллекторов и Новопортовское нефтяное месторождение.

Бованенковский СФР расположен севернее Новопортовского СФР. Территория Бованенковского СФР представляет собой изометричную по форме территорию, границы которой до настоящего времени бурением не установлены (рис. 1). Это самый северный из выделенных в пределах ЗСГ структурно-фациальных районов, породы которого продолжают на шельфе арктической

части РФ. В пределах Бованенковского СФР, согласно [1], описаны образования протерозойского и пермского возраста.

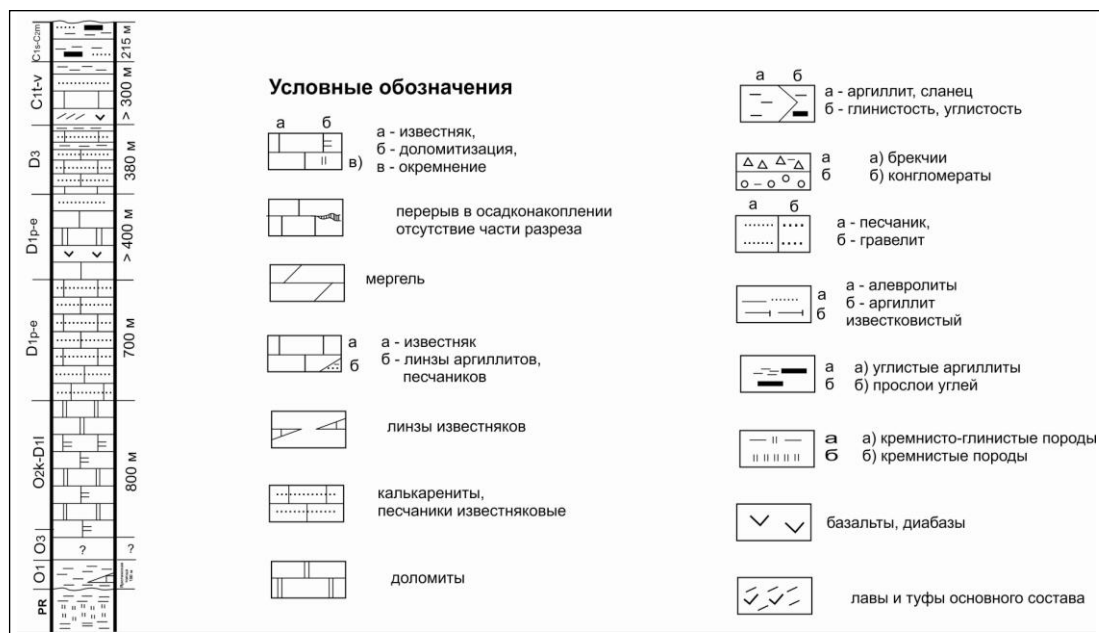


Рис. 2 Литологическое строение палеозойского разреза Новопортвовского СФР (материалы Ковешникова А.Е. [2])

Протерозойские отложения на территории Бованенковского СФР, это толща хлорит-серицит-карбонат-кварцевых сланцев, фтанитов, метаморфизованных эффузивов мощностью до 700 м. Палеозойские отложения представлены [1] единственной бованенковской толщей пермского возраста, сложенной переслаиванием алевролитов, песчаников и углистых аргиллитов мощностью около 1000 м. Кроме этого, существуют пока не внесенные в стратиграфические схемы данные об установленных в пределах Бованенковского СФР и на некоторых островах Арктики карбонатных породах, аналогичных для Новопортвовского СФР.

Мы можем предположить в пределах Бованенковского СФР и далее на север под водами Северного Ледовитого океана развитие комплекса палеозойских отложений, аналогичных породам, развитым в пределах соседнего Новопортвовского СФР.

Эти факты означают, что можно ожидать в ближайшие годы открытия в этих, находящихся на шельфе Северного Ледовитого океана палеозойских отложениях новых месторождений нефти и газа, аналогичных Новопортвовскому нефтяному месторождению.

Литература

1. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: Сиб. научно-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерал. сырья, 1999. – 80 с.
2. Ковешников А.Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 148 – 151.

ПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ КАК СЕВЕРО-ЗАПАДНОЕ ПРОДОЛЖЕНИЕ ЗОНЫ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.В. Владимирова

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

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

Акватории арктических морей России перспективны для обнаружения месторождений нефти и газа, развитых на шельфе в отложениях различного возраста. Одним из таких возможных перспективных объектов для геолого-поисковых работ являются образования палеозойского возраста, развитые в пределах территории Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) [1] и простирающиеся на север в пределах Российского шельфа.

Вся территория ЗСГ подразделена на 23 структурно-фациальных района (СФР), для которых в стратиграфической схеме [1] описан литологический состав пород, основные вторичные преобразования, приведены палеонтологические данные об их возрасте (рис. 1).

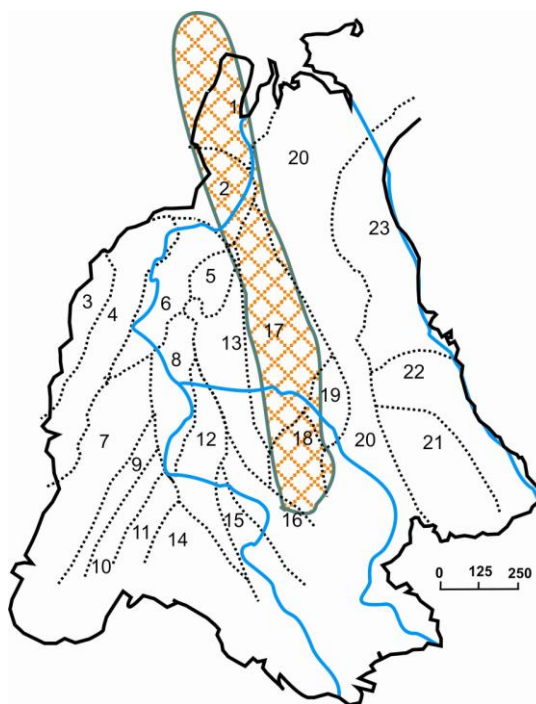


Рис. 1 Палеозойские отложения Западно-Сибирской геосинеклизы [1, 2] с показанным расположением центральной синклинойной зоны распространения карбонатных образований, перспективных для формирования пород-коллекторов и месторождений нефти и газа (по материалам Ковешникова А.Е.). Структурно-фациальные районы: 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

В центральной части ЗСГ, согласно [2], выявлена центральная синклинирная зона ЗСГ (рис. 1), представляющая собой последовательно расположенные участки Нюрольского, Варьеганского, Новопортовского и Бованенковского СФР, разрез которых в значительной степени сложен карбонатными породами (рис. 2). В полосу центрального синклиниория попадают (с юго-востока на северо-запад) территории Нюрольского, Варьеганского, Новопортовского и Бованенковского СФР. Для Нюрольского СФР установлено развитие бассейновых и рифогенно-аккумулятивных комплексов отложений (рис. 2). Рифогенно-аккумулятивные образования (участки мелководного шельфа) характеризуются развитием преимущественно карбонатных пород (известняков, участками доломитизированных), тогда как для бассейновых фаций (углубленный шельф) характерно появление обогащенных глинистыми минералами пород.

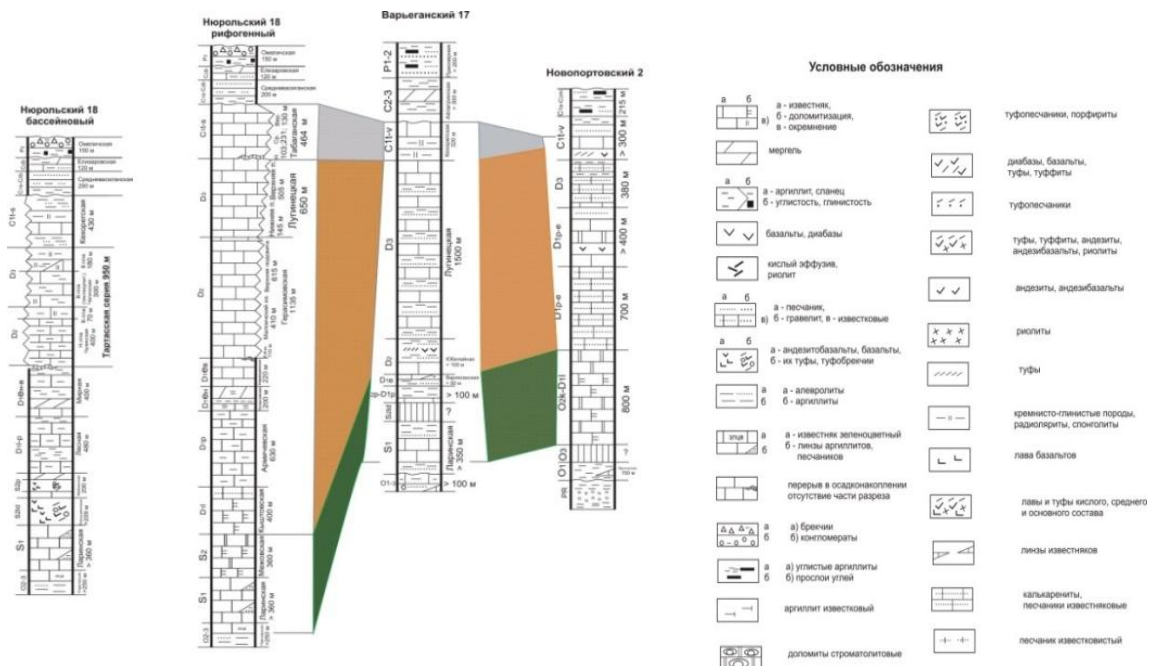


Рис. 2 Палеозойские отложения Нюрольского, Варьеганского и Новопортовского СФР. Цветами показаны отложения: зеленым – силурийские; коричневым – девонские; серым – нижнекарбоновые (по материалам Ковешникова А.Е.)

Варьеганский СФР, расположенный севернее, по литологическому составу пород ближе к образованиям бассейнового комплекса (углубленный шельф), установленных для Нюрольского СФР.

Новопортовский СФР по составу установленных бурением пород аналогичен рифогенно-аккумулятивному ряду мелководного шельфа Нюрольского СФР.

Суммарная мощность вскрытых бурением на территории Нюрольского СФР составляет (рис. 2) около 4920 м, из которых преимущественно карбонатные породы представлены в объеме около 3400 м.

Для Варьеганского СФР общая мощность вскрытых бурением палеозойских образований составляет 3020 м, из которых преимущественно на долю карбонатных пород приходится около 960-1000 м.

На Новопортовском СФР палеозойские отложения суммарно составляет 2245 м, в том числе преимущественно карбонатных пород здесь установлено около 1300–1800 м (рис. 2).

В то же время, на территории Нюрольского СФР установлено накопление на отдельных участках комплекса бассейновых образований, где роль карбонатных пород существенно уменьшена. Это сближает бассейновые образования Нюрольского СФР с комплексом палеозойских отложений, установленных в пределах Варьеганского СФР, где роль карбонатных пород меньше, чем для территорий Нюрольского, но больше, чем для Новопортовского СФР (рис. 2).

Относительное уменьшение роли карбонатных пород в разрезе Новопортовского СФР, вероятно, связано с частичным перемывом формирующихся карбонатных образований, на что указывает развитие таких пород, как калькарениты.

Относительно возможного северного продолжения описанной синклинойной структуры первого порядка, можно предполагать распространение карбонатных пород на север от Новопортовского СФР как на территории Бованенковского СФР, где установлены карбонатные породы (пока не попавшие в утвержденные стратиграфические подразделения) и далее на север, где также установлено наличие карбонатных отложений палеозойского возраста.

Таким образом, в пределах Арктической зоны Западной Сибири как на территории собственно материка, так и в палеозойских отложениях, находящихся под дном Северного Ледовитого океана при проведении соответствующих геолого-поисковых работ еще будут открыты новые месторождения нефти и газа, приуроченные к палеозойским образованиям.

Литература

1. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: Сиб. научно-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерал. сырья, 1999. – 80 с.
2. Ковешников А.Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 148 – 151.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ УЧАСТКИ ЗОНЫ ГЕРЦИНСКОЙ СКЛАДЧАТОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В АРКТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ

В.П. Дмитриева

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

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

Шельф арктических морей Российской Федерации является продолжением в северном направлении Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ), территория которой в последние десятилетия является точкой роста добычи нефти и газа. Добыча углеводородов осуществляется преимущественно из терригенных отложений юрско-мелового возраста. Не достаточно оцененным до настоящего времени является комплекс палеозойских отложений, который изучен уже достаточно детально, кроме именно арктических областей и шельфа северных морей.

Вся территория ЗСГ по комплексу литологических и палеонтологических исследований подразделена на 23 структурно-фациальных района (СФР) [1] различных по площади и конфигурации (рис. 1), каждый из которых отличается от примыкающих территорий комплексом вскрытых бурением отложений. Для некоторых из них имеются определенные черты сходства, обусловленные общностью накопления на всей территории ЗСГ карбонатных отложений кембрийско-карбонового возраста.

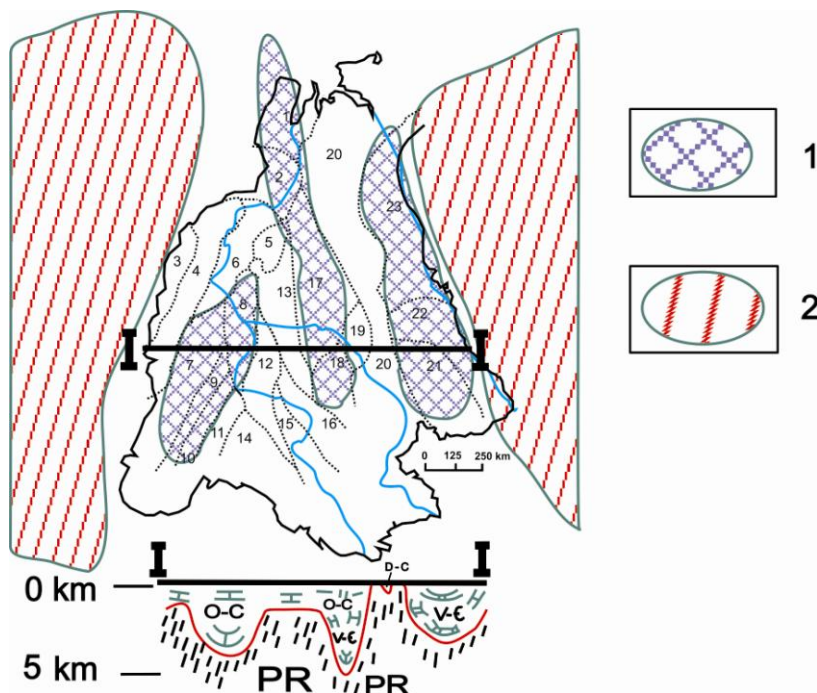


Рис. 1 Палеозойские отложения Западно-Сибирской геосинеклизы [1], смятые в антиклинорные и синклинорные складки, и схематический геологический разрез по линии I – I (по материалам Ковешникова А.Е. [2]). Структурно-фациальные районы: 1 – Бованенковский; 2 – Новопортовский; 3 – Тагильский; 4 – Березово-Сартыньинский; 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

Такой группой, которая особенно привлекает внимание, является центральная зона северо-западного простирания (рис. 1), в пределах которой установлена максимальная мощность как палеозойских, так и собственно карбонатных пород для всей территории ЗСГ. Это территория Нюрольского, Варьеганского и Новопортовского СФР. Такое максимальное развитие сопровождается значительным уменьшением мощности палеозойского разреза в пределах сопредельных областей ЗСГ, в частности, территории Колпашевского СФР (рис. 1, схематический геологический разрез, рис. 2).

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

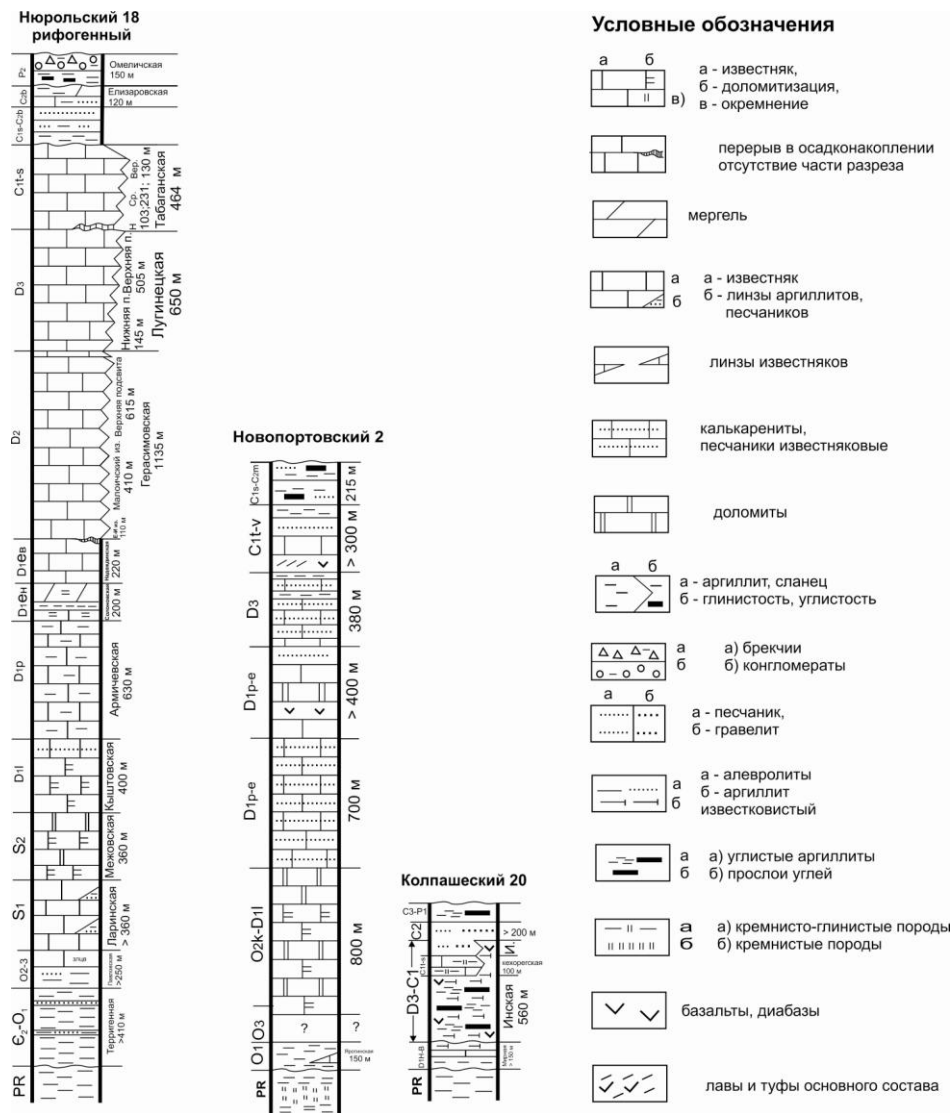


Рис. 2 Сопоставление мощностей палеозойских отложений, вскрытых бурением в пределах Нюрольского, Новопортовского и Колпашевского СФР (по материалам Ковешникова А.Е.)

Подобная картина, согласно [2], связана с тем, что палеозойские отложения ЗСГ после прекращения существования палеозойского моря в конце карбона в результате проявления герцинской складчатости были смяты в гигантские синклиновые и антиклинорные складки.

Синклиновые складки соответствуют участкам палеозойского фундамента, которые в своих центральных осевых частях сохранили максимально глубокое погружение, в то время как в пределах антиклинориев, особенно их осевых частей, палеозойский разрез оказался максимально приподнятым, вплоть до почти полного его уничтожения в пределах Колпашевского СФР, где на доюрскую поверхность выходят преимущественно протерозойские образования, а выявленные участки палеозойского разреза сохранились в синклинальных складках второго и третьего порядка, частично сохранивших отдельные фрагменты палеозойского разреза, и в пределах антиклинориев (рис. 1, схематический геологический разрез, рис. 2), как это показано на схематическом

геологическом разрезе (рис. 1, А) в участке, соответствующем Колпашевскому СФР.

В пределах Нюрольского и Новопортовского СФР в палеозойских отложениях открыт ряд месторождений нефти и газа, приуроченных к гидротермально измененным карбонатным отложениям. Важнейшими процессами, ведущими к формированию по палеозойским известнякам пород-коллекторов, являются гидротермальные процессы, такие как доломитизация и выщелачивание, которые проявились уже после осуществления герцинской складчатости [2]. При проявлении процесса доломитизации по известнякам молекула кальцита замещается молекулой доломита, что приводит к уменьшению объема породы, в результате чего формируются породы-коллекторы трещинно-каверно-порового типа.

Карбонатный разрез Новопортовского СФР значительно сокращен по сравнению с разрезом Нюрольского СФР. Это, вероятно, связано с частичным разрушением сформированных карбонатных образований с формированием толщ, сложенных обломочными карбонатными породами типа песчаника, именуемыми калькаренитами, встреченными в разрезе палеозойских отложений Новопортовского СФР (рис. 2). Севернее Новопортовского СФР в пределах Бованенковского СФР и далее на островах Северного Ледовитого океана в последние годы установлены карбонатные породы, аналогичные описанным для Новопортовского СФР, данные о которых пока еще не внесены в принятые стратиграфические схемы.

Учитывая это возможное продолжение выявленной синклинойной зоны (рис. 1) в северном направлении под акваторию Северного ледовитого океана, логично предположить наличие пока еще не открытых месторождений нефти и газа, приуроченных к палеозойским отложениям, как на побережье арктической зоны РФ, так и находящихся в пределах шельфа Арктических морей.

Литература

1. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерал. сырья, 1999. – 80 с.
2. Ковешников А.Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 148 – 151.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШЕЛЬФА РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ И ИХ ОТКРЫТИЕ

И.В. Иванов, А.Н. Курманов

Научный руководитель ассистент Е.Н. Осипова

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

Тему «Углеводородные месторождения шельфа российской Арктики и их открытие» мы выбрали не случайно. Насколько мы знаем, в данный момент Россия занимает первое место по добычи нефти в мире, но в скором времени может испытать проблемы с поддержанием объемов добычи из-за истощения

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

месторождений Западной Сибири. Пополнение ресурсов могут осуществить только богатые, но труднодоступные шельфовые залежи, для извлечения которых требуется 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



Рисунок 1 – Строение шельфа

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. 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, открыт пролив между Северной Америкой и Азией, который впоследствии был назван Беринговым. Русские мореплаватели Ф.П. Врангель и Ф.Ф. Матюшкин в 1820-1824 годах обследовали восточный участок Северного морского пути – от устья Колымы до Колючинской 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 годах 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 году 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 тысяч метров. 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 моря, Карского моря, море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря.

В российской части Баренцева моря можно выделить две довольно крупные впадины: Южно - и Северо-Баренцевская. 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 нефтегазонасыщенной 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, Круzenshternovskoe 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 тонн 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 году в Карском море (Восточно-Приновоземельский-1 участок) компания ОАО «НК «Роснефть» успешно завершила бурение самой северной в мире арктической скважины «Университетская-1» глубиной 2113 метров (рис. 2). Скважина бурилась в условиях открытой воды – на 74 параллели, в 250 километрах от материковой части Российской Федерации. Проведенное поисковое бурение позволило получить в значительном объеме принципиально новую геологическую информацию [4]. Предварительная экспертная оценка: ресурсная база по газу составляет 338 млн кубометров, по нефти - только одна ловушка содержит более 100 млн тонн, всего на месторождении более 30 ловушек. Эти высокие показатели

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

можно назвать «Победой»! Месторождение названо именем "Победа", также планируется назвать полученную очень легкую высокого качества нефть.

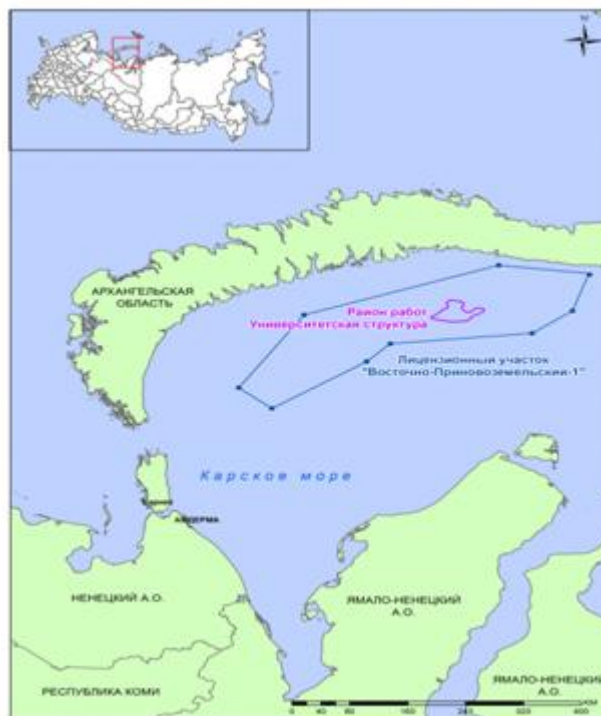


Рис. 2. Восточно-Приновоземельский участок-1 в Карском море

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 Европы и Азию по Северному Ледовитому океану [5].

Но так же 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 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, способных уменьшить затраты на разведку, добычу и транспортировку углеводородного сырья, либо перенимать опыт других стран.

Литература

1. Википедия.
2. Горная энциклопедия.

3. Неустроев Д.В. Организационно-методическое обеспечение управления региональным развитием на основе системы индикаторов.
4. <http://www.vedomosti.ru/companies/news/33965931/rosneft-otkryla-novoe-mestorozhdenie-v-karskom-more>.
5. <http://trueinform.ru/modules.php?name=News&file=print&sid=30990>.

НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ

Т.С. Иванова, А.А. Моторина

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

По данным экспертов, потенциал территории за полярным кругом занимает от 6% до 20% неразведанных извлекаемых запасов нефти и газа. О залежах углеводородов в Арктике известно уже давно, но только недавно начали полное освоение и улучшили технические и экономические возможности.

Территория Арктики представлена сушей, занимающей примерно треть; континентальным шельфом с глубинами до 500 м, остальное занимает океан с глубинами свыше 500 м. Большую часть океана в Арктике покрывает лед.

Регион Арктики включает в себя восемь территорий государств, таких как Россия, США, Канада, Финляндия, Исландия, Норвегия, Швеция и Дания/Гренландия.

Открытие крупных запасов углеводородов в арктическом регионе началось с Тазовского месторождения (1962), расположенного на крайнем севере России. Затем было обнаружено газонефтяное месторождение Прудов-Бей, в США, штат Аляска (1967). По данным 2009 г., к северу от полярного круга обнаружено 61 крупное месторождение [1]: 43 – в России, 11 – в Канале, 6 – на Аляске и 1 – в Норвегии. Широкомасштабную разведку и разработку арктического углеводородного сырья проводят несколько стран, в числе которых Россия, Канада, Гренландия, Норвегия и США.

Россия. Для России арктический шельф может стать золотым дном. Площадь Российского шельфа и континентального склона достигает 6,2 млн. кв. км [2], большая часть приходится на арктический регион. На шельфе открыто 20 крупных нефтегазоносных провинций и бассейнов, запасы 10 из них доказаны. Наиболее крупными осадочными бассейнами российской Арктики являются: Восточно-Баренцевский, Южно-Карский, Лаптевский, Восточно-Сибирский и Чукотский.

В последнее время Россия увеличила усилия по освоению запасов углеводородных ресурсов на своём континентальном шельфе в рамках государственных инициатив, которые направлены на стимулирование добычи нефти и газа на шельфовых месторождениях.

Канада. Канадское правительство начало осуществлять инвестиции в разведку арктических месторождений в 1970-х – начале 1980-х гг. С того момента, было пробурено около 90 скважин в море Бофорта, 34 шельфовые скважины – в высокоширотных арктических островах, входящих в состав территории Нунавут; 3 – в восточной части арктического шельфа. Важные месторождения открыты в районе реки Маккензи, в бассейне моря Бофорта и на арктическом архипелаге.

Гренландия. Геологоразведка нефтяных месторождений в Гренландии началась в 1970-х гг.; первые шесть пробных скважин, пробуренные в 1976, 1977 и 1990 гг., оказались неперспективными и рентабельными для добычи. Перспективы

добычи углеводородов в Гренландии были обнаружены британской независимой нефтяной компанией Cairn Energy летом 2010 г., впервые нашедшей углеводороды в Гренландии. В том же году были получены первые лицензии на разведку газовых и нефтяных месторождений на шельфе, началась добыча нефти и газа. В настоящее время разработкой дальнейших действий по добыче нефти и газа, кроме Cairn, занимаются также другие обладатели прав – компании Shell и Statoil.

Норвегия. Добыча нефти и газа в Норвегии ведётся на континентальном шельфе Северного, Норвежского и Баренцева морей. В Северном море промышленная добыча углеводородов началась около 30 лет назад и достигла своего пика в 2001 г. на уровне 3,4 млн. баррелей в сутки. Арктический шельф Баренцева моря Норвегия открыла для поисково-разведочных работ в 1981 г. В том же году норвежская компания Statoil, контрольный пакет акций в которой принадлежит государству, обнаружила там крупное газовое месторождение Снёвит. В Хаммерфесте этой же компании принадлежит самый северный в мире завод по производству сжиженного природного газа. С месторождения Снёвит на завод ежедневно поступает газ в объёме около 48 тыс. баррелей н.э. (нефтяной эквивалент) [4].

Кроме того к 2020 г. компанией планируется провести дальнейшие поисково-разведочные работы в районе газовых месторождений Скругард и Хавис, которые были обнаружены в Баренцевом море в 2011 г. Результаты работ на месторождениях во многом предопределят дальнейшие перспективы геологоразведки в Баренцевом море. По объёму экспорта страна занимает пятое место в мире по нефти и второе – по природному газу.

США. На долю арктических регионов Северной Америки приходится 65% неразведанных запасов нефти и 26% неразведанных запасов природного газа от их общего объёма в Арктике [2, 3]. На Аляске сосредоточена наиболее значительная часть неразведанных запасов нефти в Арктике (приблизительно 30 млрд. баррелей). К этому району относятся Национальный Арктический заповедник (Arctic National Wildlife Refuge – ANWR), Центральная Арктика, Национальный нефтяной резерв на Аляске (National Petroleum Reserve Alaska – NPRA), внешний континентальный шельф моря Бофорта и внешний континентальный шельф Чукотского моря [4].

В настоящее время геологоразведочные работы здесь в основном связаны с добычей нефти, в перспективе – с добычей природного газа. Море Бофорта относительно неглубокое и находится ближе к инфраструктуре Трансальскинского нефтепровода (Trans-Alaska Pipeline System – TAPS). В этом и состоит его преимущество по сравнению с Чукотским морем, более глубоким и удалённым от существующей инфраструктуры. Добыча нефти в море Бофорта может начаться уже в 2020 г., в то время как в Чукотском море это произойдёт, скорее всего, не ранее 2022 г.

Освоение новых рубежей. Освоение Арктики открывает перед компаниями широкие возможности, но в то же время деятельность в этом регионе связана с рисками. Нефтегазодобывающим предприятиям необходимо доказать, что они способны гарантировать безопасность при разработке арктических недр. Добыча углеводородов – это бизнес, требующий повышенных мер безопасности и точных экономических расчётов, и любая нештатная ситуация (разлив нефти или несчастный случай) может обернуться катастрофой.

Для обеспечения экономической целесообразности добычи углеводородов в Арктике цены на нефть должны стать выше текущего уровня, но перспектива на ближайшее время остаётся неопределённой. Кроме того, существуют ещё два

аспекта, влияющих на разработку арктических ресурсов, – геополитический и экономический.

Геополитика играет огромную роль, поскольку в Арктике сталкиваются интересы многих стран. В регионе идёт борьба за контроль над недрами, и вопросы, которые можно было бы урегулировать путём дипломатического сотрудничества, зачастую решаются с применением различных механизмов юридического и регуляторного воздействия. В таких политических условиях едва ли приходится ожидать появления крупных инвесторов и рассчитывать на подписание долгосрочных контрактов, которые необходимы для освоения Заполярья. Если ресурсы и будут доступны, то в весьма ограниченном виде.

Литература

1. Проект, равный атомному. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.proatom.ru/modules.php?file=print&name=News&sid=5923#1>
2. Нефть и газ Арктики [Электронный ресурс]. URL: http://ref365.ru/ref_7293f1fb60858d2f06227a296980ea9e.html
3. Современные задачи и перспективы исследований Российской Арктики. [Электронный ресурс]. URL: <http://diplomba.ru/work/127577#1>
4. Теоретические и прикладные проблемы экономической безопасности в регионах Севера и Арктики в условиях трансформации глобальных и национальных приоритетов хозяйствования. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.iep.kolasc.net.ru/selnir2014.pdf#5>.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОДЕРЖАНИЯ МЕТАЛЛОВ В НЕФТЯХ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

А.А. Ильина

Научный руководитель старший научный сотрудник Т.В. Петренко

*Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Томск, Россия*

Нефтегазовые ресурсы континентального шельфа давно стали основными источниками увеличения добычи нефти и газа. В настоящее время доля углеводородов, добываемых на континентальном шельфе, составляет более четверти мирового объема добычи, и продолжает возрастать. Более 85% общих ресурсов нефти и газа российского шельфа сосредоточено в арктических морях, поэтому совершенно очевидно, что Арктический сегмент Земли в будущем станет главным объектом пополнения запасов нефти и газа, как для России, так и для других государств. Поэтому интерес арктических стран к разработке природных ресурсов Арктики будет только возрастать [1].

Одним из направлений улучшения качества нефтепродуктов и глубины переработки нефти, является глубокое изучение элементного состава углеводородного сырья. Важной характеристикой нефти является микроэлементный состав, который значительно влияет на процессы ее переработки и дальнейшее использование нефтепродуктов. Большинство элементов, находящихся в нефти даже в микроколичествах, являются каталитическими ядами, дезактивирующими промышленные катализаторы нефтепереработки [2, 3].

Для экспрессного рутинного анализа минерального сырья, в том числе природных материалов, широко используется метод атомно-эмиссионной

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

спектроскопии с индуктивно связанной плазмой, который отличается малой величиной фонового сигнала, низким уровнем шумов, высокой стабильностью, отсутствием матричных эффектов и мешающих влияний со стороны материалов атомизатора, а также позволяет одновременно определять большое количество элементов [3].

Целью работы является сравнительная характеристика содержания металлов в нефтях российской Арктики методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой.

Важную роль в удержании и смене ассоциаций микроэлементов в нефтях играют гетероатомы. Так, во всех нефтях наблюдается большее содержание Fe, Na, и в меньшем количестве присутствуют Mg, Mn, Sn. Удивительным является наличие высокого содержания Pb в Арктической нефти по сравнению с остальными пробами.

Таблица 1

Микроэлементы в составе нефтей

Элементы	Концентрация микроэлементов, ppm									
	Арктическая	Заполярная	Нурминская	Юрхаровская	Уренгойская 1	Уренгойская 2	Уренгойская 3	Гыданская	Новопортовская	Русская
Al	0,468	-	0,406	-	-	0,180	0,895	-	6,121	1,443
Ca	0,437	0,069	0,768	-	0,311	0,098	-	3,574	1,798	6,442
Cd	0,085	-	0,865	-	-	0,036	0,043	-	0,040	-
Cu	2,322	0,471	0,497	-	0,265	0,006	-	-	0,019	0,024
Fe	5,603	0,493	2,144	0,041	1,663	0,709	0,657	4,460	8,918	25,12
Mg	0,041	0,024	0,123	-	0,006	0,031	0,028	0,019	1,259	0,322
Mn	0,017	0,008	0,112	0,022	0,034	0,001	-	0,065	0,068	0,331
Na	59,79	-	60,19	-	-	23,84	28,12	-	205,9	-
Ni	0,242	-	0,241	-	-	-	-	-	1,690	5,887
Pb	0,836	-	-	-	0,049	-	0,009	-	-	-
Si	13,19	7,079	8,365	6,826	14,57	4,583	8,225	10,90	13,56	8,217
Sn	-	0,189	-	0,710	-	-	-	0,193	-	0,202
Ti	0,003	0,099	-	0,014	0,060	0,039	0,054	0,154	0,369	0,323
V	0,076	-	0,097	-	-	-	-	0,176	0,486	1,519
Zn	0,168	0,339	0,305	-	0,280	0,038	0,133	0,041	0,148	0,836

Никель - ванадиевое число позволяет определить источник нефтяного загрязнения. Эти элементы входят в состав порфириновых комплексов и являются устойчивыми характеристиками нефти. Содержание этих микроэлементов изменяется в интервале 0,07 – 1,5 ppm сырой нефти для ванадия и 0,2 – 5,9 ppm - для никеля. Наибольшее содержание никеля и ванадия наблюдается в нефти месторождения Русское. По данным таблицы 2 можно рассчитать соотношение V/Ni. Наибольшая величина характерна для Нурминской нефти (0,40), а наименьшая – для битуминозной Русской нефти (0,25). Al и Si являются одними из главных золообразующих элементов, и их содержание менее 0,1% следует относить к

микроэлементам. Их содержание изменяется в широких пределах, но среднее соотношение Al/Si в арктических нефтях составляет 0,14. При этом надо учитывать практически полное отсутствие Al в некоторых образцах. Довольно равномерно содержание Ti для всех видов нефтей. Однако из этого ряда выпадает Арктическая нефть, в которой количество Ti минимум в 30 раз ниже, чем в других нефтях.

Также интересным представляется то, что в Юрхаровской нефти отсутствуют многие микроэлементы (Al, Ca, Cd, Cu, Mg, Na, Ni, Pb, V, Zn), а содержание Sn самое высокое.

Таким образом, в ходе данной работы была проведена сравнительная характеристика содержания металлов в нефтях российской Арктики методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой. Результаты исследований показали наличие следующих микроэлементов в составе нефти, которые можно расположить в следующий ряд по уменьшению содержания: Na > Fe > Si > Ni > Ca > Al > Cu > V > Pb > Zn > Cd > Mg > Ti > Mn, т.е. в наибольшем количестве присутствуют такие металлы как натрий, железо и кремний.

Литература

1. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Поиск, разведка и освоение месторождений нефти и газа на шельфе Арктики. / Богоявленский В., Богоявленский И. // Бурение и нефть.-2011.-№7-8.-URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-07-08/7> (дата обращения: 30.05.2016)
2. Королева Ю.В. Микроэлементы в нефтях месторождений Калининградской области / Королева Ю.В. // Вестник РГУ им. И. Канта.- 2007. Вып. 1. Естественные науки.- С. 68-72.
3. Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки.- М.: Наука, 2012. – 222с.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РОССИЙСКОГО КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА

Е.Е. Илькин

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

В пределах Арктического пояса окраинно-континентальных платформ Евразии как нигде в мире развиты многочисленные бассейны, сосредоточившие колоссальный суммарный объем осадочных образований практически всего фанерозоя. Эти бассейны обладают огромным углеводородным потенциалом.

Среди осадочных бассейнов Арктического шельфа России наиболее изучены геолого-геофизическими методами бассейны западного сектора, относящиеся к южным областям Баренцева и Карского морей. Здесь выявлено свыше 140 в различной степени перспективных на углеводородное сырье локальных объектов; пробурено свыше 50 глубоких морских скважин.

В результате геологоразведочных работ открыт целый ряд месторождений углеводородов, в том числе уникальных по запасам [6]. Краткие сведения о части месторождений приведены в таблице.

Опыт освоения морских арктических и субарктических месторождений показал, что первоочередные месторождения для организации морских

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

нефтегазовых промыслов в условиях сложной ледовой обстановки рационально выбирать вблизи побережья с широко развитой инфраструктурой.

Особый интерес представляют залежи, которые можно разрабатывать горизонтальными скважинами, пробуренными с берега или искусственных островов. Такой подход успешно опробован на ряде месторождений в арктических и субарктических условиях России (шельф Охотского моря – Чайво-море, Одопту-море и Карского моря – Юрхаровское) и является наименее опасным для природы Арктики [1, 3].

Несмотря на перспективность в плане нефтегазоносности, добыча в данном районе, несомненно, связана с рядом трудностей. К ним можно отнести: ледовую обстановку, айсберги, палеомерзлоту на суше и в донных отложениях на море, отрицательные температуры водной толщи вблизи дна, скопления газов в придонных отложениях, сипы и газогидраты.

В частности, в районе Штокмановского месторождения температуры придонных вод ниже -1°C , что формирует условия образования газогидратов и осложняет процесс освоения залежей традиционных углеводородов.

Глобальное потепление на Земле в наибольшей мере влияет на происходящие изменения в Арктике, выражающиеся в значительном сокращении площади льда.

Из-за потепления увеличились таяние и сход в море массивов льда с ледников арктических островов Шпицбергена, Земли Франца-Иосифа и северной части Новой Земли с образованием большого по количеству и индивидуальному объему айсбергов. Под действием течений и ветров айсберги дрейфуют по значительной части Баренцева моря, достигая Штокмановского и других месторождений [2].

При строительстве нефтегазопромыслов и их инфраструктуры возникают проблемы, связанные со слабыми донными грунтами, сложным рельефом дна и оползневыми явлениями, разрывными нарушениями и покмарками в донных отложениях, абразией берега, термокарстами. При разработке месторождений возможны проседания и техногенные землетрясения, способные разрушить скважины и инфраструктуру нефтегазовых промыслов.

Однако помимо природных факторов, на добычу природных ресурсов влияет наличие довольно небольшого опыта работы в данных условиях, и, как следствие, отсутствие необходимых технологий. В связи с этим в 2011 году ОАО «НК «Роснефть» попыталась заручиться поддержкой британской «BP plc» для освоения арктического континентального шельфа России, чем немедленно возбудила интерес к технологиям добычи углеводородов в сверхсложных природных условиях.

Вопрос, есть ли такие технологии у российских нефтяников, возник впервые в октябре 2010 года, когда правительство только передало ОАО «НК «Роснефть» участок на шельфе Баренцева моря, а также три Восточно-Приновоземельских участка на шельфе Карского моря [4].

Таким образом, с 2010 по 2012 год был выдан ряд лицензий на большие участки северных акваторий ОАО «НК «Роснефть» (суммарно более 90 тысяч км² в Баренцевом и Печорском морях и 128 тысяч км² в Карском море).

В 2012 г. ОАО «НК «Роснефть» после приобретения 100% акций ЗАО «Синтезнефтегаз» и 50% акций ЗАО «Арктикшельфнефтегаз» фактически стала контролировать Адмиралтейский, Пахтусовский (11,3 тыс. км²) и Медынско-Варандейский (2,8 тыс. км²) участки.

АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ

Таблица

Некоторые месторождения арктического шельфа

Акватория	Название месторождения	Год открытия	Классификация по запасам	Глубина моря, м	Расстояние до береговой линии, км	Ледовые условия
Печорское море	Поморское	1985	Среднее	20–30	10	Тяжелые
	Северо-Гуляевское	1986	Крупное	10–30	65	Тяжелые
	Приразломное	1989	Крупное	17–19	60	Тяжелые
	Варандейское море	1995	Мелкое	14–18	10	Тяжелые
	Медынское море	1997	Крупное	12–22	30	Тяжелые
	Долгинское	1999	Крупное	15–62	90	Ледовые торосы
Баренцево море	Мурманское	1983	Крупное	68–123	250	Минимальная вероятность льда
	Северо-Кильдинское	1985	Среднее	230–280	280	Минимальная вероятность льда
	Штокмановское	1988	Уникальное	279–380	550	Вероятность айсбергов
	Лудловское	1990	Крупное	200–240	670	Вероятность айсбергов, ледяных торосов
	Ледовое	1992	Крупное	200–280	620	Вероятность айсбергов, ледяных торосов
Карское море	Русановское	1989	Уникальное	50–100	340	Вероятность айсбергов, ледяных торосов
	Ленинградское	1990	Уникальное	80–160	320	Вероятность айсбергов, ледяных торосов
	Северо-Каменно-мысское	2000	Крупное	11–14	10	Тяжелые
	Каменно-мысское	2000	Крупное	11–17	10	Тяжелые

Таким образом, ОАО «НК «Роснефть» предстоит проводить комплексные исследования и освоение 232 тыс. км² перспективных акваторий Арктики, что почти равно площади Великобритании.

Некоторые другие крупные российские компании в последние годы активно занимаются геологоразведочными работами, открывая новые морские

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

месторождения нефти и газа. Наиболее активно ведет разведку недр арктического шельфа ОАО «Газпром».

Большие объемы геологоразведочных работ были выполнены специалистами концерна в акваториях Обской и Тазовской губ с целью разведки уже известных и открытия новых месторождений газа и газоконденсата, подготовки их запасов к промышленному освоению. Привлекательность этого района состоит в том, что все открытые газовые месторождения находятся на расстоянии от 40 до 100 км от разрабатываемого Ямбургского газоконденсатного месторождения, запасы газа выявленных месторождений приурочены к сеноманским отложениям. Немаловажно и то, что в районе работ отсутствует вечная мерзлота [5].

Таким образом, даже не смотря на все трудности по обустройству и добыче полезных ископаемых, при наличии должного развития технологий и высокой эффективности извлечения полезных ископаемых, Российский континентальный шельф может стать центром нефте- и газодобычи.

Литература

1. Богоявленский В.И. Нефтегазодобыча в Мировом океане и потенциал российского шельфа. ТЭК стратегии развития. – М., 2012. – №6. – С. 44 – 52.
2. Виноградов Ю.А., Виноградов А.Н., Кровотынцев В.А. Применение геофизических методов для дистанционного контроля динамики процессов деструкции ледовых покровов Арктики. Современные методы обработки и интерпретации сейсмологических данных. – Обнинск: ГС РАН, 2011. – С. 87 – 89.
3. Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России // Арктика: экология и экономика, 2011. – №1. – С. 26 – 37.
4. Кондаков В.П. Для 90% нефтегазоносных площадей Арктики отсутствуют технологии добычи [Электронный ресурс], URL: <http://printver.blogspot.ru/2011/05/90.html>.
5. Лоскутова О.Ю. Этот труднодоступный Арктический шельф. Освоение океана и шельфа. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.maritimemarket.ru/article.phtml?id=185>.
6. Шипилов Э.В., Мурзин Р.Р. Месторождения углеводородного сырья западной части российского шельфа Арктики: геология и закономерности размещения // Геология нефти и газа, 2001. – №4. – С. 6 – 19.

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО В ОТЛОЖЕНИЯХ ОСТРОВА МУОСТАХ (ВОСТОЧНАЯ АРКТИКА)

М.З. Кажумуханова

Научный руководитель доцент Т.Г. Перевертайло

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

Территория восточно-арктического шельфа России представляет интерес с различных позиций. Особенности геологического строения, структурно-тектонического развития создают предпосылки для многообразия его ресурсного потенциала. Проведенные исследования показали, что в регионе доминируют промышленные запасы углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых.

Только по прогнозным запасам россыпного олова шельф морей Восточной Арктики сопоставим с оловоносным поясом шельфа Юго-Восточной Азии [4].

Но необходимость детального и разностороннего изучения восточно-арктического шельфа обусловлена и другими обстоятельствами: разработкой оборонительной доктрины, перспективами круглогодичного и безопасного судоходства по Северному морскому пути и климатическими проблемами.

В настоящее время современные изменения климата рассматриваются как последствия парникового эффекта, обусловленного ростом содержания в атмосфере основных парниковых газов CO_2 и CH_4 [7]. И, согласно последним проведенным работам [6, 8, 9], основным источником метана в атмосферу Арктического региона являются моря Восточной Арктики (МВА – включают море Лаптевых, Восточно-Сибирское море и Российская часть Чукотского моря), причем сценарии будущей эмиссии метана в атмосферу Арктического региона допускают возможность резких и массированных выбросов, имеющих климатическое значение.

Шельф морей Восточной Арктики является самым широким и мелководным, с подстилающей субаквальной мерзлотой, являющейся складом для огромного количества органического углерода в различных формах, в том числе нефть и газ. В целом, суммарные извлекаемые запасы углеводородов континентальных окраин Северно-Ледовитого океана достигают 83-110 млрд. т условного топлива [2], что превышает запасы континентальных окраин каждого из других океанов нашей планеты. Эта величина на два порядка выше общего содержания метана в атмосфере (4 млрд. т) [3], который, по некоторым оценкам [1, 3], вносит до 30-40% вклада в парниковый эффект, обусловленный присутствием в атмосфере двуокиси углерода. Предполагается наличие гигантских нефтегазовых месторождений на шельфе моря Лаптевых [3]. Это значит, что исследования состояния субаквальной мерзлоты и миграции метана и CO_2 в системе дно – вода – атмосфера может иметь, кроме климатического, также важное прикладное значение.

Целью работы является изучение минералогического и гранулометрического состава и распределения органического вещества ($C_{\text{орг}}$) в осадочном материале острова Муостах.

Остров Муостах – это останец поверхности аккумулятивной Приморской низменности моря Лаптевых в зоне ее сочленения с северными отрогами Верхоянского хребта в виде узкой полосы шириной до 0,6 км, протяженностью 3,5 км (рис. 1). Разрез отложений ледового комплекса острова включает покровные торфяники, пески и песчаные алевриты голоцена; песчано-гравийную толщу сартанской эпохи с торфами каргинского времени и погружающиеся под уровень моря илисто-песчаные отложения средне-верхнеплейстоценового времени [5].

Гранулометрический анализ проводился ситовым методом. Минералогический состав изучался под бинокулярным микроскопом отдельно по песчаной и алевритовой фракциям. Содержание $C_{\text{орг}}$ определялось на приборе Rock-Eval в Международной научно-образовательной лаборатории изучения углерода арктических морей Томского политехнического университета.

По гранулометрическому составу выделены фракции размерностью от 0,05 мм до 1,25 мм. В их составе преобладает псаммитовая фракция, содержание которой составляет от 31 до 91%. Менее распространены псаммитовая (до 53%) и алевритовая (от 3 до 15%) фракции. Согласно классификации осадочных обломочных горных пород, образцы представлены преимущественно крупнозернистыми песками, реже глинами. По данным гранулометрии, построены кумулятивные кривые, рассчитан коэффициент отсортированности, изменяющийся

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

в пределах 1,6-3,98, свидетельствующий о хорошей сортировке обломочного материала у песков.



Рис. 1. Положение о. Муостах и участок активной термоабразии берегового ледового комплекса

По минералогическому составу отложения разреза относятся к аркозовым грауваккам. В качестве порообразующих компонентов (рис. 2, А) в них отмечаются зерна кварца (прозрачные, неокатанные, метами с железистыми налетами и пленками, присутствуют в количестве от 5 до 25%), плагиоклазов (выветрелые неокатанные, до 10-30%), обломки горных пород (сланцев, диабазов, габбро, до 40-60 %). Пески обогащены (до 15-20%) хлоритом и слюдами: сильно выветрелыми и серицитизированными разновидностями мусковита и хлоритизированными зернами биотита. Акцессорные минералы составляют до 5%, образуют преимущественно роговообманково-пироксеновую ассоциацию из неокатанных зерен роговой обманки и пироксенов (розовато-коричневый авгит, зеленовато-черный диопсид), отмечаются гранаты альмандинового ряда, сфен (рис. 2, Б), эпидот. Из рудных минералов присутствует ильменит, обладающий магнитными свойствами, черным цветом и ярким металлическим блеском.



0 0,1 0,2 0,3 мм

А) – Зерна кварца (Q), плагиоклаза (Pl), хлорита (Cl), диопсида (Dp), авгита (Avg), ильменита (Il)

Б) – Зерна кварца (Q), сфена (sph), граната (gr), ожелезненные обломки горных пород

В) – Хитиновые остатки насекомых, биотит (Vi), роговая обманка (hbl), глинистые частицы, остатки горных пород (г.п.)

Рис. 2 Особенности минералогического состава песков

Повсеместно отмечается наличие хитиновых остатков насекомых (рис. 2, В). Изучение органического вещества является важным аспектом гидрохимических, гидробиологических и геологических исследований, и наиболее презентабельным его показателем является органический углерод. Содержание $C_{орг}$ в исследованных пробах варьируется от 0,9 до 34,1 %.

Максимальные значения зафиксированы в верхней части разреза, представленной торфяником, затем исходные значения содержания $C_{орг}$ к средней части разреза уменьшаются в среднем в 20 раз (до 1,7 %), на пляже – еще почти в 2 раза, при результирующем сокращении до 37 раз. Величина органического углерода в отложениях острова резко увеличиваются к конусу выноса и волноприбойной нише, в которой отмечается наличие растительных остатков, вероятнее всего, накопившиеся в результате сползания материала с более молодых, верхних горизонтов разреза вследствие термоабразионных процессов [6].

Литература

1. Аржанов М.М., Елисеев А.В., Демченко П.Ф., Мохов И.И. Моделирование изменений температурного и гидрологического режимов приповерхностной мерзлоты с использованием климатических данных (реанализа) // Криосфера Земли, 2007. – Т. XI. – № 4. – С. 65 – 69.
2. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е. Газогидраты морей и океанов – ресурсы, экология, проблемы освоения. – М.: Нефть и Газ, 2009. – 416 с.
3. Изменение климата. Обобщающий доклад МГЭИК // Отчет Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2007. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_ru.pdf [дата обращения 02.04.2013]
4. Патык-Кара, Н.Г. Геохимические поиски месторождений твердых полезных ископаемых на континентальном шельфе / Н.Г. Патык-Кара, А.М. Иванова. – М.: Научный мир, 2003. – 415 с.
5. Слагода, Е.А. Криолитогенные отложения Приморской равнины моря Лаптевых: литология и микроморфология (полуостров Быковский и остров Муостах) / Е.А. Слагода. – Тюмень: Экспресс, 2002. – 120 с.
6. Шахова Н.Е., Семилетов И.П., Сергиенко В.И., Дударев О.В., Бельчева И.И., Космач Д.А. Состояние вопроса о роли Восточно-Сибирского шельфа в современном цикле метана // Изменение окружающей среды и климата. Природные катастрофы / Под ред. В.М. Котлякова. – М.: Изд-во «Пробел», 2008. – С. 164 – 176.
7. Ozone Depletion: Scientific Assessment of Ozone Depletion // WMO Global Ozone Research and Monitoring Project. – Report № 37. – P. 67 – 86.
8. Shakhova N., Semiletov I., Gustafsson O. Methane from the East Siberian Arctic Shelf-Response // Science, 2010. – Vol. 329 (5996). – P. 1147 – 1148.
9. Shakhova N., Semiletov I., Sergienko V. The East Siberian Arctic Shelf: towards further assessment of permafrost-related methane fluxes and role of sea ice // Philosophical transactions of the royal society, 2015. – №373. – P. 1471 – 2962.

ОСВОЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Д.И. Кокорин

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

Арктика занимает одно из важнейших мест в природопользовании и межгосударственных отношениях, ее геополитическая и экономическая роль в мире постоянно растет. С Арктическим регионом связаны огромные природные богатства, потенциальные ресурсы нефти и газа, а также меди, никеля, золота, платины и других видов ценного сырья. Из-за тенденции снижения объема добычи нефти в традиционных месторождениях, в России повышается необходимость разработки углеводородных ресурсов в новых регионах, в том числе на континентальном шельфе.

Площадь Арктики составляет примерно 27 млн. км². Россия занимает около 40% ее площади [4]. Россия на протяжении многих веков, присутствовала на арктических территориях, ее история и национальные интересы неразрывно связаны с Арктикой. В настоящее время большинство исследователей [9] безоговорочно признают, что Арктика и прилегающие районы Севера – крупнейший резерв природных ресурсов для удовлетворения потребностей всего человечества. Основной потенциал Российской Арктики заключен в огромном количестве топливно-энергетических и минеральных ресурсов, содержащихся в недрах [6].

Так, наметившееся за последнее время истощение запасов нефти и газа на континенте и угроза обострения мирового энергетического кризиса, послужили поводом для все более широкого освоения углеводородных ресурсов, залегающих на морском шельфе, запасы которых, по оценкам специалистов, превышают запасы нефти и газа, сосредоточенные на суше, в 3 раза. Колоссальные запасы нефти и газа в российской Арктике – это ресурс, от которого во многом зависит энергетическая безопасность государства.

По данным экспертов на 2004 г., разведанные запасы нефти в мире составляют 210 млрд. т (1200 млрд. баррелей), неразведанные – оцениваются в 52–260 млрд. т (300–1500 млрд. баррелей). В России запасы нефти оцениваются в 80 млрд. баррелей (2011 г.) и при нынешних темпах потребления нефти в мире, ее разведанных запасов хватит примерно на 40 лет, неразведанных – еще на 10–50 лет. Таким образом, существует проблема восполнения нефтегазовых ресурсов России.

Известно, что на арктическом шельфе сосредоточено около 25 % мировых запасов нефти и газа, причём около половины из них сосредоточено на территории российского сектора Арктики [8]. В последние десятилетия XX века российские ученые получили достоверные доказательства того, что арктический шельф является супергигантским нефтегазоносным бассейном мира, вмещающим не менее 100 млрд. т условного топлива в нефтяном эквиваленте [3]. По данным Российского газового общества, запасы газа в российской части арктического шельфа составляют 69,5 трлн. м³. Эти оценки являются предварительными, и уточнить, сколько газа в Арктике, можно будет только после проведения масштабных геологоразведочных работ.

Необходимо подчеркнуть, что по запасам природного газа арктические районы Западно-Сибирской провинции занимают исключительное место во всей Арктике. Уже сейчас в Арктике ведется добыча более 80% российского газа, обеспечивая тем самым значительный вклад в ВВП России [7].

Наиболее крупные месторождения газа: Бованенковское, Заполярное, Уренгойское, Северо-Уренгойское, Русское, Суторминское, Харасавэйское, Ямбургское. В арктических морях России в Баренцево-Карской провинции выявлены также супергигантские и гигантские месторождения: Штокмановское, Русановское, Ленинградское газоконденсатное, Лудловское газовое. Десять газовых и газоконденсатных месторождений открыты в западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области с ориентировочными запасами 350 млрд. м³ [1]. Наиболее крупные месторождения нефти в Арктике расположены на шельфе Баренцева моря (Приразломное, Долгинское, Варандейское, Медынское [2]).

Наиболее распространённые проблемы, с которыми сталкиваются нефтегазовые компании, это: отсталость технологий, обеспечивающих экологическую безопасность добычи углеводородов на шельфе; высокие инвестиционные риски; сложность обустройства и разработки объектов; строительство специализированных морских судов для геофизических, инженерно-геологических и прочих работ, а также буровых платформ.

При таких факторах стоимость проектов добычи за полярным кругом превосходит примерно в полтора-два раза разработку нефти и газа на континентальных месторождениях за пределами Арктики. Поэтому ставится вопрос о рациональности разработки шельфа Арктики с учетом нестабильных цен на нефть и в условиях западных санкций.

Целесообразно ли начинать освоение Арктики сейчас? Не располагая максимально экологически чистыми технологиями эксплуатации нефтегазовых месторождений, делать это ни в коем случае нельзя. К этой же мысли склоняются многие видные ученые. Так в разделе «Нефть и газ» (монография «Западная Сибирь» из уникальной работы «Геология и полезные ископаемые России», в шести томах), составленном нашими видными специалистами-нефтяниками Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторовичем, В.С. Сурковым и др., читаем: «В период до 2005 г. главными объектами добычи газа будут Уренгойское, Заполярное и Ямбургское месторождения. Дальнейшие перспективы связываются с освоением газовых ресурсов Ямала, где затраты в 2–3 раза выше, чем на Ямбурге. Реализация Ямальского проекта потребует участия иностранных инвесторов» [1].

На дальнейшее развитие газодобычи существует и другая точка зрения. Считают, что освоение Ямала и шельфовых месторождений на сегодняшний день не является первоочередной задачей. Исследование перспектив добычи углеводородного сырья в пределах Пур-Таз-Надымского региона показало, что объем добычи газа удовлетворяет спрос, не только на российском и на европейском рынках, но и на энергетическом рынке Азиатско-Тихоокеанского региона.

Отсюда вытекает вывод, что прежде, чем делать ставку на разработку новых месторождений, Россия должна прежде всего сосредоточиться на совершенствовании системы поставок газа [5].

Литература

1. Арктика на пороге третьего тысячелетия (ресурсный потенциал и проблемы экологии) / Гл. ред. И.С. Грамберг, Н.П. Лаверов, Д.А. Додин. – СПб.: Наука, 2000. – 247 с.
2. Arcticinfo. Месторождения. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.arctic-info.ru/Encyclopedia/Rubric/mestorojdenia>

3. Богоявленский В.И. Нефтегазодобыча в Мировом океане и потенциал российского шельфа // ТЭК стратегии развития, 2012. – № 6. – С. 44 – 52.
4. Большой энциклопедический словарь / Гл. ред. А.М. Прохоров. – М.: Большая Российская энциклопедия, 1998. – 1456 с.
5. Гурари Ф.Г, Еханин А.К, Конторович А.Э., Сурков В.С. Западная Сибирь. Геология и полезные ископаемые России. / Ред. А.Э. Конторович и В.С. Сурков. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – Т. 2. – 477 с.
6. Инновационные технологии подводной добычи углеводородов на шельфе Арктики [Электронный ресурс]. URL: <http://russiaptec.ru/stati/dobycha-i-pererabotka/inovacionye-tehnologi-podvodnoi-dobychi-uglevodorodov-na-shelfe-arktiki.html>.
7. На Ямале добыли 80% всего Российского газа в 2014 году. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.arctic-info.ru/news/23-01-2015/80--rossiiskogo-gaza-v-2014-gody-dobito-na-amale>.
8. Подземные хранилища углеводородного сырья в Российской Арктике [Электронный ресурс]. URL: http://www.giab-online.ru/files/Data/2011/3/Konuhin_3_2011.pdf.
9. Трамберг И.С., Додин Д.А., Мурзин Р.Р. Концепция изучения и освоения природных ресурсов Севера России на ближайшую, средне- и долгосрочную перспективу // Экология северных территорий России. Проблемы, прогноз, ситуации, пути развития, решения: Матер. междуна. конф. Архангельск, 2002. – Т. 1. – С. 131 – 136.

СТРАТЕГИЯ ОСВОЕНИЯ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Я.Ю. Корчуганов

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

В регионах Сибири и Дальнего Востока стратегической задачей является освоение месторождений углеводородов. В последнее время особое внимание уделяется проблеме освоения запасов углеводородов, таящихся в недрах на континентальном шельфе России. Учитывая то, что по площади российский шельф является самым большим в мире (площадь превышает 6,2 млн. км²) и имеет 4 перспективных для разработки нефти и газа участка, его освоение является крайне важной задачей [2]. Так как разработка на шельфе только начинает свое развитие, требуется создание новых, принципиально уникальных сооружений и инженерных изысканий для всех сфер нефтепромышленности: как для бурения скважин и добычи, так и сервисных сооружений нефтегазовых комплексов.

Но вкладываться в развитие такого перспективного участка никто не спешит, и на то имеется ряд причин, главными из которых являются:

- слабая геологическая разведанность ресурсов (на сегодняшний день она не превышает 10%);
- особое географическое положения и условия шельфа, которые при освоении шельфа повлекут высокие затраты;
- слабо развитая инфраструктура;
- изменчивый налоговый режим.

Рассмотрим эти проблемы подробнее. К основным нормативно-правовым документам, которые регулируют отношения в области освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа России, относятся следующие Федеральные Законы Российской Федерации [5]:

- «О недрах», который устанавливает правовые и экономические основы комплексного использования и охраны недр [5];

- «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающих зонах РФ», регулирует вопросы создания, эксплуатации и использования искусственных островов, сооружений и установок [5];

- «О континентальном шельфе РФ», определяет статус континентального шельфа и устанавливает вопросы создания, эксплуатации объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений, а также обеспечения их безопасности [5].

Этот перечень можно продолжить, но и уже упомянутых законодательных актов вполне хватает для вывода о том, что первоочередными задачами законодательного обеспечения являются создание морской техники и инфраструктуры и регулирование деятельности по недропользованию на территории шельфа.

Но одних лишь актов недостаточно. Необходимо так же разработать программу по освоению месторождений углеводородного потенциала континентального шельфа России, которая должна включать [3]:

1. разработку нормативно-правовой базы, на основе которой будет осуществляться урегулирование вопросов инфраструктуры нефтегазовых комплексов (технологического обеспечения, морской, транспортной и прибрежной составляющих);

2. организацию условий для осуществления инновационной деятельности по обновлению производственно-технологической базы, производства технических средств, технологий;

Именно такой подход позволит решить следующие задачи по освоению нефтегазовых провинций континентального шельфа Российской Федерации:

- обеспечение безопасности нефтегазовых комплексов от несанкционированного доступа, энергетической и экономической безопасности и благополучия страны;

- производство современных отечественных средств разведки и промышленного освоения;

- создание и развитие инфраструктур (морской, транспортной, прибрежной);

- использование научно-технического и производственного потенциала;

- создать условия, позволяющие ликвидировать отставания от мирового уровня в области технического обеспечения освоения континентального шельфа Российской Федерации.

Внедрение вышеперечисленного комплекса может стать основой сбалансированного развития топливно-энергетического комплекса и оборонной промышленности.

Практическим результатом применения программных мероприятий станет создание новых образцов техники, обеспечивающих разведку и освоение арктического шельфа с учетом уникальных природно-климатических особенностей континентального шельфа Российской Федерации.

Стоит так же отметить экологический аспект. Вопрос сохранения экологического равновесия на осваиваемых территориях должен стать главным вопросом производственной деятельности по освоению шельфа. По мнению

специалистов [1], аварийные разливы нефти вызовут длительное загрязнение окружающей среды (морской воды, донных отложений и атмосферы), которая в условиях арктического климата восстанавливается с очень низкой интенсивностью.

Все это требует особого экологического подхода к работам по освоению месторождений и создания мощной и безаварийной системы экологической защиты.

На российском шельфе большая часть месторождений, особенно в районе Печорского моря, содержит тяжелые нефти. В этом регионе целесообразно [4] строить перерабатывающие производства, например, в Мурманске. Это позволит не только решить вопрос обеспечения северного региона топливом, но и предоставит перспективные возможности для экспорта светлых нефтепродуктов.

Данные вопросы были подняты и рассмотрены с целью того, чтобы государство уже сейчас могло разрабатывать более полную стратегию развития арктического региона и подготовить проекты комплексного освоения континентального шельфа Российской Федерации.

Литература

1. Завальный П.Н. В Государственной Думе приняты рекомендации по импортозамещению на нефтегазовом шельфе // Союз производителей нефтегазового оборудования. Все новости. 08.07.2015. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.derrick.ru/?f=n&id=21811/#2>
2. Каминский В.Д., Супруненко О.И., Сулова В.В. Континентальный шельф Российской Арктики: Состояние изучения и освоения нефтегазовых ресурсов. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sibran.ru/upload/iblock/578/5781b591a750b1b0b77db73664f7d3b5.pdf>
3. Комплексный план действий по реализации Стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mnr.gov.ru/regulatory/detail.php?ID=134217>
4. Тарасюк В.О стратегии освоения континентального шельфа Российской Федерации [Электронный ресурс]. URL: http://burneft.ru/docs/archived_docs/articles_tek/2.
5. Энергия Арктики / Под науч. ред. В.В. Бушуева [Электронный ресурс]. URL: <http://zakon.znate.ru/docs/index-13189.html?page=27/>

ГОРЮЧИЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ АЛЯСКИ И ОСОБЕННОСТИ ИХ ОСВОЕНИЯ

М.Е. Меркульева

Научный руководитель ассистент Е.Н. Осипова

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

Аляска, самый большой штат США, расположен на северо-западе Северной Америки, состоит из материковой части и большого числа островов. Богатейшие природные ресурсы как штата Аляска, так и примыкающих к нему морей, привлекают все большее внимание. Открытие нефти на Аляске относится к величайшим геологическим событиям в истории Северной Америки [4].

Геологическое изучение полуострова началось в середине 1920-х годов, первая нефть здесь была обнаружена в конце 1950-х годов в районе залива Кука и

полуострова Кенай (южная часть Аляски). Первого успеха геологи-поисковики добились на крайнем севере Аляски, где со временем была открыта нефтегазовая провинция – Северный склон Аляски. Северный склон – это экономико-географический регион площадью 360 тыс. км², расположенный от склона хребта Брукса до прибрежной равнины моря Бофорта [3].

Скважина-первооткрывательница на глубине 3000 метров зацепила край нефтяной залежи, а во второй декаде сентября 1968 года нефтяным фонтаном было открыто газонефтяное месторождение Прадхо-Бей. После оконтуривания месторождения и определения его запасов (3,1 млрд. тонн нефти и 730 млрд. м³ газа), сосредоточенных главным образом в песчаниках триаса, появился вопрос о транспортировке добытой нефти. Обсуждался проект постройки уникальной подлодки-ледокола, для беспрепятственного передвижения танкеров с нефтью, также обсуждались проекты сооружения восьмиполосного шоссе и железной дороги.

В итоге был принят вариант постройки транс-альяскинского нефтепровода от залива Прадхо-Бей до незамерзающего порта в городе Валдиз на юге Аляски. Такое решение встретило сильное противодействие со стороны защитников окружающей среды и коренных народов Аляски. Интенсивное освоение ландшафтов, подразумевает накопление экологических последствий и необратимые изменения. Возможные землетрясения, лавины, эффект нагревания нефти способствуют таянию льдов, что может вызвать разрыв нефтепровода и нанести ущерб экологии катастрофических масштабов.

Строительство нефтепровода началось в 1974 году. Усилия защитников окружающей среды способствовали появлению инженерных решений, которые ранее не имели прецедентов. Линия нефтепровода пролегает зигзагообразно, обеспечивая необходимый допуск по деформации на случай землетрясений. Часть трубопровода была размещена над поверхностью земли с обеспечением специальной теплоизоляции и беспрепятственной миграции животных, другие секции нефтепровода были проложены под землей (во избежание разрыва снежными лавинами), которые охлаждаются искусственными методами для предотвращения таяния вечной мерзлоты. С определенным интервалом установлены клапаны, автоматически закрывающие поток нефти при возникновении утечки [1].

Летом 1977 года транс-альяскинский нефтепровод был открыт. Трасса нефтепровода длиной 1288 метров пересекает два высоких горных хребта, 800 рек и ручьев. Пропускная способность начиналась от 23 млн. тонн нефти в год, а к концу 1980-х годов была доведена до 100 млн. тонн в год. Максимальная добыча нефти в Прадхо-Бей была на уровне 110 млн. тонн нефти в 1988 году. Большинство жителей Аляски заняты на предприятиях нефтяного комплекса. Отчисления по продаже нефти в 1980-х годах составили 80% всех доходов Аляски. Для жителей Аляски были отменены подоходный налог и налог на покупки, создан специальный фонд из нефтяных отчислений [2].

Наряду с Прадхо-Бей было открыто крупное нефтяное месторождение Купарук-Ривер с геологическими запасами юрской нефти 1 млрд. тонн.

Однако к концу 1990-х годов добыча нефти сократилась. Отчасти это связано с катастрофой 1989 года, когда нефтяной танкер сел на мель у южных берегов Аляски. В этой катастрофе погибло больше 200 тысяч морских птиц, 3000 морских выдр, 300 тюленей, больше 20 китов-касаток и неизвестное количество рыбы [1]. Промышленную добычу тут же запретили и возродили только при

непосредственном давлении на сенат президента США. Однако решения о мерах экологической безопасности, необходимых для работ нефтедобычи на Северном склоне, принимались без единой системы. Перед началом добычи полезных ископаемых нужно было провести детальные исследования и разработать комплексный план природоохранных мероприятий.

Кроме этого, на Прадхо-Бей произошел крупнейший разлив – из проржавевшего транзитного трубопровода вылилось до 1 млн. литров нефти, которая покрыла гектар заснеженной тундры на северном побережье Аляски. В 2006 году добыча на Прадхо-Бей полностью прекращена. Начались ремонтные работы на нефтепроводе.

Представители промышленности говорят об осознании огромного нефтегазового потенциала штата. Огромная территория Аляски практически еще не тронута нефтяным буром. Самыми многообещающими частями считаются дно почти целиком покрытого льдом Чукотского моря и прибрежная часть моря Бофорта. Здесь уже найдены несколько месторождений, но запасы их довольно скромные и не смогут возместить снижение добычи на Прадхо-Бей.

Сейчас также активно обсуждается идея поставки природного газа Северного склона на американский энергетический рынок, которая была осмеяна. Ранее рассматриваемый в качестве отходного побочного продукта производства нефти, сегодня природных газ – это ценный продукт и товар. Но его добыча остается дорогостоящей из-за климатических условий Аляски.

Большой проблемой жителей Северного склона до сих пор является приведение к равновесию экономических выгод добычи нефти и газа с сопровождающими их потерей традиционной культуры и различными социальными проблемами. Нарушения царившей здесь тишины добавятся к стрессам глобального потепления, которое усилилось в Арктике. Конечно, было бы хорошо оставить Аляску нетронутой землей, но ввиду непрерывного роста потребления нефти и газа американскому правительству, видимо, придется распечатать кладовые Аляски и начать энергичную добычу.

Литература

1. Кирней Б., Корбин А. Последствия нефтегазового освоения накапливаются в природе и культурах коренных народов Северной Аляски // Проблемы нефтедобычи. Office of News and Public Information, 2003. [Электронный ресурс]. URL: http://landclaim.narod.ru/eco_44.htm/
2. Максаковский В.П. Географическая картина мира. Книга II. Региональная характеристика мира. – М.Ж Изд-во Дрофа, 2009. – 480 с.
3. Машкин, С. Русская Америка, которую мы потеряли // Вечерняя Москва, 21 мая 2014. [Электронный ресурс]. URL: <http://vm.ru/news/2014/05/21/alyaska-amerika-kotoruyu-mi-poteryali-249568.html>.
4. Обзор нефтяных месторождений США [Электронный ресурс]. URL: <http://neftegaz.ru>.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Р.М. Мигранов

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

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

В настоящее время с освоением Мирового океана связывают решение четырех основных проблем, имеющих первостепенное значение для дальнейшего развития общества: увеличение добычи минерального сырья, использование энергии океана, обеспечение продуктами питания и размещение населения. Шельф, как самая доступная часть Мирового океана, служит зоной активной деятельности человека по освоению минеральных, биологических и химических ресурсов за пределами суши.

Установлено, что общая нефтегазоносная площадь континентального шельфа составляет около 13 млн. км², а суммарные запасы нефти – около 100 млрд. т. В начале 90-х гг. поиском морских месторождений и их разработкой занималось уже более 100 государств. В настоящее время освоение ресурсов шельфа, несмотря на сложные природно-климатические условия морского поиска, непрерывно продолжается. Разведка месторождений осложняется штормовыми ветрами, наличием мощной толщи воды, волн, сильных течений и айсбергов. Все это увеличивает затраты на поиск и добычу морских углеводородов. Тем не менее, добыча нефти в море неуклонно растет, составляя в среднем 32% общемировой, так как потенциальные ресурсы нефти и газа в акваториях Мирового океана превосходят их запасы на суше почти в 3 раза [1].

Формирование эффективного процесса освоения и использования ресурсов Арктического шельфа включает: научные исследования; разработку новых технологий и формирование новых системных подходов к решению проблем освоения ресурсов шельфа; реализацию проектов в области изучения, поиска и оценки ресурсного потенциала на базе междисциплинарного подхода. Проблема освоения ресурсов Арктики, в том числе нефтегазовых, – это сложная, комплексная проблема, рассматривать которую необходимо в контексте тесной взаимосвязи международных и внутренних вопросов.

По данным Министерства природных ресурсов РФ, потенциал арктического шельфа в российском секторе составляет примерно 90 млрд. тонн условного топлива. Принимая во внимание, что, по прогнозам специалистов, к 2015 г. будут практически исчерпаны рентабельные запасы нефти и газа на суше, исключительно важным для мира и для России, в частности, является арктический шельф.

Только одно Штокмановское месторождение, находящееся в северо-восточной части арктического шельфа, содержит столько газа, сколько все месторождения Норвегии. При этом в Баренцевоморском шельфе выявлены пять новых месторождений нефти. Минерально-сырьевые ресурсы континентального шельфа Северного Ледовитого океана представляют собой важную часть национального достояния Российской Федерации [2].

Литература

1. Воронов А.А. Состояние и перспективы освоения ресурсов нефти и газа на арктическом шельфе в северных регионах Российской Федерации // Россия на

пути выхода из экономического кризиса: Сборник научных статей. – СПб.: Институт бизнеса и права, 2010. – Вып. 8. – С. 7 – 10.

2. Крюков В.А. Арктический шельф – территория грез и действительности [Электронный ресурс]. URL: <http://www.council.gov.ru/files/journalsf/item/20100227140130.pdf>.

АНАДЫРСКИЙ НЕФТЕГАЗАНОСНЫЙ БАССЕЙН

С.В. Мирошкина

Научный руководитель ассистент Е.Н. Осипова

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

Анадырский нефтегазоносный бассейн, площадью порядка 70 тыс. км², охватывает сушу Чукотского полуострова и континентальный шельф Берингова моря в северо-западной части Тихого океана. Бассейн состоит из трех суббассейнов: Восточный и Центральный схожи по строению, но Нижнеанадырский имеет существенные отличия от них [2]. Формирование Анадырского бассейна (конец маастрихта-начало палеоцена) произошло на базе складчатых структур, сложенных флишевыми терригенными толщами мелового и юрского возраста.

Юра-нижний мел – сложно-складчатые структуры – основание бассейна [1]; палеоцен-эоцен образует промежуточный комплекс – вулканогенно-осадочные породы; рубеж раннего и среднего эоцена – активные деформации.

Кайнозойские отложения представлены морскими, прибрежно-морскими и континентальными фациями (песчаные и глинистые разности пород).

Современный структурный план бассейна образовался в результате неотектонических движений. В его составе наблюдаются несколько больших отрицательных и положительных тектонических элементов. Образование Наваринского и Анадырского бассейнов обусловлено сближением океанической и Евразийской континентальной плит.

Спецификой разреза на шельфе является преобладание континентальных эоцен-нижнемиоценовых отложений, где отмечаются мощные угольные пласты.

В кампане-раннем эоцене вдоль внешнего края Охотско-Чукотского вулканического пояса образовалась протяженная зона прогибания, заполненная континентальными и вулканогенно-осадочными отложениями.

В палеоцене-раннем эоцене край континента можно определить по Анадырско-Бристольскому вулканогенному поясу. На протяжении всей впадины скважинами были вскрыты породы вулканического происхождения. Химический состав базальтоидов говорит о сингенетичном образовании окраинно-континентального пояса и рифтогенеза, что привело к зарождению целого гребневого ряда.

На рубеже раннего и среднего эоцена Анадырский бассейн и близлежащие районы подверглись активным деформациям. Сдвиговые искажения привели к заложению зоны прогибания и накоплению осадков эоцен-неогенового периода.

В начале неогена образование гор поспособствовало изменению структурного плана, что повлияло на наличие в разрезе регионального несогласия.

Во второй половине раннего миоцена наблюдается частичная структурная перестройка контура бассейнов и морфологии, произошедшая из-за импульсов

тектонической активизации. Активная деятельность поднятий, приводит к интенсивным разрушениям наземных участков.

В среднем и позднем миоцене накопление песчано-глинистых и мелководно-морских осадков заняло всю территорию Наваринского и Анадырского бассейнов. Разделение бассейнов на поднятия и прогибы существенно уменьшилось. Оживление тектоники произошло в конце миоценового времени и начале плиоцена. Накопление осадков прервалось мощной фазой сжатия и орогенеза, образовавшийся структурный план, схожий с современным. В этот период в основании бассейна произошли ряды крупных разломов, которые привели к локализованным разрывам, и в неогеновых отложениях сформировались новые складки.

На рубеже миоцена и плиоцена в результате деформации Анадырской впадины, вызванной шарьяжно-надвиговыми движениями со стороны структур Корякского горно-складчатого сооружения, весь кайнозойский чехол оказался под аллохтонными пластинами нижележащих толщ.

Активная тектоническая история региона и литологические особенности кайнозойских отложений Анадырского бассейна (чередование проницаемых и непроницаемых пород) обусловили наличие разнообразных ловушек, способных аккумулировать и сохранять залежи углеводородов (УВ).

На территории бассейна открыто три месторождения, на двух структурах получены промышленные притоки углеводородов. Первооткрывательницей в российской части Берингова моря является скважина Центральная-1, пробуренная в 180 км от берега в Восточно-Анадырском прогибе глубиной 2785 м. В центральной части Анадырской впадины открыто Западно-Озерное месторождение, в разрезе которого установлено 10 газоносных пластов, сложенных рыхлыми песчаниками.

В целом, в пределах бассейна основным нефтегазоперспективным комплексом являются отложения собольковской свиты, содержащей терригенные коллекторы трещинного и порово-трещинного типов.

Роль покрывки играет выдержанная глинисто-алевритовая елисеевская свита, сформированная в среднем миоцене при высоком стоянии уровня моря.

Результаты изучения катагенетической преобразованности пород по отражающей способности витринита (ОСВ) в Анадырской впадине позволили сделать вывод, что в кайнозойском разрезе бассейна отсутствуют породы с ярко выраженными нефтегазоматеринскими свойствами [3]. По нефтегеологическим признакам (преобладающий пелитовый состав, высокая обогатенность органическим углеродом и большая мощность отложений) к ним можно отнести породы ягельной толщи (до МК₅), майницкой (МК₃-МК₄) и гагаринской (ПК₃-МК₁ до МК₃ в Майницком прогибе) свит.

Таким образом, Анадырский бассейн обладает высоким потенциалом нефтегазоносности. Перспективными для поисков скоплений УВ на суше является Лагунная зона, где выявлено 18 положительных локальных структур, в акваториальной части – Центральное и Беринговское поднятия, расположенные на юго-восточном замыкании Восточно-Анадырской впадины.

Литература

1. Агапитов Д.Д. Геологическое строение и нефтегазоносность Анадырского бассейна // Автореф. дисс. канд. – Москва, 2004. [Электронный ресурс]: URL: <http://earthpapers.net/geologicheskoe-stroenie-i-neftegazonosnost-anadyrskogo-basseyna#1#ixzz4Jqfs03eY>

2. Дмитриева Т.В. Неогеновые фораминиферы Берингоморского шельфа, акваториальная часть Анадырского нефтегазоносного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2009. – Т. 4. – №3. [Электронный ресурс]: URL: http://www.ngtp.ru/rub/2/33_2009.
3. Полудеткина Е.Н. Геохимические предпосылки нефтегазоносности Анадырского бассейна // Автореф. дисс. канд., 2007. [Электронный ресурс]: URL: <http://geo.web.ru/db/msg.html?mid=1179006&uri=part03.html>

ПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ (НА ПРИМЕРЕ НОВОПОРТОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Д.А. Павлова

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

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

Территория Арктики является перспективной зоной пока еще не достаточно детально изученных участков недр Российской Федерации. Здесь возможно открытие месторождений нефти и газа, связанных как с юрско-меловыми терригенными (песчано-алевритовыми), так и с палеозойскими, преимущественно карбонатными отложениями. Все палеозойские отложения Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) [1] подразделяются на 23 структурно-фациальных района (СФР), в пределах каждого из которых установлен свой, определенный набор палеонтологически охарактеризованных отложений (рис. 1, А).

Как показано в [2], в пределах ЗСГ при проявлении герцинской складчатости сформировалась система синклинорно-антиклинорных складок (рис. 1). В синклинорных структурах палеозойский разрез сохранился максимально полно, в антиклинорных – нивелирован в максимальной степени. Центральной синклинорной зоне ЗСГ соответствует полоса открытых месторождений нефти и газа, приуроченных к известнякам палеозойского возраста, в которых, при проявлении процессов гидротермальной доломитизации и гидротермального выщелачивания сформировались породы-коллекторы [2].

В этих отложениях открыт ряд месторождений (рис. 1, В). В пределах Межовского срединного массива Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления Ньюрольского СФР палеозойские отложения смяты в синклиналино-антиклинальные складки второго и третьего порядков, к ним приурочен ряд месторождений нефти и газа (рис. 1, В).

Установленная центральная синклинорная зона ЗСГ протягивается с юго-востока на северо-запад через территорию Ньюрольского, Варьеганского и Новопортовского СФР. И если в юго-восточной части этой гигантской структуры установлено развитие синклиналей второго и третьего порядка, в пределах которых по карбонатным отложениям при проявлении гидротермальных процессов сформировались породы-коллекторы и месторождения нефти и газа, то и на северо-западном ее окончании логично ожидать формирования синклиналиных складок второго и третьего порядка, как это показано в [3] (рис. 2).

На территории Новопортовского СФР в основании палеозойского разреза залегают темно-серые филлитовидные глинистые сланцы с линзами известняков мощностью 150 м. Это образования яротинской толщи раннеордовикского возраста.

Затем начинается формирование карбонатных пород. В среднем ордовике-раннем девоне накапливаются светло-серые, темно-серые, кремновые доломиты и известняки доломитизированные и брекчиевидные мощностью 800 м.

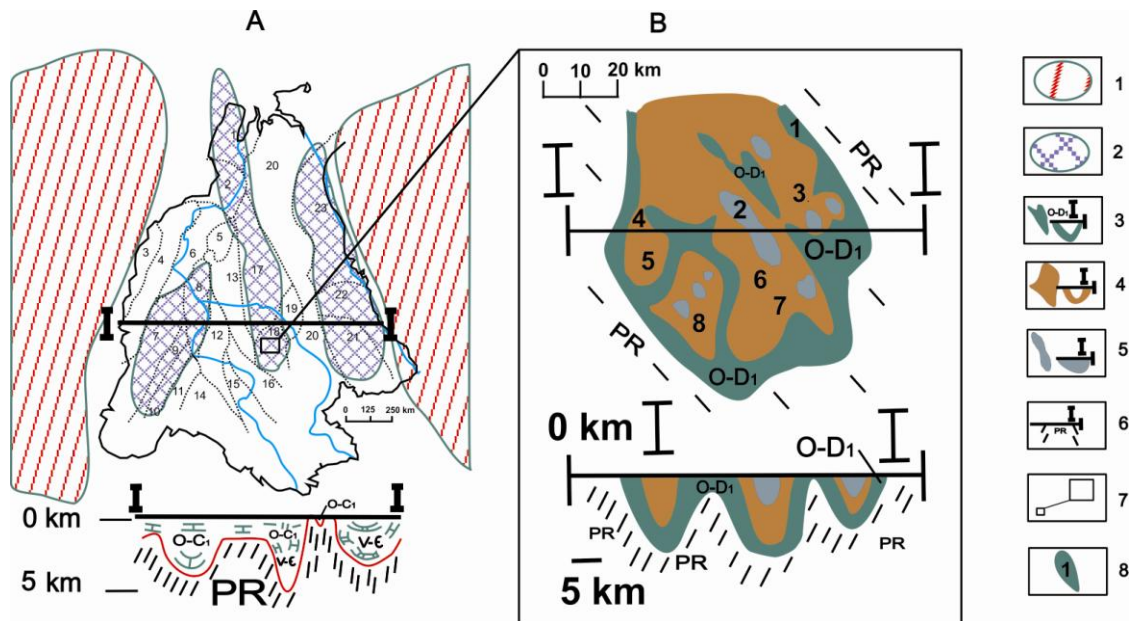


Рис. 1 Палеозойские отложения Западно-Сибирской геосинеклизы [1] смятые в антиклинорные и синклинорные складки (А) и схематический геологический разрез по линии I – I (В), по материалам Ковешникова А.Е.:

А – структурно-фациальные районы: 1 – Бованенковский; 2 – Новопортровский; 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;

В – палеозойские отложения Чузыкско-Чижанской зоны нефтегазонакопления (Нюрольского срединного массива) Нюрольского СФР и схематический геологический разрез по линии I – I: 1 – области развития байкалид; 2 – синклинорные зоны герцинской складчатости; образования: 3 – ордовикско-нижнедевонские; 4 – средне-верхнедевонские; 5 – нижне-среднекарбоновые; 6 – протерозойские; 7 – местоположение Межовского срединного массива в пределах Нюрольского СФР; 8 – месторождения нефти и газа: 1 – Северо-Останинское, 2 – Герасимовское, 3 – Останинское, 4 – Урманское, 5 – Арчинское, 6 – Северо-Калиновое, 7 – Калиновое, 8 – Нижне-Табганское

Выше залегают серые, светло-серые доломитизированные калькарениты с линзами известковистых аргиллитов и глобоидных известняков раннедевонского возраста мощностью около 700 м. Их перекрывают песчаники, известняки и доломиты среднего девона, среди которых установлено наличие тел базальтов. Мощность толщи более 400 м. Они перекрываются калькаренитами с прослоями аргиллитов и водорослево-ооидных известняков мощностью около 380 м позднедевонского возраста.

Нижнекарбоновые образования начинаются с толщи аргиллитов, песчаников, известняков мощностью более 300 м, которые перекрыты серыми аргиллитами с примесью песчано-галечного материала, углисто-глинистыми сланцами (с растительным детритом) ранне-среднекарбонового возраста мощностью около 215 м. Карбонатные образования накапливались с раннего девона до раннего карбона.

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

Суммарная мощность вскрытых бурением на территории Новопортовского СФР палеозойских отложений составляет 2245 м, в том числе преимущественно карбонатных пород 1300–1800 м. В пределах ЗСГ кроме Новопортовского, только на территории Нюрольского СФР встречен такой представительный разрез (рис. 1, В) мощностью около 4920 м, с мощностью преимущественно карбонатных пород около 3400 м.

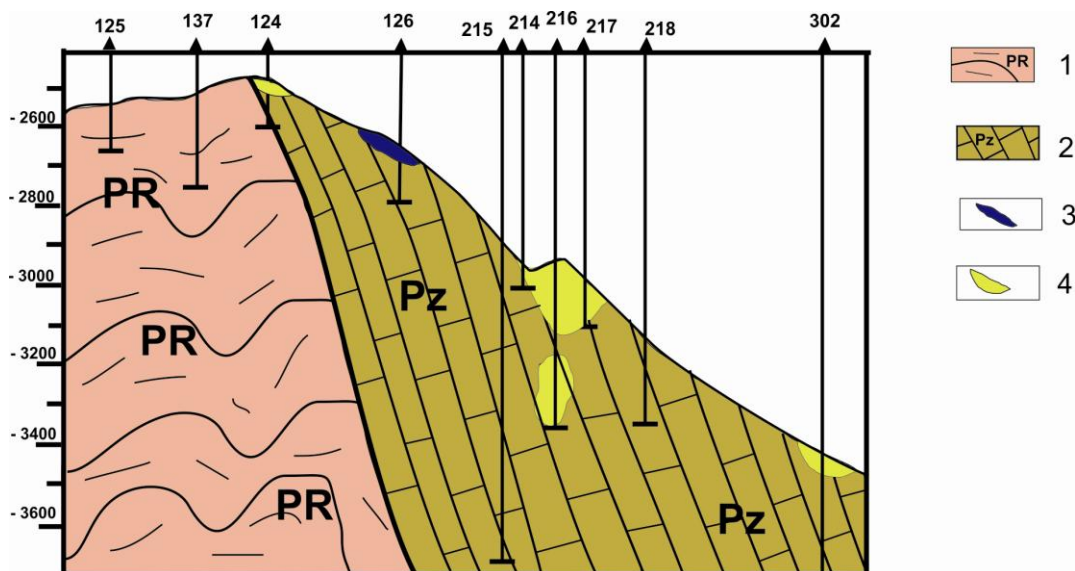


Рис. 2 Геологический разрез палеозойских отложений Новопортовского месторождения (по Журавлеву Е.Г., Облекову Г.И., 2000 г.) [3]:

1 – докембрийские образования; 2 – палеозойские, преимущественно карбонатные отложения; 3 – продукты коры выветривания; 4 – карстовые образования

В пределах Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления (рис. 1, В) палеозойские образования смяты в синклинали-антиклинальные складки второго и третьего порядка. Аналогичная структура сформирована и на территории Новопортовского нефтяного месторождения (рис. 2) [3].

Учитывая предполагаемое продолжения карбонатных пород под акваторию Северного Ледовитого океана вдоль описанной полосы и далее на север, можно предположить, что данные образования могут содержать ряд пока не открытых месторождений нефти и газа, сформированных аналогично территории как Нюрольского, так и Новопортовского СФР. А это значит, что при детальном изучении того участка акватории Арктики, который примыкает с севера к Западной Сибири, еще будут открыты новые месторождения нефти и газа.

Литература

1. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: Сиб. научно-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерал. сырья, 1999. – 80 с.
2. Ковешников А.Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 148 – 151.

3. Журавлев Е.Г., Облеков Г.И. Гипергенная газоносная формация фундамента Новопортовского месторождения // Геология нефти и газа, 2000. – № 5. – С. 39 – 43.

ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ АРКТИКИ

Т.А. Павловец

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

Регион Арктика располагается за Северным полярным кругом и включает в себя Северный Ледовитый океан, Гренландию, несколько островов, а также северные оконечности Европы, России (Сибири), Аляски и Канады.

Цель работы – ознакомиться с географией и месторождениями полезных ископаемых Арктики.

Арктический климат вариативен и его главной чертой являются низкие температуры в течение всего года. Средние январские температуры колеблются от -40 до 0°C. В июле средняя температура составляет -10 до +10°C, в некоторых областях она может достигать до +30°C. Осадки преимущественно выпадают в виде снега, не достигая высокого уровня [2].

Размеры Арктики потрясают: ее площадь охватывает около 27 млн. км²; площадь арктической суши составляет около 14 млн. км². Эта территория складывается из самых северных владений восьми арктических государств – России, Канады, Гренландии (автономная единица в составе Дании), США, Исландии, Норвегии, Швеции и Финляндии. Российской Федерации принадлежит 46% всей территории Арктики.

Арктический шельф весьма богат нефтью, газом и другими полезными ископаемыми. В настоящее время здесь добывается десятая часть общемировых объемов нефти и четвертая часть – природного газа. На российском Крайнем Севере сосредоточено 80% всей арктической нефти и практически весь газ. Ученые утверждают, что в Арктике находится значительная часть ещё не разведанных мировых запасов нефти [1].

Промышленная добыча нефти на арктических землях началась в 20-х годах прошлого столетия на северо-западных территориях Канады. В 1960-е были открыты обширные залежи углеводородов в российском Ямало-Ненецком автономном округе, на северном склоне хребта Брукса (Аляска) и в дельте реки Маккензи (Канада). За последние десятилетия в арктических владениях России, США, Норвегии и Канады были добыты миллиарды кубических метров нефти и газа.

На сегодняшний день освоено лишь 10% территории шельфа России. Но и здесь найденные запасы полезных ископаемых потрясают своим обилием.

За полярным кругом было открыто свыше 400 наземных месторождений нефти и газа; на 60 из них активно ведётся добыча. Более двух третей разрабатываемых месторождений находится в России, главным образом в Западной Сибири. Основной нефтегазовый район России и один из крупнейших нефтедобывающих регионов мира – Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО). Здесь добывается 57% нефти в стране, открыто более 500 нефтяных и газонефтяных месторождений, запасы которых составляют около 20 млрд. тонн.

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

Кроме того, на шельфе Баренцева моря разведано 11 месторождений, в том числе четыре нефтяных (Приразломное, Долгинское, Варандейское, Медыньское), три газовых (Мурманское, Лудловское, Северо-Кильдинское), три газоконденсатных (Штокмановское, Поморское, Ледовое) и одно нефтегазоконденсатное – Северо-Гуляевское [4]. Крупнейшее в мире Штокмановское месторождение содержит около 4000 млрд. м³ газа.

Также стоит отметить и газоконденсатные месторождения, открытые в акватории Карского моря – Ленинградское и Русановское. В Тимано-Печорской провинции расположено около 180 месторождений. Здесь существуют и фонтанные месторождения, дающие до 1 тыс. тонн нефти в сутки. Ненецкий автономный округ также имеет богатые запасы нефти, газа и газоконденсата.

В американской части Арктики запасы нефти оцениваются примерно в 15 млн. баррелей, а запасы газа – свыше 2 трлн. м³.

В наиболее освоенной части региона – арктической зоне России – сосредоточены также богатые месторождения никеля, меди, угля, золота, урана, вольфрама и алмазов. Однако на многих разведанных месторождениях добыча не ведётся из-за труднодоступности и высокой стоимости разработок.

Добыча полезных ископаемых особенно развита на севере России. В Сибири сосредоточены богатые запасы практически всех ценных металлов: золота, серебра, никеля, молибдена и цинка [3]. Кроме того, там же расположены крупнейшие гипсовые, угольные и алмазные месторождения. В Республике Саха (Якутия) добывается около 25% всех алмазов в мире. В Таймыре и Норильской области находится российский центр по добыче платины и медно-никелевых руд. В Верхоянской и Яно-Чукотской провинциях сосредоточены запасы олова, ртути, серебра, платиноидов; в Таймыро-Североземельской провинции сосредоточены запасы золота, молибдена, вольфрама и ванадия. На Новой Земле обнаружены важнейшие месторождения марганца.

На территории канадской провинции Юкон ведётся добыча золота, угля и кварца. На территории Аляски за полярным кругом в промышленных масштабах добывается уголь, свинец и цинк. Здесь действует крупнейший в мире по запасам цинка карьер Ред-Дог, который даёт также значительные объёмы свинца. Разработки здесь ведутся с 1987 года. Кроме того, на Аляске (южнее полярного круга) действует множество мелких шахт, на которых ведётся добыча золота. В Гренландии добывают криолит, уголь, мрамор, цинк, свинец и серебро.

Биологические ресурсы Арктики не менее богаты: пятая часть общемировых запасов пресной воды и несколько самых крупных рек Земли расположены именно здесь. Бескрайние просторы Крайнего Севера – одно из последних мест на Земле, где природа ещё сохранилась в первозданном виде. Здесь обитают уникальные представители сотен видов флоры и фауны, которых нет больше нигде в мире. Миллионы перелётных птиц устремляются в Арктику в период размножения; в Северном Ледовитом океане живут многие виды морских млекопитающих. В арктических морях обитают крупнейшие популяции промысловых рыб – лосося, трески и минтая. По тундре кочуют несколько десятков многочисленных стад карibu и северных оленей, с которыми тесно связана жизнь коренных северных народов. Таким образом, Арктика – это сокровищница не только самых ценных для всего мира полезных ископаемых, но и биологических ресурсов.

Литература

1. Каплин П., Леонтьев О., Лукьянова С. Берега. – М., 1991. – С. 58 – 71.

2. Россия в Арктике. XXI век: среда обитания, общество, освоение: Материалы I Всероссийской молодежной конференции, 14-15 июня 2012 г. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 236 с.
3. Золотова Е.Ф., Асс Г.Ю. Очистка воды от железа, марганца, фтора, сероводорода. – М.: Стройиздат, 1975. – 176 с.
4. Экологические аспекты геохимических исследований и добычи полезных ископаемых в Арктике. [Электронный ресурс]. URL: <http://diplomba.ru/work/133288>.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ) В АРКТИКЕ

К.В. Скирдин

Научный руководитель ассистент М.С. Егорова

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

Обладающая огромным ресурсным потенциалом, Арктика занимает одно из важнейших мест в глобальной повестке дня. К 2050 году, Арктика за счет наличия богатых месторождений станет площадкой пересечения интересов многих стран мира. Крупнейшие запасы природных ресурсов, до конца нереализованный транзитный потенциал делает разработку региона приоритетным направлением развития многих стран.

В Арктике встречаются практически все виды добываемых в настоящее время природных ресурсов. На материковой части Арктики сосредоточены уникальные залежи природных ископаемых, таких как медно-никелевые руды, рудные запасы металлов платиновой группы, олова, редкоземельных металлов и агрохимические руды, крупные месторождения алмазов, черных и цветных металлов, разнообразных видов полудрагоценных камней. Содержащиеся в Арктике нефтяные запасы, составляющие более 20% объемов разведанных отечественных месторождений, во многом обуславливают интерес России к развитию региона. Согласно исследованию, проведенному в 2009 году, на территории Арктики находится порядка 83 млрд. баррелей нефти, или 13% мировых запасов нефти [1] [2]. Из уже разведанных месторождений Арктики 5 нефтяных (четыре на шельфе Баренцева моря, одно на шельфе Карского моря) [2]. Нефтяные запасы Арктики огромны, и их освоение сулит огромные доходы. Отечественный вектор развития Арктического региона, в последнее время приобретает новую силу. При этом основным условием развития региона является государственный приоритет рационального использования природных ресурсов. Добыча нефти в большинстве своем сопровождается выделением из пласта или из уже добытой нефти, попутного нефтяного газа (ПНГ). Объем попутного нефтяного газа на одну тонну добытой нефти колеблется в пределах от одного-двух до нескольких тысяч кубометров [3].

В среднесрочной перспективе основным источником нефти станут запасы на Крайнем Севере, преимущественно на шельфе арктических морей. При этом, наибольшие запасы ПНГ находятся в северных регионах Западной Сибири, преимущественно в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах, где добывается более 45% попутного нефтяного газа. Вполне реальной представляется перспектива наличия шапок попутного нефтяного газа на еще не разведанных Арктических нефтяных месторождениях, в связи, с чем проблематика рационального использования ПНГ, актуальная и в наши дни, будет актуальна и в

процессе освоения Арктических месторождений. В настоящее время в России ежегодно добывается порядка 60 млрд. м³ ПНГ, и в большинстве своем утилизируется путем сжигания "на факел", из-за наличия ряда препятствий мешающих развитию рынка переработки попутного нефтяного газа. В устранении препятствий, мешающих развитию технологий переработки ПНГ в России, видится перспектива рационального использования ПНГ на месторождениях Арктики. Основной проблемой, связанной с качественной переработкой попутного нефтяного газа, добытого в арктических шельфах, является проблема транспортировки. Отсутствие необходимой инфраструктуры является определяющим фактором сдерживания глубокой переработки попутного нефтяного газа на шельфе арктических морей. Строительство сети газопроводов в условиях Крайнего Севера не представляется возможным, из-за суровых эксплуатационных условий, высокой дороговизны транспортировки необходимых строительных материалов. Развитие Арктического региона требует грандиозных инвестиционных вливаний. Так только развитие Российского сектора, обойдется примерно в 350-700 млрд. долларов [4]. Решением проблемы утилизации ПНГ, в условиях Арктики, может послужить разработка сети малых электростанций, работающих за счет сжигания попутного нефтяного газа. Выработанные электроэнергетические мощности могли бы быть потрачены с пользой на нужды прииска. Так, например, на платформе "Приразломная", в настоящее время функционирующей на шельфе Арктики, ведется добыча нефти, при этом добытый ПНГ в полном объеме используется для нужд платформы.

Развитие отечественного комплекса по переработке попутного нефтяного газа, способствующего эффективному использованию источников энергии, в ключе государственной политики рационального использования природных ресурсов, в перспективе развития нефтяных месторождений Арктики, в рамках "зеленой" экономики, способствует достижению национальных интересов, развитию конкурентоспособности отечественных компаний [5]. Возможность эффективного использования источников энергии, качественной комплексной переработки нефтяного газа, прогрессивного развития топливно-энергетического комплекса, рационального использования попутного нефтяного газа становится вполне реальной перспективой.

Литература

1. Развитие Арктики [Электронный ресурс] // Материалы Экспертного совета при правительстве РФ "Развитие Арктики и Северного морского пути" 2010 URL: <http://будущее-арктики.рф/razvitie-arktiki/> (дата обращения: 06.08.2016).
2. Природные ресурсы Арктики. Справка [Электронный ресурс] // Сетевое издание "РИА Новости" 2010 URL: http://ria.ru/arctic_spravka/20100415/220120223.html (дата обращения: 05.08.2016).
3. Попутные нефтяные газы. Справка [Электронный ресурс] // Сетевое издание "РИА Новости" 2010 URL: <http://ria.ru/economy/20100201/206673791.html> (дата обращения: 05.08.2016).
4. Нефть и газ Арктики [Электронный ресурс] // независимое российское информационно-аналитическое сетевое издание PRO-ARCTIC 2008 URL: <http://pro-arctic.ru/28/05/2013/resources/3516> (дата обращения: 05.08.2016).
5. Egorova, M. S. Global Trends of "Green" Economy Development as a Factor for Improvement of Economical and Social Prosperity [Electronic resource] / M. S. Egorova, M. V. Pluzhnik, P. Glik // Procedia - Social and Behavioral Sciences. —

2015. — Vol. 166: Proceedings of The International Conference on Research Paradigms Transformation in Social Sciences 2014 (RPTSS-2014), 16–18 October 2014, Tomsk, Russia. - [P. 194-198]. - Title screen: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877042814066476> (дата обращения: 05.08.2016).

ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ АРКТИКИ

Соломатин В.П., Казак Д.В.

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

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

По оценке Международного энергетического агентства, в 2010-2030 гг. мировом энергетическом балансе по-прежнему будут доминировать углеводороды, в частности, доля нефти сохранится практически на прежнем уровне (35%), а доля газа возрастет с 21% до 25% [2]. Но вследствие спада уровня добычи нефти и газа по континентальным месторождениям в последние годы возникает вопрос: «Что делать дальше?» Вот тут-то мы и начинаем думать про Арктику.

Современная арктическая зона РФ относится к стратегическим регионам страны с колоссальным природно-ресурсным потенциалом. Эксперты геологической службы США (USGS) считают, что в Арктике находится пятая часть неисследованных извлекаемых запасов нефти и природного газа. Потенциальные запасы нефти в этом регионе — 90 млрд баррелей газа — 47,3 трлн куб. м, газового конденсата — 44 млрд баррелей. Всего в Арктике, по оценкам USGS, находится до 13% еще неоткрытых мировых запасов нефти и до 30 % — газа [4].

Работа по освоению арктического шельфа России только начинается. Именно это обстоятельство позволяет выполнить эту работу с максимальным эффектом для российского общества в целом. Однако существует ряд особенностей, в значительной степени осложняющих разработку:

- Сегодня нефтегазовые проекты, реализуемые на арктическом шельфе, существенным образом отличаются друг от друга в технологическом плане, что обусловлено различными природно-климатическими условиями тех регионов, в которых они находятся. Это приводит к необходимости разработки новых технологий и поиска соответствующих технических решений практически под каждый конкретный проект, что увеличивает время реализации и стоимость проектов.
- Количество объектов наземной инфраструктуры (ремонтные базы, базы снабжения и аварийно-спасательные центры), необходимой для обеспечения морских операций, связанных с нефтегазовой деятельностью, крайне ограничено. Кроме того, мощности и конфигурация действующих в регионе трубопроводных систем и портов (терминалов) ограничивают возможности по доставке новых объемов углеводородов потребителям за пределами Арктики.
- Высокая степень зависимости от «западных» оборудования и услуг, необходимых для реализации шельфовых проектов в Арктике. В условиях санкций по отношению к нашему государству эта проблема встает особенно остро.

- Степень изученности и освоенности данных ресурсов в приарктических государствах остается крайне низкой. В настоящее время на континентальном шельфе США, Норвегии и России в Арктике реализуются лишь единичные проекты [1].
- Низкие температуры, паковые льды и айсберги – отличительные особенности природно-климатических условий региона. Климатические условия региона и неопределённость тенденций их изменения, которые во многом сужают временные возможности проведения буровых и иных работ, а также предъявляют дополнительные требования к оборудованию и персоналу [3].
- Экологические последствия, связанные с причинением ущерба окружающей среде. Очевидно, что любая антропогенная активность в Арктике должна минимальным образом воздействовать на арктическую экосистему, не нанося ей существенного вреда.
- Экономические аспекты, связанные как с неопределенностью рыночной стоимости нефти и газа, так и с наличием соответствующего оборудования и технологий для работы в экстремальных условиях.

Освоение шельфа Арктики – важнейшая геостратегическая задача РФ. Реализация столь широкомасштабного проекта требует целый комплекс мер по разрешению этой задачи. Работа по этим направлениям в настоящее время ведется, но носит по большей части фрагментарный и несистемный характер. В связи с этим возрастает актуальность укрепления сотрудничества приарктических государств и заинтересованных нефтегазовых компаний в выработке совместных подходов по обозначенному кругу вопросов [3]. В этих условиях возрастет роль государства в создании экономически привлекательных условий функционирования нефтегазового комплекса страны. Государство должно выступать в роли системного координатора развития как экономики страны в целом, так и ее энергетического сектора.

Перенос международной напряженности в Арктику в совокупности с сохранением санкционной политики будет способствовать рассмотрению Российской Федерацией вопроса о привлечении к сотрудничеству внерегиональных государств, прежде всего из Азии. В этих условиях международное сотрудничество в арктическом регионе может быть серьезно переформатировано, а объем заказов у западных производителей оборудования для разработки арктического шельфа существенно снижен.

Литература

1. Бондаренко Л. А., Аполонский А. О., Цуневский А. Я. Арктическая зона России. Углеводородные ресурсы: проблемы и пути решения. М.: ИАЦ «Энергия», 2009. – 120 с.
2. Додин Д.А. Минерально-сырьевые ресурсы Арктики. М.: Геоинформмарк, 2005. – 176 с
3. Додин Д. А. Устойчивое развитие Арктики (проблемы и перспективы). – СПб.: Наука, 2005. 283 с.
4. Оценки углеводородных запасов Арктики [Электронный-ресурс]. – Режим доступа: https://www.gazeta.ru/science/2012/05/26_a_4602393.shtml (дата обращения: 26.05.2012).

ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

К.Р. Таман, И.Р. Шахвердиева

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

В пределах Арктики расположено несколько территорий, континентальных шельфов и восемь исключительно богатых экономических зон. К ним относятся: Россия, Канада, США (Аляска), Норвегия, Дания (Фарерские острова и Гренландия), Финляндия, Швеция и Исландия. Россия относится к крупнейшему арктическому государству, которое имеет самую максимальную протяженность морских границ и обширные осваиваемые территории за полярным кругом по сравнению с другими странами. Область перехода от континентальной Евразии к глубоководной части Северного Ледовитого океана выделяется в качестве арктической континентальной окраины. Географически она охватывает шельфовые области, включающие значительные площади мелководий морей, прилегающие приморские низменности, а также арктические острова и архипелаги. Арктика относящаяся к России, содержит чрезвычайно богатые полезные ископаемые, и их роль в общей базе минеральных и топливно-энергетических ресурсов страны настолько огромна, что в дальнейшем будущем Россия будет не способна успешно развиваться и существовать без их регулярного освоения. Минерально-сырьевая база Арктики состоит из двух основных групп полезных ископаемых: твердые полезные ископаемые (ТПИ), содержащие группу твердых горючих полезных ископаемых, а так же углеводороды (нефть, газ, конденсат) — это главная часть в ресурсно-экономическом отношении. [2]

Журнал «Science» в 2009 году опубликовал исследование, которое было посвящено природным богатствам в Арктике. Исследовательская группа считает, что нефть залегает подо льдами и насчитывает порядка 83 миллиардов баррелей нефти – это приходится на 10 миллиардов тонн, что составляет 13% от мировых запасов, которые еще неразведаны. Природный газ, по мнению ученых, составляет приблизительно 1550 триллион кубометров. Наибольшая часть неразведанных запасов черного золота залегает неподалеку от берегов Аляски, а наибольшая часть запасов природного газа Арктики находятся у берегов России. Также ученые обратили внимание, что наибольшая часть ресурсов залегает на глубине менее 500 м.

В Арктической зоне сконцентрирована основная доля добычи природного газа - 91 % (от общероссийских разведанных запасов), из них газа промышленных категорий - 80 %. Среди крупных российских месторождений — газовые гиганты и сверхгиганты — Ленинградское, Русановское, Штокмановское, и остальные - в западной Арктике. Более 200 нефтегазоперспективных объектов были выявлены в Печорском, Карском и Баренцевом морях. Кроме того, были открыты несколько десятков месторождений на шельфах:

- Баренцева моря (включая Печорское) расположено 11 месторождений: четыре нефтяных месторождения (Варандей-море, Приразломное, Медыньское-море, Долгинское), одно нефтегазоконденсатное месторождение (Северо-Гуляевское), три газоконденсатных месторождения (Поморское, Ледовое, Штокмановское), три газовых месторождения (Лудловское, Северо-Кильдинское, Мурманское);
- Карского моря (включая в Обской и Тазовской губах): два нефтегазоконденсатных месторождения (Юрхаровское, Салекаптское), два

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

газоконденсатных месторождения (Русановское, Ленинградское), семь газовых месторождений (Каменномысское-море, Обское, Тота-Яхинское, Антипаютинское, Семаковское, Гугорьяхинское, Северо-Каменномысское);

- Охотского моря – в сумме восемь месторождений (Северный купол): это пять нефтегазоконденсатных (Лунское, Одопту-море, Пильтун-Астохское, Чайво, Аркутун-Дагинское), одно газоконденсатное месторождение (Кириновское), одно газовое месторождение (Венинское).

В зонах Арктики часть запасов России других полезных ископаемых, сосредоточенных на арктическом побережье, указана в таблице 1.

Таблица 1

*Запасы полезных ископаемых в российском арктическом регионе
(в %-ом отношении относительно общих запасов на территории России)*

Золото	40%
Марганец, Хром	90%
Платиновый металл	47%
Коренные алмазы, Вермикулита	100%
Угль, Никель, Кобальт	90 %
Сурьма, Олово, Вольфрам, Ртуть, Апатиты	50%
Флогопиты	60-90%

Главным оборонным, геополитическим и социально-экономическим значением является необходимость освоения акваторий и территорий за полярным кругом России.

Анализ о состоянии минерально-сырьевой базы высших широт России показал, что геологическая и ресурсная изученность регионов Арктики недостаточна для глобального использования минерально-сырьевого потенциала в хозяйственной деятельности страны. Анализ показал, что ценность минерального сырья в Арктике и ее регионах переходит границу в 30 трлн долларов, из них 70% от данной суммы приходится на энергоносители.

Общей стоимостью разведанных на сегодня запасов является сумма 1,5-2 трлн долларов. Шельфовая область является менее изученной — арктические окраинно-материковые седиментационные бассейны, охватывают часть Северного Ледовитого океана (до континентального склона — площадь примерно 4 млн км²) с архипелагами и островами, также плохо изучены приморские низменности — области развития кайнозойского палеошельфа. Их обследование явно недостаточно. Место Арктики в общем балансе минеральных, в первую очередь топливно-энергетических ресурсов России крайне высока.

Специфика зон Арктики с ее крупными запасами минеральных и углеводородных ресурсов имеет большое значение для будущего экономического развития России и ее геополитической значимости в мире.

Литература

1. Андреев Н.П. Российская Арктика как объект исследования // Арктика и Север, 2014. — № 14. — С. 35—51. (дата обращения: 30.03.2014).
URL: http://narfu.ru/aan/article_index_years.php?SECTION_ID=6041

2. Арктика: история и перспективы развития // сборник материалов XVII Соловецкого форума. Архангельск, 2012 — С.350.

ВКЛАД КЫРГЫЗСКОГО УЧЁНОГО А.А. АЙДАРАЛИЕВА В ИССЛЕДОВАНИЕ АНТАРКТИДЫ

Н.А. Токтомушов, К.А. Абдрасулов, В.А. Пономарёв

*Юргинский технологический институт (филиал) Национального
исследовательского Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия*

Как всем известно, неизведанные глубины планеты Земля всегда притягивали к себе своей мистической загадочностью исследователей и учёных всех времён и народов. Так, одним из самых неизвестных и наименее изученных регионов Земли считается её Южный полюс – Антарктида. Антарктика является наиболее важными для освоения территориями, потому что они ещё недостаточно изучены. Исследования и открытия, проведённые на этом континенте, только оставляют за собой ещё больше вопросов. Но что неизвестного и неизученного может быть на территории, почти полностью покрытой вечным льдом?

Почти девять месяцев продолжается антарктическая зима. В сознании не укладывалось, никак не верилось, что всё это время огромный континент неприступен, со всех сторон охвачен льдами с вмёрзшими в его гранитный изумруд айсбергами, ураганными ветрами и метелями, что ни кораблю, ни самолёту в это время нет к нему путей-дорог. Это слова великого учёного А.А. Айдаралиева.

Айдаралиев Асылбек Акматбекович родился в 9 апреля 1941 года в г. Пржевальске Иссык-Кульской области. Национальность: кыргыз, гражданин Кыргызской Республики. Президент Учебно-научно-производственного комплекса «Международный университет Кыргызстана», Президент Международного университета Кыргызстана, Академик Национальной академии наук Кыргызской Республики.

Учёный в области психологии, физиологии и философии давно определил, что нет границ в возможностях и в масштабе познания у человека. Оказывается, человеку свойственно быть в постоянном поиске и находить глубины тех вещей, которые до сегодняшнего дня не были известны всем. Но есть среди поиска и темы познаний у уникального индивида – путь проникновения, который умом непостижим, трудно даже представить, когда знакомишься с результатами проведённого исследования! Увы, это дано лишь некоторым особенным людям – это дар, который может проникнуть в сущность высоты Вселенной или в глубины Земли, невидимый взором обыкновенных людей. Одним из главных исследований А.А. Айдаралиева стала Антарктида.

Целью его исследований было апробирование экспресс-метода прогноза работоспособности и оценки гипоксической устойчивости человека, направляющегося в условия высокогорья различных климатических регионов, оценка и коррекция функционального состояния организма полярников.

Антарктида привлекает своими айсбергами, ураганными ветрами и метелями. Антарктида – эта материк льда. Одна из величайших загадок – это оледенение нашей планеты. История существования Антарктиды насчитывает около 1840 миллионов лет. Но на первый взгляд Антарктида кажется безжизненной, холодной и равнодушной. Американский исследователь Антарктиды Р. Берд называет ее спящей принцессой, закованной в голубое. Эта земля – зловещая и прекрасная, она

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

покоится в своей морозной дремоте, в складках мантии снега, светящегося аметистами и изумрудами льдов.

После того как А.А. Айдаралиев вернулся из Антарктиды он написал книгу, где ясно и чётко описал этот континент. Впоследствии он долго находился под впечатлением антарктического настроения. Её вкус, запах, голос тишины, абсолютный философский покой Земли, изумрудная красота снежных гор, кристаллическое сверкание снежинок долго оставались перед его глазами. А также киты и тюлени. Пингвины принимают полярников как дорогих гостей, не боясь их, приближаются к ним. Как удивительно пингвины играют в воде, их походка напоминает походку маленького ребёнка, стремящегося идти вперёд. Изучение жизни пингвинов, которые в такой суровой природе откладывают яйца, размножаются и оберегают своих детей, пробуждают у нас удивительное чувство гуманизма. Как превосходны законы природы – пингвины приспособлены к жизни в таком холоде. Жизнь пингвинов ещё раз доказывает нам, людям, что испытания и трудности природы переносят те существа, которые подготовлены к таким трудностям! Ведь не всем удастся поехать в Антарктиду и провести многие суровые дни, провести экспедицию и описать её.

А.А. Айдаралиев изложил в книге результаты научных исследований по отбору и коррекции функционального состояния организма полярников, направляемых на станцию «Восток». Автор доказывает, что антарктические экспедиции выявляют причины возникновения подверженности горным болезням. Он конкретно описывает горные болезни и подчёркивает происхождение внутренних изменений в организме человека, находящегося в полярных условиях, предлагает пути разрешения и лечение подобных болезней.

Таким образом, итогом исследований стало внедрение метода отбора полярников и методической рекомендации «Организация и оказание медицинской помощи в условиях внутриконтинентальной Антарктиды».

А.А. Айдаралиев называет Антарктиду «чемпионом холода». Антарктида – уникальный регион, там совокупность природно-климатических факторов практически не поддаётся моделированию ни в каких других условиях. Следовательно, исследователи стремятся изучить фундаментальные механизмы адаптации и приспособления организма к суперэкстремальным условиям этой среды обитания. Там почти не бывает дождей, снежинки и ледяные кристаллики выпадают в виде осадков. На шестом континенте учёные выделяют три высотных пояса: нижний – до нескольких сот метров, он включает побережья и шельфовые ледники; средний – до 3000 метров – включает ледниковый склон, горные хребты, там встречаются водоросли, лишайники, членистоногие и редко птицы; верхний пояс – это область вечного льда. Летом, отмечает автор, температура поверхности Антарктиды достигает –30 градусов, и нагреваются прилегающие слои. Несколько месяцев длится «летний день». Формально – летние месяцы декабрь, январь, февраль, зимние июнь, июль, август. Реально – на побережье в разгар лета температура иногда даже повышается до положительных значений, в глубине же континента – вечный мороз...

19 ноября 2009 года в агентстве «КАБАР» состоялась презентация книги академика НАН, президента Учебно-научно-производственного комплекса «Международный университет Кыргызстана» А.А. Айдаралиева «Антарктида, далёкая и близкая». Научно-познавательная ценность этой книги для кыргызских читателей предопределена тем, что впервые они увидят Антарктиду глазами кыргызского учёного. Прочитав книгу, читатель невольно представляет холодный и

суровый климат Антарктиды. Но те, кто вместе с автором побывал в этом далёком месте, создал там «жизненный уют», их шаги и проведённые исследования оставили в глубинах льда и вечного кристально снежного мороза отпечатки гуманности. Антарктида может стать местом для обитания человека и его любви.

Литература

1. Айдаралиев А.А. О некоторых проблемах освоения Антарктиды // Биол. пробл. Севера: Тез. докл. IX симп. – Сыктывкар, 1981. – Ч. 2. – С. 126.
2. Айдаралиев А.А., Максимов А.Л. Адаптационная прогностическая характеристика лиц с различным уровнем гипоксической устойчивости в условиях высокогорья Антарктиды // Тр. сов. антаркт. экспед., 1984. – Т. 79. – С. 119 – 124.
3. Айдаралиев А.А., Максимов А.Л. Адаптация человека к экстремальным условиям: Опыт прогнозирования. – Л.: Наука, 1988. – 126 с.
4. Айдаралиев А.А., Максимов А.Л., Алдашева А.А. и др. Прогнозирование гипоксической устойчивости полярников высокогорья Антарктиды // Оценка и прогнозирование функциональных состояний в физиологии: Тез. докл. I Всесоюз. симп. – Фрунзе, 1980. – С. 170 – 172.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

А.С. Трушко

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

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

Достаточно давно стало известно, что Арктика обладает колоссальными запасами углеводородов, однако всерьез об их разработке задумались совсем недавно. Это стало возможным благодаря совершенствованию и развитию новых технологий и программ развития северных территорий, ведь одними из главных сложностей Арктики были и остаются слабая (или полное отсутствие) инфраструктура и суровые климатические условия.

Освоение Арктического шельфа для Российской Федерации стало национальным проектом развития. В ситуации, когда основные крупные месторождения уже разведаны и находятся на стадии падающей добычи, практически нетронутая и пока слабо изученная огромная территория российского Арктического шельфа привлекает к себе все больше внимания, как государства, так и нефтегазовых компаний [2].

Россия располагает самой большой в мире территорией континентального шельфа, который имеет площадь 6,3 млн кв. км. Наиболее перспективными минерально-сырьевыми зонами являются арктические шельфы. В настоящее время в Арктике обнаружено около 60 крупных месторождений углеводородов, из них 43 расположены на территории Российской Федерации. Согласно данным Управления энергетической информации США (EIA), в Арктике может находиться до 412 млрд. баррелей (57,7 млрд. тонн) нефтяного эквивалента, что составляет около 22% мировых запасов углеводородов. Причем 78% этих ресурсов – природный газ, большая часть которого находится на российской территории Арктики [5].

По современным представлениям геологов, наибольшие запасы сосредоточены в Баренцевом и Карском морях. Но списывать со счетов остальную

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

Арктику не стоит – из-за большей удаленности она просто хуже изучена. Наличие значимых ресурсов предполагается на шельфе всех российских арктических морей. К очень перспективным районам Арктический нефтегазоносный бассейн был отнесен еще в середине 80-х годов прошлого века, благодаря выдающемуся советскому исследователю геологии Арктики и Северного Ледовитого океана Игорю Грамбергу. Академик И. Грамберг выдвинул концепцию, согласно которой существует четкая зависимость между молодостью океана и углеводородным богатством его шельфа. Причем зависимость обратная: чем моложе океан, тем масштабнее нефтегазоносные территории на его окраинах. Это связано с тем, что океаны в ранней стадии развития не только «выращивают» собственные осадочные бассейны, но еще и наследуют их от предыдущих этапов тектонического развития. Древние же океаны, наоборот, в силу своего возраста, успевают утратить осадочные бассейны предыдущих этапов формирования, а вновь образованные оказываются слишком молоды, чтобы содержать крупные ресурсы углеводородов. Начальные углеводородные ресурсы Северного Ледовитого океана, являющегося самым молодым, оцениваются в 90-250 млрд. тонн н. э. Для сравнения: вся добыча России в 2014 году составила 534 млн. тонн н. э [1].

В настоящее время на российском арктическом шельфе существует только один действующий проект по добыче нефти. Это Приразломное месторождение в Печорском море. Месторождение было открыто ещё в 1989 году и обладает более 70 млн. тонн извлекаемых запасов нефти. Нефть нового российского сорта получила название Arctic Oil (ARCO), и первые её поставки с Приразломного месторождения состоялись в апреле 2014 года. В общей сложности с платформы «Приразломная» в 2014 году четырьмя танкерами было отгружено около 300 тыс. тонн нефти. Приразломное – уникальный российский проект по добыче углеводородов на Арктике. Для его освоения создана специальная морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная». Платформа позволяет выполнять все технологические операции – бурение скважин, добычу, хранение, отгрузку нефти на танкеры и т. д [3].

Одной из главных проблем освоения арктического шельфа является не столько отсутствие необходимой инфраструктуры или технологических сложностей добычи и обустройства, сколько текущая обстановка на рынке мировых цен на энергоносители [4]. Сейчас цена нефти сорта Brent колеблется около отметок в 45-50 долларов за баррель, в то время как российские арктические проекты ориентированы на стоимость 100 долларов за баррель, что в данной ситуации является экономически не выгодным. Однако цены на нефть и санкции могут отодвинуть сроки ввода арктических шельфовых месторождений в разработку, но не остановить их реализацию полностью. Уже на 2017 год у «Роснефти» и «Газпрома» запланировано продолжение исследовательских работ на территории шельфа, исходя из текущих цен на энергоносители.

Освоение арктического шельфа – уже не является чем-то далёким, помимо роста мировых цен на нефть и вовлечения в процесс добычи новых российских и зарубежных нефтегазовых компаний, важным толчком в освоении Арктики будет являться грамотная и продуманная государственная программа по стимулированию и созданию необходимых условий для инвестирования. Обеспечение гарантий защиты вложенных средств в геологоразведку, налоговые льготы и специальные условия сделают проекты на шельфе более привлекательными и менее рискованными.

В условиях отсутствия новых крупных месторождений в последние годы, исследование и освоение Арктического шельфа становится уже необходимостью, не секрет, что разведанных запасов нефти России хватит на 25-30 лет, и над обеспечением новых ресурсов нужно думать уже сейчас. Арктический шельф обладает большими запасами нефти и газа высокого качества, а новая налоговая политики и послабления, принятые государством в последние годы, постепенно делают Арктику все более привлекательной для нефтегазовых компаний.

Литература

1. Журнал «Сибирская нефть», приложение «Нефть. Просто о сложном.» // Газпром нефть. 2015. № 123 (июл). С. 20 – 23.
2. Зонн И.С., Жильцов С.С. Арктическая гонка. Захватить и разбурить. – М.: Изд-во Восточная книга, 2013. 264 с.
3. Континентальный шельф России // Википедия. Дата обновления: 26.09.2015. [Электронный ресурс]. URL: <http://ru.wikipedia.org/?oldid=73564108>
4. Конторович А.Э. Нефть и газ российской Арктики: история освоения в XX веке, ресурсы, стратегия на XXI век // Наука из первых рук, 2015. – № 1(61). Международная компания «Гидромех Морские Решения». [Электронный ресурс]. URL: http://www.hydronec-ms.ru/articles/osvoenie_arkticheskogo_shelfa/.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ НОРВЕГИИ

Е.В. Угай

Научный руководитель ассистент Е.Н. Осипова

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

Норвегия занимает западную и северную части Скандинавского полуострова. Территория – 324 тыс. км²; вместе с архипелагом Шпицберген, островами Ян-Майен, Буве и другими – 387 тыс. км² [1].

Норвегия имеет протяжённую береговую линию, выходящую на акватории трёх морей: Северного, Норвежского, Баренцева – двух океанов. Континентальный шельф Норвегии покрыт многокилометровыми слоями осадочных отложений от триасового до четвертичного периодов. Эти отложения содержат значительные ресурсы углеводородов [2].

Геологическая изученность норвежского сектора Северного моря составляет 3,5 м поисково-разведочного бурения на 1 км² и 1,1 м на 1 км³ осадочного выполнения [4]. В других акваториях поисково-разведочное бурение пока не начато. В Норвежском море проведен обширный комплекс геофизических исследований – аэромагнитная и набортная гравиметрическая съемки, сейсморазведка (метод отраженных волн и метод преломленных волн). В северной части акватории пробурено шесть глубоководных скважин по Международной программе морского глубоководного бурения (с судна «Гломар Челленджер»). В Лофотенской котловине проведен лишь комплекс гравимагнитных исследований и сейсморазведка (метод преломленных волн).

Большая часть Скандинавского полуострова в пределах Норвегии занята складчатыми сооружениями каледонид. Лишь в небольшой части юга Норвегии и на крайнем северо-востоке фиксируются части заходящего сюда Южно-Скандинавского блока Балтийского щита.

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

Скандинавская складчатая каледонская система имеет сложное покровное строение. Крупные осадочные бассейны, которые могут рассматриваться в качестве нефтегазоносных, получают развитие лишь на подводном погружении каледонских складчатых сооружений.

Добыча нефти и газа в Норвегии ведется из морских месторождений норвежского сектора Северного моря, являющегося частью Центральноевропейского нефтегазоносного бассейна [4]. К Норвегии относится северо-восточная часть Североморской синеклизы. В ее строении принимают участие отложения нижнего квазиплатформенного (палеозойского) структурного этажа и комплекс платформенных образований верхней перми, мезозоя и кайнозоя. Отложения нижнего структурного этажа (нижняя пермь), газоносные в южных частях синеклизы, в норвежском секторе залегают на глубинах свыше 7 км и в настоящее время практически недостижимы для бурения в условиях моря. Комплекс верхнепермских отложений представлен в соленосных фациях, карбонатные отложения верхней перми в пределах сектора отсутствуют. Для строения мезозойско-кайнозойского разреза характерны узкие меридионально вытянутые впадины (троги) грабенообразного строения, в их пределах резко увеличиваются мощности отложений (юрских, меловых и кайнозойских). В норвежском секторе расположена восточная часть трога (грабена) Вайкинг и большая часть Центрального грабена. В этих грабенах сосредоточены все открытые месторождения – 26 (18 нефтяных и 8 газовых). Продуктивны песчаные коллекторы среднеюрского возраста (крупнейшее в акваторий Северного моря нефтяное месторождение Статфьорд), песчаные горизонты эоцена (группа газовых и газоконденсатных месторождений Фригт) и мелоподобные известняки датского яруса (группа нефтяных месторождений Экофиск). Перспективы открытия новых нефтяных и газовых месторождений в норвежском секторе Северного моря связываются с дальнейшей разведкой юрских отложений в грабене Вайкинг и с разведкой датских мелоподобных известняков и среднеюрских отложений в Центральном грабене.

Кроме Центральноевропейского нефтегазоносного бассейна в территориальных водах Норвегии (Норвежского моря и южной части Северного Ледовитого океана) располагаются два потенциально нефтегазоносных бассейна — Норвежскоморской и Лофотенский. Первый представляет собой впадину в системе складчатых каледонских сооружений, второй находится в области сочленения каледонид и древней докембрийской Баренцевоморской платформы. Оба бассейна занимают не только область континентального шельфа, но и простираются на континентальный склон, подножие и абиссальную часть Северного Ледовитого океана [5]. По результатам сейсморазведки, мощность осадочной толщи в Норвежскоморском бассейне более 9 км, в Лофотенском – 4–5 км. Судя по данным геофизических исследований в геологическом строении акватории Норвежского моря много общего с Северным морем. Столь высоко оцениваются и перспективы нефтегазоносности Норвежского моря. По аналогии с Североморской синеклизой в отложениях нижнепермского комплекса можно ожидать открытие газовых, в отложениях мезозоя и кайнозоя – нефтяных месторождений.

К норвежским владениям относится также северная часть Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна, примыкающая к островам архипелага Шпицберген. Мощность осадочных отложений в норвежской части бассейна превышает 5 км. Эта часть бассейна также рассматривается в качестве перспективной для поисков нефтяных и газовых месторождений.

По ресурсам нефти и газа норвежские бассейны могут быть отнесены к категории крупных с высокой концентрацией ресурсов. Степень разведанности ресурсов нефти более 34 %, ресурсов газа – 30,9 % [3].

Литература

1. Виноградова О. Делать ли из России Норвегию? // Нефтегазовая вертикаль, 2002. – №14. – С. 17 – 20.
2. Естренг В. Проблемы континентального шельфа в восточной части Северного Ледовитого океана. Последствия третьей конференции ООН по морскому праву. // Труды XII ежегодного собрания Института морского права в Гааге 23–26 октября 1978 г. – Архив ИМЭМО РАН.
3. Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа. – М.: Наука, 1983. – Т. 2. – 319 с.
4. Международные условия развития морской горной промышленности в Атлантическом океане // Атлантический океан. – М.: ИМЭМО, 1985. – Т. 2. – С. 5 – 84.
5. Трофимов В. Кому принадлежит Арктика? // Независимая газета, 29.04.1995.

**Секция 3
РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ,
ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ И АТМОСФЕРЫ
АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

**ВЛИЯНИЕ АРКТИЧЕСКИХ ЛЬДОВ НА ПЛАНЕТУ ЗЕМЛЯ.
ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ ТАЯНИЯ ЛЬДОВ АРКТИКИ**

М.Е. Давыдова, А.А. Туркин

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

Ледники – массы природного наземного льда атмосферного происхождения, возникающие в результате взаимодействия рельефа и климата. Возникнув, ледники сами создают благоприятные условия для своего дальнейшего существования.

Льды Арктики играют одну из главных ролей в климатической системе планеты. С одной стороны, ледяной покров – индикатор глобального потепления, с иной – процессы, происходящие в Северном Ледовитом океане, воздействуют на экологию всей планеты. В настоящее время климат Арктики подвергается существенным изменениям, таким как повышение температуры, уменьшение площади и толщины льда, таяние Гренландского ледяного щита. Скорость таяния ледников Гренландии составляет на сегодняшний день около 15 километров в год. Ожидается, что к концу столетия Северный Ледовитый океан начнет освобождаться ото льда в летний период. Также в результате таяния вечной мерзлоты будут высвобождаться большие объемы метана. Очевидно, что проблема потепления в Арктике – серьезный вопрос.

Основной причиной таяния арктических льдов является глобальное потепление климата, спровоцированное «парниковым эффектом». В результате накапливания в более высоких слоях атмосферы парниковых газов – прежде всего двуокиси углерода (CO₂), метана и озона – часть излучаемого Землей тепла не уходит в космос, а аккумулируется на поверхности планеты. «Парниковый эффект», напрямую связан с деятельностью человека. Двуокись углерода, попавшая в атмосферу вследствие природных процессов, имеет отличия от CO₂, выделяемого при сжигании ископаемого горючего.

Кроме того, причиной таяния льдов является также то, что воздух в Арктике первоначально обладает более низкой температурой и меньшей влажностью, поэтому он не смешивается с более легким воздухом в верхних слоях атмосферы, сохраняя теплый воздух сосредоточенным у поверхности. Льды в Арктике тают, освобождая воду и почву, при этом отражающая способность Арктики уменьшается, вызывая более сильное нагревания поверхности и еще большее таяние льдов.

Многие люди осознают, что человечество уничтожает льды Арктики при помощи глобального потепления и других факторов, но мало кто задумывается об обратной стороне медали. Какую роль ледники играют для нас?

Арктика управляет погодными условиями Земли в целом. Океаны и воздух Земли работают как тепловые двигатели, перенося тепло к холодным полюсам в тяге к постоянному равновесию. Более медленный способ происходит под водой, где океанские течения переносят тепло по всемирному «конвейеру» в процессе под

названием «термогалинная циркуляция». Используя региональные различия в теплоте и солености, этот вид циркуляции руководит погодой на суше и в море.

Каким бы ледяным ни был Северный Ледовитый океан, он теплее зимнего воздуха. Морской лед служит изоляцией среди этих поверхностей, ограничивая объемы тепла, испускаемые океаном. Но через тонкий морской лед имеет возможность просачиваться не только лишь тепло. Арктическая тундра и морские донные отложения содержат огромные залежи метана в замерзшем состоянии. Таяние и высвобождение парникового газа несет в себе опасность климатического бедствия.

Возрастание температуры подталкивает самого большого наземного млекопитающего хищника Земли, белого медведя, к поеданию сородичей. Моря Арктики покрываются льдом к декабрю, до этого времени медведи не могут охотиться на морских котиков с дрейфующих льдин. Чтобы выжить, они вынуждены поедать собственных детенышей. Белые медведи стали настоящим символом климатических изменений.

Помимо животных также страдают люди, которые промышляют охотой. Ухудшение состояния морского льда может затруднить и сделать небезопасным преследование добычи. Охотники вынуждены ожидать формирования льда.

Одновременно отступающий лед открывает новые возможности для добычи полезных ископаемых. Арктический шельф обещает перспективы для нефтяных, газовых и транспортных компаний. Но данная деятельность вызывает экологические риски, такие как гибель китов от ударов об судна, разливы нефти, ведущие к гибели тех же китов, тюленей, полярных медведей, птиц и рыб. Также деятельности могут мешать штормы и волны, вызванные уменьшением уровня морского льда. Убрать разливы нефти в Арктике крайне сложно, так как нет в мире эффективных методов уборки нефтепродуктов во льдах.

Подводя итог, можно сказать, что изучение ледяного покрова Арктики важно для прогнозирования погодных условий, необходимо продолжать следить за климатическими изменениями нашей планеты. Арктика – «кухня погоды», играющая главную роль в процессах изменения и формирования климата.

СОВРЕМЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Ю.А. Моисеева

Научный руководитель профессор О.Г. Савичев

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

Потепление климата в России отмечается преимущественно с середины 60-х годов 20 века. Повышение температуры воздуха оказывает влияние на состояние почвогрунтов в зоне многолетней мерзлоты на территории России [4], которая занимает более 65 % территории страны и охватывает значительную часть Сибири и Дальнего Востока. В пределах криолитозоны России сосредоточено более 30 % разведанных запасов всей нефти страны, около 60 % природного газа. Здесь располагается нефтегазопромысловые объекты и проходят магистральные нефте- и газопроводы протяженностью в тысячи километров [4].

Повышение температуры воздуха, которое наблюдается в различные сезоны года на большей части территории России, изменение характеристик снежного и растительного покрова, увеличение экстремальности климата, несомненно,

СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

оказывает влияние на состояние почвогрунтов в зоне многолетней мерзлоты Севера Западной Сибири, что может оказать влияние на термическое состояние пород, изменяя их прочностные свойства, приводя к изменением интенсивности экзогенных процессов и негативными последствиями для инфраструктуры промышленных и гражданских объектов.

На территории севера России многими учеными [2,4,6] выявлены изменения некоторых параметров метеорологических величин в различные периоды времени, но не позднее 2005 года. Поэтому целью работы было исследование современных (1980-2014 гг.) изменений характеристик климата, непосредственно влияющих на термическое состояние почвогрунтов в районах распространения многолетней мерзлоты Севера Западной Сибири.

Для исследования многолетних изменений характеристик метеорологических величин материалом исследований послужили специализированные массивы данных 19 метеостанций Севера Западной Сибири за период с 1980 по 2014 гг. Анализ многолетних изменений как месячных, так и суточных данных продолжительности солнечного сияния, температуры воздуха, суммы атмосферных осадков, температуры почвогрунтов на глубинах 160 и 320 см и высоты снежного покрова [3] включал в себя проверку нулевых гипотез об однородности рядов наблюдений с помощью критериев Стьюдента и Аббе [1], о случайности и наличия тренда с помощью критерия Питмена и критерия инверсий, соответственно [5].

Проведенный анализ, основанный на инструментальных данных за последние 35 лет, позволил выявить изменения характеристик метеорологических величин (температуры воздуха и почвогрунтов, продолжительности солнечного сияния суммы атмосферных осадков и высоты снежного покрова), являющиеся быстроизменяющимися и приоритетными при проведении мониторинга криолитозоны. В результате наблюдается увеличение величин суммы продолжительности солнечного сияния (от 5 до 50 часов за многолетний период) преимущественно в холодное время года на всей территории и уменьшение величин в августе и ноябре месяцах в восточной части области исследования. Выявлено увеличение температуры воздуха в мае и июне в среднем на $0,8\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{год}$ преимущественно на всех точках исследования, кроме территории побережья Обской губы (изменений не выявлено). Так же наблюдается увеличение температуры почвогрунтов на глубине 160 см преимущественно с октября месяца по январь в западной части района исследования и в восточной ($+0,02\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{год}$), на глубине 320 см увеличение составляет в среднем на $0,01\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{год}$. Статистически значимый тренд выявлен для рядов суммы атмосферных осадков и направлен на увеличение в марте, октябре и ноябре в среднем на 22-25 мм за 35 лет, а на уменьшение в декабре (23 мм). Увеличение высоты снежного покрова (до 86 мм/10 лет) происходит в холодный период времени зонально, а в западной части района изменений не выявлено.

Характер трендов многолетнего изменения температуры почвогрунтов в районах многолетней мерзлоты определяются не только изменениями температуры воздуха, но и во многом определяется изменением характеристик снежного покрова, поскольку он является хорошим теплоизолятором. Так как влияние высоты снежного покрова на температуру почвогрунтов прослеживается почти на всей территории многолетней мерзлоты, выявленное увеличение высоты снежного покрова в холодный период времени и увеличение температуры воздуха в теплый период может оказать влияние на температуру почвогрунтов в целом на протяжении всего периода исследований.

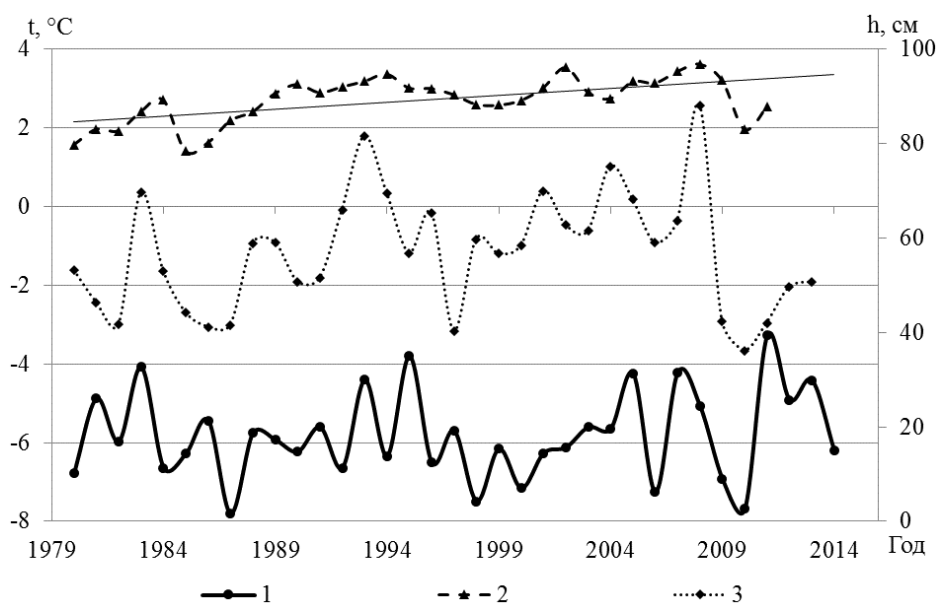


Рис. Многолетние изменения среднегодовой температуры воздуха (1), температуры почвогрунтов на глубине 320 см (2) и высоты снежного покрова (3), на м/с Туруханск, 1980–2014 гг.

Литература

1. Бендат Дж., Пирсол А. Прикладной анализ случайных данных: Пер. с англ. – М.: Мир, 1989. – 540 с.
2. Израэль Ю.А., Павлов А.В. Анохин Ю.А., Мяч Л.Т., Шерстюков А.Б., Статистические оценки изменения элементов климата в районах вечной мерзлоты на территории Российской Федерации // Метеорология и гидрология. 2006, Т 5, С. 27 – 38 (проект «04-05-65112).
3. Российский гидрометеорологический портал URL: <http://meteo.ru/> (дата обращения 01.10.15).
4. Шерстюков А. Б., Длительные тенденции и изменения температуры почвогрунтов последнего десятилетия в зоне многолетней мерзлоты России // Труды ФГБУ ВНИИГМИ-МЦД – 2014. – в. 178 – С. 224-232.
5. Rapp J., Schönwiese Ch.-D. Atlas der Niederschlags und Temperaturtrends in Deutschland 1891-1990 // Frankfurter Geowissenschaftliche Arbeiten: Serie B Meteorologie und Geophysik. – Frankfurt a. M., 1996. – V. 5. 255 s.
6. Romanovsky V. E., Drozdov D.S. Oberman N. G., Malkova G.V., et al., Thermal state of permafrost in Russia, Permafrost and Periglacial Processes – 2012. – v. 21, P. 136-155.

ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ ТАЯНИЯ ЛЬДОВ АРКТИКИ

Е.В. Угай

Научный руководитель доцент Н.М. Неволишко

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

Таяние ледников – это один из опаснейших природных процессов. Это явление носит характер потенциальной угрозы, то есть в настоящий момент мы не

СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

увидим последствия этого явления, однако через несколько десятилетий человечество необратимо почувствует все негативные последствия происходящего сейчас таяния.

Глобальное потепление с огромной скоростью наступает на Арктику. Последствиями этого потепления может стать исчезновение к концу столетия летних местообитаний белого медведя и резкое поднятие уровня моря на всей планете.

Такая оценка, являющаяся одним из самых серьезных предупреждений о том, что несут с собой изменения климата, проведена международной группой климатологов. Это предупреждение может оказать определенное давление на промышленно развитые страны, заставляя их сократить эмиссии от сжигаемого ископаемого топлива.

По мнению большинства ученых, последствием повышения содержания в атмосфере углекислого газа, благодаря промышленной деятельности, является глобальное потепление. Поэтому необходимо предпринять срочные и действенные меры – сократить эмиссии в атмосферу газов, которые поглощают тепло и вызывают парниковый эффект. Тенденции, которые зарегистрированы в отчете, называемом «Оценка последствий климатических изменений в Арктике», впечатляют своими масштабами [1].

Считается, что одной из причин глобального потепления является большое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу и удерживающих радиационное тепло, чем и создается парниковый эффект. Потепление более явно и резко проявляется в полярных широтах, потому что холодный воздух сухой и позволяет парниковым газам улавливать больше солнечной радиации. Даже самое небольшое повышение температур может привести к таянию ледников и вечной мерзлоты, покрывающей большую часть Аляски.

Исчезают арктические паковые льды, что приводит к дефициту пищи для морских животных и тех коренных жителей, которые ими питаются. Появился страх, что белый медведь может вообще исчезнуть из Северного полушария к середине века [2].

Быстрое таяние арктических ледников, в том числе огромных ледяных щитов, покрывающих Гренландию. В этих ледниках накоплено пресной воды столько, что их таяние может поднять уровень моря за несколько столетий на 7 метров. Ученые рассчитали, что в течение нашего столетия температуры в Гренландии, скорее всего, превысят пороговые значения существования оледенения, что вызовет длительное таяние покрывающего остров ледяного щита.

Температуры в Арктике растут в два раза быстрее, чем в среднем на планете. За последние 50 лет средняя зимняя температура на Аляске, в западной Канаде и на Чукотке выросла на 3,5 градусов Цельсия. За следующее столетие, по прогнозам, эта температура вырастет еще на 6,5 градусов.

Площадь позднелетних льдов уже сократилась за последние три десятилетия на 20%. К концу столетия их площадь, по некоторым прогнозам, сократится еще на 10-50%. В некоторых прогнозных моделях утверждается, что к 2040 году паковые льды в Арктике вообще исчезнут.

Любое из этих изменений может ускорить процесс потепления, потому что освобождающиеся ото льдов поверхности океана поглощают солнечное тепло, что в свою очередь разогревает атмосферу над ними. Мощные перемены в теплообеспеченности Арктики угрожают выживанию таких видов, как белый

медведь и некоторые тюлени. Исследователи также встревожены тем, что приток в Северную Атлантику пресной воды от таяния ледников может повлиять на планетарные океанические течения. Это нарушит структуру метеорологических явлений, погоды и мест существования апвеллинга (токов воды из глубины океана, вместе с которыми поднимаются на поверхность питательные вещества, способствуя концентрации здесь ресурсов рыб и других морских организмов) [1].

Проблема таянья льда оказывает сильнейшее влияние на влажность воздуха, выпадение осадков, температуру, как в летний, так и зимний период [3].

Наблюдающиеся сейчас и прогнозируемые изменения могут затронуть все стороны жизни арктического населения – от структуры перевозок, сельского хозяйства, уклада коренных жителей до мест размножения перелетных птиц, многие из которых отнесены к редким и исчезающим видам.

Одним из важных аспектов, привлекающих внимание исследователей, является также поступление в атмосферу метана и двуокиси углерода при таянии вечной мерзлоты и разложении тундровых торфов. Даже если учесть, что при потеплении возможно продвижение в более высокие арктические широты лесов, которые частично спасут ситуацию и поглотят некоторые количества этого углекислого газа, полностью равновесие не восстановится, так как свободно выделяющийся в атмосферу метан вызывает гораздо больший парниковый эффект.

Площадь арктического льда регулярно измеряется (по спутниковым данным с 1979 г.). Многолетние наблюдения показывают, что толщина и площадь льда стремительно сокращаются [5].

Какие бы рецепты борьбы с глобальным потеплением ни предлагались, факт остается фактом: оно действительно имеет место. Однако не все так плохо. Тающие льды и потепление прибрежных районов открывают доступ к богатым залежам полезных ископаемых, включая почти четверть всех имеющихся в мире запасов нефти и газа и гигантские месторождения ценных металлов и минералов. Летние морские пути через Арктику позволяют сократить на тысячи километров расстояния между Тихим и Атлантическим океанами. Региону предстоит стать главной трассой для мирового торгового флота.

Имеются и другие полезные ископаемые. В Арктике расположены самые высокопроизводительные месторождения в мире – цинка и никеля [4].

Литература

1. Арктика встревожена глобальным потеплением // Глобальное потепление Арктики – Станция Земля. Питер Н. Споттс (из "Christian Science Monitor" от 9 ноября 2004 г.). [Электронный ресурс]. URL: http://landclaim.narod.ru/eco_6.htm
2. Коренные жители Аляски заявляют, что потепление климата угрожает поселкам // Глобальное потепление Арктики – Станция Земля. Ерет Розен. Анкоридж (Аляска), "Reuters" от 16 апреля 2004 г. [Электронный ресурс]. URL: http://landclaim.narod.ru/eco_6.htm.
3. Терез Э.И Устойчивое развитие и проблемы изменения глобального климата Земли // Ученые записки Таврического национального университета, 2004. – Т. 17. – № 1. – С. 181–205.
4. Таяние льдов в Арктике и грядущий бум. [Электронный ресурс]. URL: <http://voprosik.net/>
5. Таяние арктических льдов [Электронный ресурс]. URL: <http://ru.arctic.ru/news>.

ИЗМЕНЕНИЕ ПОКРОВА ЛЬДА В ЗАПАДНОЙ АРКТИКЕ

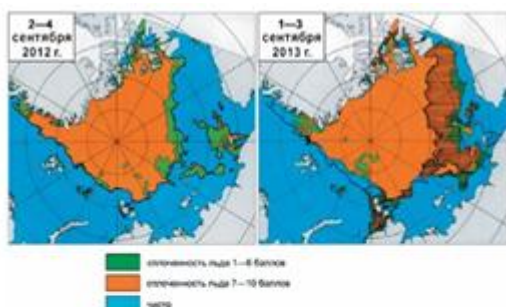
К.Д. Силантьев

Научный руководитель старший преподаватель Р.Г. Галимова

Башкирский государственный университет, г. Уфа, Россия

Арктика составляет часть климатической системы Земли, тесно связанную с другими ее частями переносами тепла, влаги, соли и воды циркуляцией атмосферы и океана. Здесь формируются усиленные этими взаимосвязями изменения климата, среди которых особое внимание привлекает деградация морских льдов в Северном Ледовитом океане, остро реагирующих на изменения климата. Одновременно Арктика является одним из районов, для которых пока не удается получить хорошего согласия между глобальными моделями и наблюдениями в воспроизведении происходящих изменений климата [2].

Потепление в Арктике, начавшееся в конце 1980-х годов, усилилось с середины 1990-х годов и достигло максимального развития к 2007 году. В этот период происходило резкое сокращение площади, занимаемой морскими льдами в конце летнего периода. В Арктическом бассейне распространялась обширная положительная аномалия температуры в подповерхностном слое воды атлантического происхождения и изменилось распределение пресной воды в верхнем слое. На этот климатический сдвиг пришлось возрождение арктических экспедиционных исследований, увенчанное проведением Международного полярного года 2007-2008 [3,4].



Штриховкой показано приращение льда по сравнению с предыдущим годом.

Рис. 1. Распространение многолетнего и сезонного ледяного покрова в арктических морях на сезонном минимуме ледовитости в 2012 и 2013 гг. [4].

В мировой науке климатические процессы в Арктике рассматриваются как индикатор глобальных изменений. Отмечаются повышение температуры воды в морях Западной Арктики и сокращение площади и толщины ледяного покрова. Анализ этих тенденций позволяет сделать вывод, что современная волна потепления сопоставима по величине и продолжительности аномалий с показателями «потепления Арктики», которое наблюдалось в первой половине XX в. В самые последние годы наметился возврат

многолетним нормам, о чем свидетельствуют, например, данные о распространении льдов в 2012 и 2013 гг. (рис. 1). Если с начала 2000-х годов наблюдалось сокращение ледяного покрова арктических морей в навигационный период, то в 2013 г. эта тенденция изменилась [1,4].

Прогнозы развития глобального потепления в XXI в., как правило, основываются на применении математических моделей атмосферных и океанических процессов. В ряде работ используется подход, оцениваться по результатам ретроспективных прогнозов, основанный на усреднении результатов расчетов по нескольким моделям. Однако такие расчеты пока не позволяют

прогнозировать не только изменения текущей погоды с заблаговременностью более одного месяца, но и крупные аномалии с продолжительностью порядка сезона.



Рис. 2. Аномальное распространение отрога сибирского антициклона [4].

Не были предсказаны аномальная жара летом 2010 г. в Центральной России, продолжительные волны холода на юге Европы в 2006 и 2012 гг., усиление штормовой активности в Северном полушарии в ноябре-декабре 2013 г., вызвавшее рекордные по силе ураганы на Филиппинах и в регионе Северного моря, снежные бури на Ближнем Востоке. Между тем такие процессы оказывают намного большее влияние на морскую деятельность, чем смещение климатических норм на доли градуса. По нашему мнению, важнейшим механизмом, обуславливающим

сопряженные теплые аномалии в Арктике и холодные аномалии на юге Европы (как это имело место в начале 2012 г.), является распространение Сибирского антициклона в юго-западном направлении вдоль континентальной «оси Воейкова» (рис.2). Необходимо оценить состоятельность существующих моделей климата и результатов модельных расчетов применительно к арктическому региону, разработать оптимизированные модели, обеспеченные достоверными исходными данными и поддающиеся верификации. Полезно использовать опыт Росгидромета по испытанию и применению новых методов гидрометеорологических прогнозов. Методы и результаты численного моделирования должны оцениваться по результатам ретроспективных расчетов, обеспеченных информационной базой климатических данных, и прогностических расчетов, контролируемых по результатам текущего комплексного мониторинга [2,4].

Литература

1. Алексеев Г.В., Андреева Е.Н., Ашик И.М., Блинов В.Г. Метеорологические и геофизические исследования = Meteorological and geophysical researches. Издательство «Паулсен». Москва, Санкт-Петербург. 349 с.
2. Деев М.Г. Ледяной покров Арктики и его устойчивость// Вестник Московского Университета. Серия 5. География. 2011. № 3. С. 52-59.
3. Рукша В. В., Смирнов А. А. Головинский С. А. Атомный ледокольный флот России и перспективы развития Северного морского пути // Освоение Арктики.
4. История и современность: Материалы научно-практической конференции 14—15 ноября 2013 г. — Мурманск, 2013.
5. Научные исследования в Арктике [Сайт]. URL: [https://docviewer.yandex.ru/?url=http%3A%2F%2Farctica-ac.ru%2Fdocs%2F048_056_ARKTIKA_1\(13\)_03_2014.pdf](https://docviewer.yandex.ru/?url=http%3A%2F%2Farctica-ac.ru%2Fdocs%2F048_056_ARKTIKA_1(13)_03_2014.pdf) (дата обращения 19.02.2016).

РОЛЬ КАРБОНАТНЫХ МИНЕРАЛОВ ВОДОВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД В ФОРМИРОВАНИИ СОСТАВА ГРУНТОВЫХ ВОД

А.Н. Тимошенкова

Научный руководитель доктор геолого-минералогических наук К.Е. Морару

Институт геологии и сейсмологии, Академия наук Молдовы, г. Кишинев, Молдова

В водовмещающих породах первого от поверхности земли водоносного горизонта широко распространены карбонатные минералы, играющие важную роль в формировании состава грунтовых вод, путем обогащения их различными химическими элементами. Целью данной работы является изучение общей тенденции развития процесса насыщения воды относительно кальцита, доломита и магнезита.

В настоящее время водоносные горизонты грунтовых вод Молдовы используются для индивидуального водопользования во многих населенных пунктах страны, преимущественно в сельской местности. В периоды отсутствия централизованной водоподачи, из-за технических аварий, часть водопунктов (шахтные колодцы и родники) имеют практическое значение для водопользования в городах.

Методология исследований. Фактическим материалом явились результаты опробования грунтовых вод страны в летние периоды 2012 - 2013 гг., с учетом качества анализов и разнообразия химических типов вод, были отобраны 98 проб из источников временного водоснабжения (родники, колодцы).

В основу изучения геохимических процессов в системе вода - порода положены методы равновесной термодинамики гидрогеохимических процессов и анализ элементарных реакций, начальными продуктами которых являются основные породообразующие минералы и вода, конечными – вторичные минералы, а также ионы и нейтральные молекулы, которые перешли в жидкую фазу [3]. Расчеты равновесия проводились с использованием компьютерной программы HydroGeo [1]. Для выяснения степени равновесности к отдельным минералам мы использовали методику построения полей устойчивости минералов, разработанную Р.М. Гаррелсом и Ч.Л. Крайстом [2].

Результаты исследований. Химический состав грунтовых вод характеризуется следующими показателями. Общая минерализация вод варьирует в широких пределах от 0.33 и 7.28 г/л. В целом, исследуемые воды являются слабосоленоватыми (52%) и пресными (31%), при среднем значении солёности 1.93 г/дм³. Грунтовые воды являются преимущественно слабощелочными (65%) и нейтральными (32 %). В Молдове распространены следующие типы грунтовых вод по преобладающему содержанию анионов с различными комбинациями катионной составляющей (по С.А. Щукареву) (в скобках – % от общего числа исследуемых проб по убыванию): *I тип* – HCO₃-Na-Mg, -Ca-Mg, -Mg-Ca, реже – -Na, -Mg или -Ca, (36%); *II тип* – HCO₃-SO₄-Na, -Na-Mg, реже -Na-Ca, -Na-Ca-Mg, и -Na-Ca (24%); *III тип* – SO₄-HCO₃-Na -Mg, -Na, -Na-Ca, -Ca-Mg, -Mg-Ca, -Mg-Na (19%); *IV тип* – SO₄-Na, -Na-Mg, -Ca-Mg, -Ca (12%); *V тип* - Cl-SO₄-HCO₃-Na, -Na-Mg, -Ca-Mg (5%), *VI тип* – HCO₃-Cl-Na-Mg, -Na-Ca, -Ca-Mg, -Mg-Ca (4%).

Корреляционный анализ основных химических компонентов позволил отметить высокие коэффициенты корреляции для пар сульфатов, натрия, калия, магния с минерализацией (в убывающем порядке от 0.97 до 0.86). Также установились прямые зависимости между содержанием натрия, магния и калия с сульфатами (в среднем коэффициенты корреляции составили более 0.85).

Равновесие с карбонатными минералами. Термодинамические расчеты показали, что около 90% исследуемых вод достигают равновесия с кальцитом (при среднем содержании кальция в 121.34 мг/л). В 50% вод всех химических типов можно отметить состояние пересыщенности вод кальцитом, о чем сообщает удаленное расположение фигуративных точек. Грунтовые воды, как и типичные воды зоны гипергенеза, удачно вписываются в общие представления о характере их равновесия с кальцитом. Согласно ему, воды с минерализацией более 0.6 г/л и одновременно рН более 7.4, достигают равновесия с карбонатом кальция [4], который в определенных геохимических условиях может не только растворяться, но и высаживаться из раствора в виде вторичного минерала. Совсем незначительная часть (около 8%) вод остается недонасыщенной относительно кальцита. В эту группу входят некоторые воды гидрокарбонатного и гидрокарбонатно-сульфатного типа. Маловероятно, что в этих водах кальций способен накапливаться в растворе в результате его выщелачивания из водовмещающих горных пород в условиях активного водообмена, так как показатели минерализации, рН и содержания кальция и гидрокарбонатов незначительно ниже.

Более интересную ситуацию можно пронаблюдать в отношении равновесия вод с доломитом. Здесь пересыщенные и насыщенные состояния немного уступают ненасыщенным (40 на 60%). Ввиду большего числа компонентов минерала, он будет образовываться значительно позже.

Анализ равновесия грунтовых вод Молдовы с магнезитом продемонстрировал, что более 70% вод насыщены и пересыщены этим карбонатным минералом.

Вывод. Высокая скорость водообмена и непродолжительное время взаимодействия грунтовых вод с горными породами не помешали многим карбонатным минералам установить равновесие с ними. В результате чего, в системе вода - порода большая часть переходящих в раствор элементов связывается вновь образуемыми вторичными минералами: Са – кальцитом и доломитом, а Mg – магнезитом. Согласно классификации [5] изучаемые подземные воды относятся к карбонатообразующему геохимическому типу. В случаях, где равновесие вод сдвигается в сторону недонасыщенности (в большей мере, при взаимодействии с доломитом) показатели величины минерализации достаточно низкие (менее 1 г/дм³) ввиду наличия гидравлической связи с поверхностными водами и атмосферными осадками.

Литература

1. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия Томского политехнического ун-та. – Томск, 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 348 – 365.
2. Гаррелс Р.М., Крайст Ч.Л. Растворы, минералы, равновесия. – М: «Мир», 1968. – 367 с.
3. Гусева Н.В., Отакулова Ю.А. Геохимия подземных вод Приташкентского артезианского бассейна (Республика Узбекистан) // Известия ТашПУ - Ташкент, 2014. – Т. 325. – № 1. – С. 85 - 90.
4. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза (2-е изд. исправл. и доп.) – М.: «Недра», 1998. – 366 с.
5. Shvartsev S.L. The system water-rock-gas-organic matter of V Vernadsky // Procedia Earth and Planetary Science 2013. – № 7. – P. 810 – 813.

СОВРЕМЕННЫЕ КЛИМАТИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ В АРКТИКЕ

И.И. Хамракулов

Научный руководитель старший преподаватель Р.Г. Галимова

Башкирский государственный университет, г.Уфа, Россия

Во всём мире, последние 10-15 лет учёные разных областей наук обеспокоены резкими и аномальными изменениями климата в глобальном масштабе. Вызваны эти изменения многими факторами, одним из основных считается таяния льдов Арктике.

Глобальные изменения климата являются основной проблемой для всего человечества, так как последние десятилетия, начиная с 2000 и по наши дни, происходят аномальные и необъяснимые порой на первый взгляд явления. За последние двадцать лет учёные не предполагали о таких скорых переменах в круговороте тепла и влаги. Результаты изменений в климатической системе рассмотрены в ряде работ [1, 2, 3].

В 2000 году Арктический совет, который состоял из восьми государств, имеющие свои территориальные владения в Арктике, стали готовить доклад под названием «Оценка воздействий изменения климата в Арктике» (АСИА) (Arctic Climate Impact Assessment – ACIA)».

В 2004 году по завершении этих научно-исследовательских работ был подготовлен в конце года научный доклад, содержащий в себе 18 глав. В основу этого доклада легли научные изыскания в области исследования современных изменений в таких основных слоях и компонентах нашей планеты, как атмосфера, гидросфера, криосфера, в озоновом слое, в экосистемах суши и воды. Также были выявлены влияния этих изменений на жизнь коренных народов Арктики, на современные состояния лесных и сельских угодий, на различные промыслы.

По данному подготовленному докладу выявились следующие климатические изменения, имеющие различную динамику и тенденции. Были взяты результаты за 30-летний период, начиная с 1970 по 2000 года, которые имели следующие показания:

- 1) возрастание температуры в среднем на 3 градуса по Цельсию на конкретных Арктических территориях – Аляска, северная часть Канады, а также северная часть Сибири. Это потепление показывает увеличение температуры в 2 раза больше, чем средний глобальный показатель;
- 2) увеличение количества осадков в большинстве регионов Арктики от 10 до 30%;
- 3) таяние и сокращение морских арктических льдов в среднем на 10-15%;
- 4) уменьшение площади снежного покрова на суше на 10%;
- 5) сокращение продолжительности замерзания озёр и рек Арктики;
- 6) возрастание стока рек Арктики [3].

Затем тем же составом стран-участниц Арктического совета, а также при участии Международного арктического научного комитета (IASC), а также при поддержке Международной арктической ассоциации социальных наук были проведены новые исследования в области более глубокого изучения компонентов криосферы, начиная с 2005 и заканчивая 2010 годом. В итоге в конце 2011 года издаётся новый научно-оценочный доклад «Снег, вода, лёд и вечная мерзлота в Арктике» (SWIPA). За последние шесть лет с 2005 по 2011 гг. выяснились следующие аномальные показатели различных компонентов природы:

1) в этот период времени погода была тёплой для Арктики. Температурное изменение стало превышать мировой показатель в 2 раза, тем самым потепление протекало сравнительно быстро.

2) большой приток тёплых вод из Тихого океана в Северный Ледовитый океан.

3) влияние выбросов в атмосферу большего количества газов, увеличение уровня парникового эффекта.

Существуют также мнения других ученых-исследователей по поводу современного климатического изменения в Арктике. Есть мнение о том, что деградация вечной мерзлоты из-за ускоряющегося изменения климата будет смещаться в северном направлении, и будет проявляться в уменьшении сезонно-талого слоя.

В Северном Ледовитом океане ледяной покров заметно начнёт уменьшаться в течение всего 21-ого века, из-за того, что будет происходить постепенное или резкое сокращение льдов в Арктике. Таким вот образом, в Северном Ледовитом океане будет оставаться только сезонный лёд, тем самым летом Арктика будет свободной от морского льда.

Такие представления о будущих переменах в климате Арктики нельзя назвать совсем уж точными, более того они ещё не проявились в той должной мере, какими их учёные описывают в своих научных трудах. Конечно, учитываются и подчеркиваются антропогенные воздействия на климатическую обстановку тоже. Но точные сведения и результаты оцененных современных угроз на Арктику ещё не совсем ясны до конца.

Остаются открытыми и нерешёнными такие вопросы:

1) что произойдет с Северным Ледовитым океаном и его экосистемами, если к пресноводному стоку прибавится тающий лёд и возросший речной сток?

2) как быстро может растаять ледяной щит Гренландии?

3) как изменения в криосфере Арктики повлияют на климат земного шара?

4) как изменения повлияют на население и экономику Арктики?

Рассмотрев все основные вопросы можно сделать вывод о том, что: современные исследования в области изучения климатических состояний в Арктике приведут к глубокому и тщательному анализу появления столь важных причин для перемен.

Необходимо и в дальнейшем использовать полученные данные международных научных докладов, которые будут в определенный период фиксировать изменения в климате Арктики [2].

Литература

1. Галимова Р.Г. Изменчивость циркуляционных процессов, влияющих на климат Башкортостана // В сборнике: Науки о Земле: современное состояние, проблемы и перспективы развития. Материалы межвузовской научно-практической конференции. 2015. С. 25-29.
2. Мелешко В.П., Катцов В.М., Мирвис В.М., Говоркова В.А., Павлова Т.В.. Климат России в XXI веке. Часть 1. Новые свидетельства антропогенного воздействия на климат и новые возможности оценки его изменений на территории России// Метеорология и гидрология. Вып.№ 6. С. 5-19.
3. Цатуров Ю.С., Клепиков А.В. Современное изменение климата Арктики: результаты нового оценочного доклада Арктического совета [Электронный

ресурс]// Арктика: экология и экономика №4 (8), 2012. URL: [http://www.arctica-ac.ru/docs/4\(8\)/076-081_ARKTIKA_8_2012.pdf](http://www.arctica-ac.ru/docs/4(8)/076-081_ARKTIKA_8_2012.pdf) (дата обращения: 2.03.2016 г.).

**ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГРУНТОВ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ-
ОСНОВА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ И
ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ**

М.П. Поротников, Б.С. Страхов, А.В. Мананков

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*

При добыче полезных ископаемых в тяжелых условиях Сибири и Заполярья, требующей высоких затрат на создание инфраструктуры (до 70% в себестоимости нефти и газа), возникла потребность в применении высокопрочных и высокоэффективных композитных конструкций самого широкого спектра для промышленного, транспортного и гражданского строительства, имеющих в производстве значительно меньшую стоимость.

Новые проблемы и технические задачи ставит освоение полуострова Ямала и выход дальше на шельфы арктических морей. Невозможность использования традиционных морских буровых платформ требуют использования новых прорывных технологий добычи нефти и газа с использованием искусственных островов на шельфе. Такие технологии должны быть обеспечены принципиально новыми строительными материалами и конструкциями, обладающими многократно большей прочностью, долговечностью, износоустойчивостью, кислотоустойчивостью и другими функциональными параметрами при меньшей стоимости и возможностью их производства из местного сырья.

В ТГАСУ последние годы ведутся инициативные НИР и ОКР по разработке новых малозатратных и высокоэффективных технологий производства новых строительных материалов и конструкций, обладающих особенно высокой прочностью из местного сырья. Для транспортного и промышленного строительства разработана и запатентована свайно-эстакадная дорожная строительная конструкция, позволяющая быстро и по приемлемой стоимости обустроить районы добычи нефти, газа и железной руды первоклассной транспортной инфраструктурой, куда входят автодороги, железные дороги, аэродромы, причалы, кусты бурения и карьеры, искусственные острова.

В основе свайно-эстакадной дорожной строительной конструкции лежат два элемента: винтовая криосвая и усиленная плита двух типоразмеров и разного назначения: дорожная, аэродромная, мостовая с рельсовыми креплениями, фундаментные и напольные. Усиление плиты по сравнению с ГОСТом выполнено за счет внешнего обрамления швеллером, дно - профнастилом и преднатянутой арматурой. Использование сталепетроситалловых автомобильных, железнодорожных и аэродромных усиленных плит с прочностью на изгиб 50 МПа, винтовых криосвай и термосифонов, позволяет наморозить основание до максимально низких температур и исключить оттаивание и деформацию оснований в летний период.

Опирающие эстакадные конструкции происходят по всей плоскости на грунт через демпфирующий и разгрузочный слой из пенополимера или пеноторфосиликатобетона. Пеноторфосиликатобетон готовится прямо на месте из торфа ближайших болот, что дает экономию на 30%.

Винтовая криосвая, являясь опорой для дорожных плит, выполняет также функцию упрочняющего замораживания основания под дорогой, фундаментами зданий.

Винтовые криосваи, при подключении к ним теплового насоса, позволяют и дополнительно экономить до 70% тепла для отопления придорожных зданий.

Теплопроводность вечной мерзлоты λ , в зависимости от температуры при атмосферном давлении равна 2,25 Вт/(м·К), а сухого грунта умеренных широт равна от 0,4 до 1,04 Вт/(м·К). То есть теплопроводность вечной мерзлоты в 2-3 раза больше чем у сухого грунта. Поэтому извлечение геотермальной энергии в районах Арктики с вечной мерзлотой в 2-3 раза эффективнее и требует меньшей площади испарителя (винтовой криосваи) из-за теплофизических свойств грунтов вечной мерзлоты. Арктику можно обогревать вечной мерзлотой.

Другой вариант использования теплофизических свойств грунтов вечной мерзлоты и винтовых криосвай состоит в прямом получении электрической энергии при использовании эффекта термопары – термоэлектрического генератора.

Кроме сталепетроситалловых труб, винтовых свай и сталепетроситалловых плит для строительства арочных мостов, туннелей и куполов можно изготовить специальные сборные элементы – тьюбинги и многоугольники. Из сталепетроситалловых плит пятиугольной и шестиугольной формы можно собрать сферы и купола архитектора Б. Фуллера в форме оксаэдра диаметром 100-300 метров. Такие купола можно применять как неуязвимые для льдов искусственные острова на шельфе арктических морей на глубинах до 100-300 метров. Внутри этого высокопрочного острова-купола или сферы нулевой плавучести можно разместить нефтедобывающее оборудование. Такое инженерное решение намного дешевле применения морских буровых платформ, которые не способны работать в ледовой обстановке Арктики. Из сталепетроситалловых тьюбингов можно строить мосты и туннели по стоимости в два-три раза дешевле, чем из чугунных тьюбингов.

Сборно-разборная инвентарная свайно-эстакадной дорожной конструкции позволяет строить дороги приемлемой стоимости из расчета прямых затрат: однополосная промышленная дорога шириной 4 метра - 31 млн. рублей/1 км, шириной 6 м. - 41 млн. руб., и шириной 8 метров – 51 млн. рублей. Средняя сметная стоимость 1 км габаритом 6 метров дороги в районе Уренгоя ЯНАО около 80 млн. рублей. Кроме меньшей стоимости новая дорожная конструкция обладает многократно большей прочностью, долговечностью, износоустойчивостью, кислотоустойчивостью и другими функциональными параметрами.

Прикладные инженерно-технологические решения производства строительных сталепетроситалловых конструкций различной топологии (плоских, цилиндрических и сферических) для монтажа линейных и производственных объектов:

1. Автомобильные сборно-разборные дороги промышленного, военного и гражданского назначения в свайно-эстакадном исполнении.
2. Трубопроводы с износостойкой петроситалловой футеровкой на винтовых сваях.
3. Взлетно-посадочные полосы полярных аэродромов и военных авиабаз в Арктике.
4. Грузовые и нефтегазовые морские терминалы, порты и пирсы на арктическом побережье.
5. Глубоководные кессонные буровые станции (типа «подводный колокол») смонтированные из сталеситалловых сферических фуллеровых тьюбингов.

6. Железные дороги, включая высокоскоростные магистрали – (ВСМ), выполненные безбалластным свайно-плитным исполнением дорожного полотна.

**ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА
НА ЮБИЛЕЙНОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**

И.В. Порубов

Научный руководитель профессор Л.А. Строкова

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

Проблема современного состояния многолетнемерзлых пород в условиях изменяющегося глобального климата является весьма дискуссионной. Очевидно, что глобальное повышение температуры приведет к изменению температурного режима грунтов, так как вечная мерзлота является климатически уязвимым элементом природной среды [1].

Оценка современного состояния многолетнемерзлых грунтов в пределах Юбилейного месторождения Тюменской области актуальна в связи с глобальной оценкой состояния мерзлых толщ Земли. Месторождение расположено в субарктической лесотундре, в центральной части Надым - Пуровского междуречья, абсолютные отметки составляют 87-111 м. По материалам ООО «ИнжГеосервис-Норд», данная территория относится к области сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов сливающего и несливающего типа с подрусловыми таликами р. Хальмерьяха; среднегодовая температура воздуха составляет -7.8°C [2]. Средняя многолетняя сумма осадков в районе участка изысканий равна 453 мм.

Рельеф. В соответствии с морфоструктурным районированием Западно-Сибирской равнины территория месторождения находится на Нецкой (Сатты) возвышенности со слабым расчленением первичной гидрографической сетью. Глубина расчленения рельефа до 5,0 м. Поверхность преимущественно пологоувалистого, холмисто-увалистого типа. Территория значительно заболочена, расчленена водотоками, ложбинами и западинами, с большим количеством озер в северной ее части и долинах рек.

Гидрогеологические условия. В пределах Надым-Пуровского междуречья гидрогеологические условия определяются принадлежностью к северной части Западно-Сибирского бассейна и развитием многолетнемерзлых пород. Подземные воды верхнего гидрогеологического комплекса объединены в пределах водоносных и водоупорных отложений олигоцен-четвертичного возраста. Разгрузка подземных вод осуществляется во флювиальную сеть, преимущественно - происходит в бортах речных долин. Надмерзлотные воды сезонноталого слоя имеют широкое распространение в пределах участка изысканий, формируются в летний период и приурочены к районам развития многолетнемерзлых пород и могут залегать непосредственно с дневной поверхности. Водовмещающими породами могут являться практически все литологические типы грунтов. Водоупором служит верхняя граница мерзлой толщи. Питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и таяния сегрегационного льда. Разгрузка происходит за счет транспирации и испарения. Мощность и глубина залегания имеют сезонный характер и связаны с развитием слоя сезонного оттаивания,

изменяясь в пределах от 0,0 до 2,5-3,0 м. Горизонт в основном безнапорный, но в момент промерзания в нем может возникать временный гидрокриогенный напор.

Геологическое строение. В геологическом строении рассматриваемого района до глубины 15,0 м принимают участие среднечетвертичные отложения салехардской свиты, верхнечетвертичные - современные аллювиальные отложения, залегающие в днищах долин рек, современные озерно-болотные и техногенные отложения.

Среднечетвертичные морские, ледниково-морские отложения салехардской свиты слагают наиболее высокие водораздельные поверхности и являются рельефообразующими, представляющими собой сложно построенный комплекс морских, ледово-морских и прибрежно-морских образований. Отложения салехардской свиты характеризуются распространением грунтов в широком диапазоне - от гравелистых песков до тяжелых глин с преобладанием глинистых грунтов. Наибольшее распространение в разрезе имеют суглинки.

Верхнечетвертичные и современные аллювиальные и озерно-аллювиальные отложения приурочены к озерным и озерно-болотным котловинам и долинам рек. Аллювиальные отложения представлены переслаиванием песков, супесей и суглинков. Пески обычно пылеватые и мелкие, суглинки легкие, залегают в виде прослоев в толще песчано-супесчаных пород и слагают самую верхнюю часть разреза. Поймы рек района работ сложены супесчано-песчаными.

Современные озерно-болотные отложения представлены травяно-сфагновыми видами торфа от средне - до сильноразложившегося. Мощность отложений изменяется от первых сантиметров до 1,9 м. В качестве линз и прослоев (мощностью до 20-30 см) в торфах присутствуют глины, супеси и иловатые грунты.

Преобладающими формами рельефа являются мерзлотные линейно-грядовые, полигональные формы и бугры пучения, термокарстовые котловины, а так же эрозионные формы с развитием гидрографической сети.

Инженерно-геокриологические условия характеризуются наличием на некоторых участках в верхней части разреза современных биогенных отложений (торфа), мощностью до 1,9 м, распространением техногенных грунтов насыпей автодорог и отсыпок площадок кустов добывающих скважин, литологически представленных песками, преимущественно, мелкими. Грунтовые воды были вскрыты на глубинах 1,2-7,0 м. По результатам анализа водной вытяжки грунты незасоленные.

Геотехнический мониторинг. В октябре 2015 г. на участке исследования выполнены инструментальные геодезические наблюдения за осадками марок и замеры температур в термометрических скважинах. При нивелировании применялся нивелир Trimble Dini 12 с фиброгласовой рейкой 24 длиной 2.0 м. Нивелир Dini 12 относится к типу цифровых нивелиров с компенсатором. Исходными пунктами геотехнического мониторинга служат глубинные репера, заложенные в коренные породы на глубину приблизительно 15 метров. Конструкция глубинного репера обеспечивает его длительную сохранность и постоянное высотное положение на весь период инструментальных наблюдений. На каждом репере краской надписаны порядковый номер, год закладки и организация заложившая репер. Устройство глубинных реперов приведено на рис. 1. Схема устройства термометрической скважины и запись измерения температур грунтов по глубине приведена на рис. 2. Наблюдения за осадками производились по деформационным маркам двух конструкций ДМ 1 и ДМ 2. Деформационные марки ДМ 1 представляют собой выносную

**СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ,
ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ
И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

металлическую конструкцию, приваренную к металлической свае с шаром на конце (рис. 2).



Рис. 1. Устройство глубинного репера



Глубина замера	Температура
Н, м	t, °
0,0	-5,01
1,0	-0,06
2,0	-0,13
3,0	-0,47
4,0	-0,63
5,0	-0,95
6,0	-1,17
7,0	-1,33
8,0	-1,39
9,0	-1,32
10,0	-1,26
11,0	-1,27
12,0	-1,26
13,0	-1,26
14,0	-1,36
15,0	-1,39
16,0	-1,46
17,0	-1,46
18,0	-1,58
19,0	-1,59
20,0	-1,77

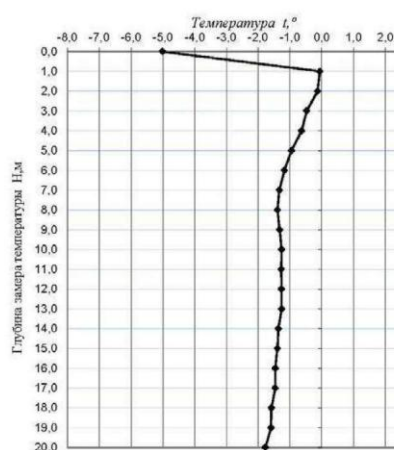


Рис. 2. Схема устройства термометрической скважины и запись измерения температур грунтов по глубине



Рис. 3. Общий вид деформационной марки ДМ-1



Рис. 4. Общий вид деформационной марки ДМ-2

Деформационные марки ДМ 2 представляют собой нарисованную несмываемой краской точку на оголовке наблюдаемой металлической свае (рис.4).

В результате наблюдений получены уникальные данные изменения температуры грунтов на участке исследований, выделены зоны развития недопустимых деформаций объектов газосборной сети месторождения.

Литература

1. Малевский-Малевич С.П., Молькентин Е.К., Надежина Е.Д. и др. Моделирование и анализ возможностей экспериментальной проверки эволюции термического состояния многолетнемерзлых грунтов. – В кн.: Криосфера земли. – Новосибирск. Изд. «ГЕО». 2007, с. 29-36.
2. Грызунов Д. В., Михеев В.В. и др. Геотехнический паспорт «Расширение газосборной сети сеноманской залежи Юбилейного НГКМ». – Москва. ООО «ИнжГеоСервис-Норд», 2015. 142 с.

ОЦЕНКА РАЗРУШИТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЛАВИН В ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА И СОДЕРЖАНИЯ ГОРНЫХ ДОРОГ

Д.В. Пургина

Научный руководитель доцент К.И. Кузеванов

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

Значительная часть территории России представляет собой горную местность. В таких районах в зимний период часто случаются сходы лавин, которые свою очередь, могут нанести существенный, порой, непоправимый ущерб инженерно-строительным сооружениям и даже привести к гибели людей. В связи с этим все детальнее ведется работа по прогнозированию схода снежных лавин, как с помощью принудительного сноса масс снега, так и методом постройки противолавинных заграждений, дамб.

Исследуемый участок расположен в Северобайкальском районе Республики Бурятия и Казачинско-Ленском районе Иркутской области, на перегоне ст. Дельбичинда - ст. Дабан. Изучение территории вызвано необходимостью реконструкции земляного полотна и верхнего строения пути на участке с реконструкцией инженерных сооружений (трубы - реконструкция труб с удлинением (при необходимости) под второй путь; мосты - замена пролетных строений, переустройство опор под новые пролетные строения).

Район работ, согласно карте инженерно-геологического районирования, находится в Байкальском регионе второго порядка, входящего в состав Байкало-Становой сладчато-глыбовой области. Горные хребты Байкальской рифтовой зоны сложены, преимущественно, гранитоидами, которые в массиве характеризуются высокой прочностью. Значительное снижение прочности пород наблюдается в зонах тектонических разломов. Всему региону в целом свойственна высокая сейсмичность.

Рельеф региона имеет большие контрасты высот, обусловленные чередованием высоких хребтов и параллельных им глубоких рифтовых впадин, вытянутых в северо-восточном направлении. Обширные пространства во впадинах занимают поймы и надпойменные террасы рек, обычно сильно заболоченные, с множеством озер, стариц и проток. Сильно расчлененный горный рельеф региона, обилие обломочного материала на склонах, повышенные снегозапасы в горах и затяжной характер осадков в летнее время наряду с высокой сейсмичностью обуславливают развитие и частую повторяемость горных обвалов, оползней, движения каменных курумов, лавин, селей и других неблагоприятных условий [3].

**СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ,
ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ
И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

Таблица 1

Данные по лавиноопасным склонам

Номер лавиносбора	Общее количество сходов за 11 лет	Объем снежных отложений, тыс. м ³	
		минимальный	максимальный
29	8	0,2	48,96
30	48	0,24	61,2
31	47	0,16	71,5
32	25	0,12	38,5
33	14	0,24	38,5
34	2	3,2	7,5
43	7	0,2	4,2
44	11	0,12	0,48
45	8	0,1	3,6
46	2	0,54	3,6
65	20	0,18	25,6
66	38	0,1	8,6
67	17	0,2	3,9
69	31	0,06	2,6
р. Вредный	3	0,8	0,8

Лавины – сход снега с горных склонов, увлекающего на своем пути новые снежные массы, образуются на склонах уклон которых превышает 15°[4].

Наиболее лавиноопасные участки, по данным противолавинной станции Восточно-Сибирской железной дороги расположены на восточном склоне хребта Шахтара (Рисунок 1)

Протяженность лавиноопасных участков в сумме составляет 1700 м. В пределах участка обследования выявлено 19 опасных склонов (Таблица 1). По данным о сходах лавин с этих склонов видно, что наибольшую опасность представляет 30, 31, 32, 65 и 66 лавиносборы на что так же указывает крутизна склона 30-40⁰, общее количество сходов за последние 11 лет от 20 до 50 и объем снежных отложений порядка 60...70 м³ в год.

В 2011 году с лавиносбора № 30 произошел сход лавины, с выходом на железнодорожный путь, который снес часть однопутной железной дороги и заблокировал движение железнодорожного транспорта (Рисунок 2).

Для лавиносборов представляющих опасность характерен сход лотковых лавин [5].

Лавиносборы такого типа четко выражены в рельефе с надежно выделяемыми зонами зарождения, транзита и отложения. Угол наклона в зоне зарождения лавин колеблется от 40° до 27°, в зоне транзита – от 27° до 17°, в зоне отложения – от 13° до 5°. Движение лавин происходит по склонам восточной экспозиции.

Подстилающая поверхность представляет собой крупнообломочную осыпь с поперечником обломков порядка 20 см.



Склоны покрыты отдельными скальными глыбами. При этом коэффициенты трения зависят от угла наклона склона и площади лавинобора и изменяется в пределах от 0,3 до 0,6. Эти коэффициенты должны учитываться при проектировании лавинозащитных сооружений [1,2].



Рисунок 2 . Схема схода лавины с выходом на ж/д пути

Для лавиноборов № 29–32 в качестве защиты от лавин можно предложить следующие варианты:

- устройство лавинонаправляющей дамбы по левому берегу р. Шахтара, геометрические параметры которой следует определить расчетом;
- строительство тормозящих земляных конусов в зоне транзита лавиноборов № 30 и 31 на склонах не круче 17° (рисунок 1);
- строительство снегоудерживающих сооружений в зоне зарождения лавин.

Для лавинобора № 65 также необходимо разработать вариант комплексной противолавинной защиты. В комплекс должны входить удерживающие, тормозящие и направляющие сооружения.

Литература

1. Благовещенский В. П. Количественная оценка лавинной опасности малоизученных горных районов: автореф. дис.... д-ра геогр. наук. – М., 1990. – 48 с.
2. Боброва д. А. Оценка лавинной опасности на равнинных территориях о. Сахалин: автореф. дис.... канд. геогр. наук. – Хабаровск, 2014. – 24 с
3. Ломтадзе В.Д. Инженерная геология. – Ленинград.: Недра, 1984. – 511 с.

**СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ,
ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ
И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

4. Осипова М.А., Тейхреб Н.Я. Курс лекций по инженерной геологии для студентов направления «Строительство» и специальности «Строительство уникальных зданий и сооружений»: учебное пособие / Алт. гос. техн. ун-т им. И.И. Ползунова. – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2013 – 84 с.
5. Соловьев А.С. Математическое моделирование чрезвычайных ситуаций, связанных с зарождением и сходом снежных лавин: дис.... д-ра техн. наук. – Воронеж, 2014. – 287 с.

**РОССИЙСКИЕ ВОЕННОСЛУЖАЩИЕ В АРКТИКЕ:
НА СТРАЖЕ СЕВЕРНЫХ РУБЕЖЕЙ РОССИИ**

Е.С. Терентьев, В.А. Пономарёв

*Юргинский технологический институт (филиал) Национального
исследовательского Томского политехнического университета г. Юрга, Россия*

Несколько лет назад российская армия начала возвращаться в Арктику в соответствии с приказом Верховного Главнокомандующего В.В. Путина, провозгласившего регион неотъемлемой частью нашей России.

Министерство обороны РФ проделало большой объём работы, благодаря чему российские интересы в Арктике получили необходимую защиту. В то же время, геополитические оппоненты нашей страны предпринимают попытки потеснить Россию в этом регионе.

Основными конкурентами России в Арктике являются Дания, Канада, Норвегия и США. Эти государства связывает членство в НАТО, поэтому они будут действовать против России сообща.

Изначально территория между приарктическими странами делилась по секторальному принципу, но в 1982 году была установлена стандартная зона суверенных территорий, равная 200 милям. Права на территории сверх этой зоны придётся отстаивать отдельно – для этого необходимо посылать научные экспедиции, а потом обращаться в международные организации.

Наиболее активными игроками из натовских государств на арктическом направлении являются США и Норвегия. Первая страна считает себя единственной сверхдержавой, а вторая рассматривает регион в качестве исключительно своим владением. Норвегия является единственным государством, у которой за Полярным Кругом находится штаб-квартира. Руководство королевства всячески лоббирует увеличение доли Арктики в планах Североатлантического альянса.

Необходимо отметить, что существует множество национальных арктических стратегий стран-участниц альянса, в которых доминируют экономические интересы.

Сейчас Россия готовит заявку в ООН на расширение арктического шельфа вплоть до Северного Полюса, благодаря чему наша территория может увеличиться более чем на миллион квадратных километров.

Арктика обладает огромными запасами углеводородов. Положительное решение вопроса ООН позволит нам увеличить запасы нефти и газа на пять миллиардов тонн.

Экологи сообщают, что в ближайшие десятилетия вполне реально таяние арктических ледников, что приведет к оживлению судоходства в регионе. Сейчас вдоль российского побережья проходит Северный морской путь – международная транспортная артерия, связывающая Европу и Дальний Восток. Северный морской

путь даёт в бюджет страны большие средства, но некоторые государства готовы оспорить принадлежность данного пути России.

Рыболовная отрасль приносит миллионы долларов ежегодно. За последние годы проблемы вокруг добычи морепродуктов неоднократно становились причинами обострения отношений между Россией и Норвегией.

В советское время в Арктике размещалась крупная группировка войск, так как этот регион являлся наиболее ракетоопасным направлением. После окончания «Холодной войны» войска были выведены из Арктики, но сегодняшнее осложнение военно-политической обстановки вынуждает руководство России вновь серьёзно отнестись к этой проблеме.

Министерство обороны РФ создало Объединённое стратегическое командование «Север», ставшее фактически новым военным округом. Его основу составил Северный флот, самое сильное оперативно-стратегическое объединение ВМФ РФ.

Недавно начали нести службу на Крайнем Севере солдаты и офицеры двух арктических бригад. Для этих формирований была разработана и специальная техника, способная работать в суровых климатических условиях. Уже сейчас в Арктике развёрнуты дополнительные силы противоракетной и противовоздушной обороны Вооружённых сил РФ.

Активизировали свои действия в регионе и российские военнослужащие ВДВ – за последнее время они провели в Арктике ряд уникальных операций, в том числе высадились на дрейфующей льдине.

Министерство обороны не ограничивается лишь военными приготовлениями, а активно занимается и экологической очисткой собственной территории. Российские военнослужащие вывезли из Арктики десятки тысяч бочек из-под горюче-смазочных материалов и большое количество другого мусора. Основная фаза битвы за Арктику ещё впереди, так как небольшое население, обилие ресурсов и отсутствие правового статуса создают предпосылки для будущих конфликтов. Министерство обороны РФ и в дальнейшем с честью будет отстаивать интересы страны в регионе, но хочется надеяться, что все приарктические государства будут настроены на мирное урегулирование споров.

Военнослужащие российской армии заселили военный городок на чукотском мысе Отто Шмидта. Это уже второй военный городок русских в Арктике. Военнослужащие переехали в новые дома на острове Врангеля.

В Чукотском АО также должен быть сформирован отряд беспилотников.

В рамках увеличения российской военной группировки в текущем году на севере будет базироваться 99-я тактическая группа и 80-я Отдельная мотострелковая бригада. На островах Земли Александра I (архипелаг Франца-Иосифа), Новой Земле, острове Врангеля и мысе Шмидта появятся радиолокационные посты и пункты наведения авиации.

Как отмечают в Министерстве обороны, Россия намеревается упрочить свои интересы в Арктике в военной, политической, финансовой и экономической сферах.

Президент РФ и Верховный Главнокомандующий В.В. Путин потребовал укрепить границы и построить современные базы для кораблей и подводных лодок. Ожидается и создание особого государственного органа, контролирующего все процессы в Арктике.

По словам начальника Главного военно-медицинского управления генерал-майора медицинской службы Александра Фисуна, военнослужащим арктической группировки для поддержания бодрого состояния духа антидепрессанты не

СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

понадобятся. Он отметил, что традиции русской медицины и психологии призывают уделять больше внимания повышению морального духа солдат, а не лечить их «чудодейственными таблетками», которых на самом деле не существует. Для хорошего самочувствия необходимо максимально занять свободное время человека, чтобы он чувствовал себя востребованным, чтобы ему было интересно среди своих товарищей. Медики разработали специальный арктический паёк, который должен позволить солдатам получать достаточно витаминов.

За полярным кругом для военных построили уникальный по своему географическому расположению и технологическим решениям административно-жилой комплекс.

Он находится на острове Земля Александры, состоит из нескольких автономных модулей, где солдаты и офицеры арктической группировки войск смогут жить и выполнять свои задачи в достаточно комфортных для этого сурового региона условиях. Готовность комплекса в настоящее время оценивается 97 процентами. На сегодняшний день это единственный в мире объект капитального строительства, вводимый на 80-м градусе северной широты.

Судя по той продуманности и тщательности, с которой специалисты Главного управления инженерных работ №2 при Спецстрое России трудятся над этим городком, военные за Полярным кругом устроятся всерьёз и надолго. «Арктический трилистник» – так назвали комплекс из-за характерных контуров соединённых воедино модульных построек – раскинулся на площади более 14 тыс. кв. м. Его автономность позволит, как минимум в течение года обеспечить комфортное проживание и выполнение служебных обязанностей двум сотням солдат и офицеров. Именно на такой срок в новостройке заблаговременно складировали запасы горюче-смазочных материалов, продовольствия и вещевого имущества. При строительстве этого объекта применялись инновационные и энергоэффективные технологии, позволяющие минимизировать расход энергии. Там впервые реализовали принцип так называемого технического этажа, где смонтированы системы обеспечения помещений теплом и водой. Это позволит без особых проблем круглогодично обслуживать все коммуникации «Арктического трилистника». Кроме того, для комфортного проживания в новостройке её переходы сделали закрытыми и теплоизоляционными – чтобы добраться из одного крыла в другой, военнослужащим не придется покидать здание. Кроме того, на острове Земля Александры уже отсыпаны дороги, построена и функционирует береговая насосная станция, позволяющая принимать топливо от танкеров и подавать его на склад горюче-смазочных материалов.

Федеральные целевые программы, направленные на развитие инфраструктуры Арктической зоны, аэродромной сети Вооружённых сил и обеспечение безопасности ядерного оружия, позволят повысить боеготовность российской армии.

Недавно в Министерстве обороны было принято решение о разработке проектов федеральных целевых программ, направленных на развитие инфраструктуры Арктической зоны, обеспечение безопасности ядерного оружия, а также совершенствование аэродромной сети Вооружённых сил. Выполнение этих программ позволит повысить боеготовность российской армии и укрепить обороноспособность государства. В настоящее время проекты концепций указанных ФЦП проходят согласование. До конца года планируется получить положительные заключения от федеральных органов исполнительной власти, заинтересованных в их реализации.

В таком специфическом регионе, как Арктика, могут работать только специально подготовленные люди, и личный состав Вооружённых Сил России как раз является таким контингентом.

Вооружённые силы РФ, решая задачи по строительству инфраструктуры в российской Арктической зоне и её экологической очистке, обеспечивают как безопасность России от различных угроз в этом регионе, так и способствуют его освоению, считают опрошенные РИА Новости эксперты.

Очистка Арктики, как может показаться, несвойственная задача для Вооружённых сил. Но это не так. Во-первых, Арктика – крайне специфический регион, где способны работать только специально подготовленные люди, и личный состав Вооружённых сил является именно тем контингентом, который обладает необходимыми умениями, техническими средствами для решения задач в сложных климатических условиях. Во-вторых, именно проблемы экологии являются одними из наиболее острых. Здесь, Вооружённые силы, решая эту задачу, обеспечивают безопасность Российской Федерации от вызовов и угроз, в том числе, от так называемых невоенных средств борьбы – в том числе, давления по экологической и дипломатической линиям.

До 2012 года военному присутствию России в Арктике не придавалось большого значения. Но в последние четыре года министерством обороны активно восстанавливается и развивается военная инфраструктура охраны арктического пространства и побережья, что необходимо для защиты безопасности России и обеспечения её интересов в этом регионе.

В период навигации 2015 года для нужд воинских частей, дислоцированных в 156 труднодоступных районах Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока, где проживают более 21 тысячи военнослужащих и членов их семей, своевременно доставлено более 130 тысяч тонн различных материальных средств. Созданные запасы материальных средств гарантированно обеспечат личный состав воинских частей до начала завоза 2016 года и в течение всего года.

В целях размещения формируемых воинских частей в Арктической зоне (посёлок Рогачево архипелага Новая Земля, на островах: Земля Александры архипелага Земля Франца-Иосифа, Средний архипелага Северная Земля, Котельный архипелага Новосибирские острова, Врангеля и на мысе Шмидта) осуществляются работы по строительству и обустройству 337 объектов военной инфраструктуры.

Для обеспечения работ только в 2015 году морским и воздушным транспортом было завезено более 80 тысяч тонн строительных материалов (на 50 тысяч тонн больше, чем в 2014 году). Основные работы по строительству объектов для несения боевого дежурства и размещения личного состава завершены, осуществляется строительство и обустройство технических позиций, парковых и складских зон. Особое внимание заслуживают выполненные в текущем году мероприятия по экологической очистке территории воинских частей, заброшенных гарнизонов, военных полигонов Арктической зоны, которые не проводились с момента распада СССР, где загрязнено порядка 446 гектаров земли и накопилось свыше 65 тысячи тонн металлолома. В целях организации экологической очистки в 2015 году были сформированы подразделения ликвидации экологического ущерба, которыми было очищено от загрязнений 78 гектаров земли, собрано 4,3 тысячи тонн металлолома (135% от плана 2015 года), вывезено 1,8 тысячи тонн и подготовлено для вывоза в 2016 году 2,5 тысячи тонн.

Таким образом, отдельные государства безосновательно стремятся увеличить свои территории за счёт континентального шельфа и островов Северного

**СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ,
ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ
И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

Ледовитого океана. И это обстоятельство вызывает широкий спектр потенциальных вызовов и угроз безопасности России. Сегодня к данному региону приковано внимание наших учёных, экологов, бизнеса, экспертного сообщества и природоохранных организаций.

Не остались в стороне от освоения сурового и богатейшего края и российские военные. Министерство обороны активно участвует в обеспечении перспективных национальных проектов, каким является развитие российской Арктики.

Литература

1. Антрим К. Новая судоходная Арктика: Крайний Север и геополитика в XXI веке // Россия в глобальной политике. – 2010. – №5 (сентябрь-октябрь). – С. 35–49.
2. Александров О. Лабиринты арктической политики // Россия в глобальной политике. – 2009. – №4 (июль-август). – С. 114–122.
3. Додин Д.А. Устойчивое развитие Арктики (проблемы и перспективы). – СПб.: Наука, 2005. – 283 с.
4. Жуковский В.М. Россия. Курс на Арктику // Юриспруденция. – 2010. – Т. 20. – №4. – С. 34–39.
5. Кокошин А.А. Политология и социология военной стратегии. – М.: КомКнига, 2005. – 616 с.
6. Корзун В.А. Россия в Мировом океане: новые геополитические условия. М.: Наука, 2005. – 522 с.
7. Криворотов А.К. Неравный раздел пополам: к подписанию российско-норвежского спора о разграничении в Арктике // Вестник Московского университета. Серия 25. Международные отношения и мировая политика. – 2011. – №2. Арктика: политика, экономика, устойчивое развитие. – С. 62–91.
8. Мелков Г. М. Континентальный шельф и основы государственной политики России в Арктике // Национальные интересы. – 2009. – №3. – С. 24–29.
9. Сборник действующих договоров, соглашений и конвенций, заключенных СССР с иностранными государствами. Вып. XXIII. – М., 1970. – С. 101–105.
10. Селин В.С. Стратегические вызовы национальным интересам Российской Федерации в Заполярье: взгляд из Арктики // Вестник Московского университета. Серия 25. Международные отношения и мировая политика. – 2011. – №2. Арктика: политика, экономика, устойчивое развитие. – С. 158–179.
11. Тренин Д., Баев П. Арктика: взгляд из Москвы. – М.: Московский центр Карнеги, 2010. – 32 с.
12. Фененко А.В. Международное соперничество за освоение общих пространств // Международные процессы. – 2010. – Т. 8. – №1 (22). – С. 14–30.
13. Zellen B.S. Arctic Doom, Arctic Boom: The Geopolitics of Climate Change in the Arctic. – Santa Barbara: Praeger, 2009. – 232 p.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЙ АРКТИЧЕСКОГО БАССЕЙНА

В.А. Смирнов И.В. Иванов

Научный руководитель ассистент Е.Н. Осипова

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

Арктический осадочный бассейн содержит до 150 млрд. т. условного топлива (у.т.) углеводородного сырья [1].

Весьма перспективным в исследовании Арктики является геотермический метод [2]. В структуре геотермических исследований выделяются четыре направления: теоретические, региональные исследования, аппаратурно-методические разработки и решение прикладных задач.

Результаты работы У.Ли и С.Уеда показали, что средние значения плотности теплового потока (q) в раздельных выборках по континентам и океанам примерно равны, составляя около 60 мВт/м^2 . Данный вывод казался странным, так как генерация глубинного тепла считалась следствием распада радиоактивных изотопов, концентрация которых в континентальной коре в 50 раз выше, чем в океанической. Выяснилось, что процесс спрединга компенсирует дефицит радиогенного тепла в океанической коре.

В 60–70-е годы XX в. на основании изучения особенностей распределения теплового и других геофизических полей в океане были созданы качественные и количественные модели конвекции в мантии усилиями С.К. Ранкорна, Ф.Дж. Вайна, Д.Г. Мэтьюса, Кс. Ле Пишона и других ученых.

Большой вклад в их обоснование внесли отечественные исследователи: В.А. Магницкий, А.С. Монин, О.Г. Сорохтин, С.А. Ушаков, Е.В. Артюшков, Л.П. Зоненшайн, А.В. Каракин, Л.И. Лобковский, Е.А. Любимова, В.П. Трубицын и др. При учете генерации тепла за счет гравитационной дифференциации вещества Земли вынос его под океанами восходящими ветвями конвективных мантийных ячеек оказался по масштабу практически равным радиогенной теплогенерации в континентальной коре [Сорохтин, 1974; Langseth et al., 1966; Смирнов, 1980].

В середине 70-х годов этот вывод стал подвергаться сомнению из-за концентрации наблюдений в срединно-океанических хребтах и зонах задугового спрединга, где плотность кондуктивного теплового потока часто намного выше средней, вплоть до ураганно высоких значений ($> 1000 \text{ мВт/м}^2$). Вместе с тем, в тех же зонах были встречены почти нулевые и даже отрицательные значения плотности кондуктивного теплового потока [Von Herzen, Anderson, 1972].

Используя геотермический зонд «ГЕОС-М», исследователи [1] убедились в том, что в зоне вертикальной разгрузки термального флюида геотермический градиент и кондуктивная составляющая теплового потока могут оказаться нулевыми.

Другим достижением этого периода, имеющим общетеоретическое значение, стало выявление зависимости плотности фонового (регионального среднего) кондуктивного теплового потока от возраста тектономагматической активности. Как показали Б.Г. Поляк и Я.Б. Смирнов [1966, 1968], в континентальной коре эта плотность (q) уменьшается обратно пропорционально возрасту (t) фаз этой активности от кайнозойских структур к мезозойским, палеозойским, допалеозойским, опускаясь к минимальному значению до 38 мВт/м^2 в дорифейских блоках. Этот уровень можно считать универсальным континентальным фоном.

СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Изучая термическое состояние глубинных и придонных водных масс абиссальных котловин Северного Ледовитого океана, Е.А. Сухих сделал вывод, что придонный слой сформирован под воздействием внутреннего тепла Земли, а постоянство температуры и солености внутри слоя указывает на идущие конвективные процессы.

Ступенчатая структура температурных профилей выше придонного перемешанного слоя, обусловлена процессом двойной диффузии, который осуществляет перенос тепла в вышележащие слои. Рост температуры в направлении дна в придонном перемешанном слое является индикатором поступления тепла снизу. Если бы подобный слой формировался посредством только механического перемешивания, то повышенное теплосодержание в данном слое отсутствовало бы, поскольку температура в Евразийском бассейне после 1000 м понижается с глубиной.

В 70-е годы начались геотермические исследования погружными зондами «ПТГ-3М» в Евразийском бассейне Арктики [1]. Измерения были сделаны на шельфе в Баренцевом море при глубинах до 300 м и глубине внедрения одноканального зонда в осадки максимально на 2 м. Результаты продемонстрировали влияние экзогенных термических полей на глубинный тепловой поток – сказывалось воздействие сезонных периодических колебаний температуры дна моря и придонных течений.

В 1990 г. на трех площадях в пределах Баренцевоморского бассейна: Штокмановской, Ледовой и Арктической сотрудниками Геологического института КНЦ РАН проведены геотермические исследования и газобитуминологическое опробование донных осадков с целью оценки нефтегазоносности структур и выявления углеводородной составляющей в конвективном теплопереносе. В результате данных исследований выявлен ряд характерных особенностей.

1. Среднее значение наблюдаемого теплового потока в пределах площади составляет 60–65 мВт/м².

2. Повышение плотности теплового потока и содержания метана в центральной части структуры свидетельствуют о замедленном теплопереносе.

3. Локальные повышения теплового потока по периферии структуры, отражают внешний контур газоносности и ослабление обрамляющей зоны.

4. Параметры геотемпературного и геохимического полей в донных отложениях несут информацию о наличии залежи углеводородов, ее внешних границах и условиях существования. Характер изменения параметров этих полей отражает преимущественно газовый состав углеводородов в залежи.

Представленные данные по локальным структурам Баренцева моря убеждают, что, несмотря на методические сложности интерпретации геотермических данных, включение геотермических работ в комплекс поисково-разведочных исследований на нефтяных и газовых месторождениях является эффективным способом оконтуривания локальных залежей.

Литература

1. Труды Геологического института / Геол. ин-т. — М.: Изд-во АН СССР, 1932–1964. — М.: Наука, 1964. —ISSN 0002-3272 Вып. 605: Геотермия арктических морей / Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В. и др.; Отв. ред. Ю.Г. Леонов. — М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.

2. Иванов И.В., Курманов А.Н., Смирнов В.А. Тепловой поток земли и его роль в нефтяной геологии / Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2015. – Т. 1. – С. 233 – 235.

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ДОННЫХ ОСАДКОВ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ

А.С. Рубан

Научные руководители: профессор А.К. Мазуров, научный сотрудник О.В. Дударев
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Актуальность. Происходящие в настоящее время климатические изменения наиболее интенсивно проявляются в арктических регионах Земли. Распространенные здесь многолетнемерзлые породы представляют собой огромный резервуар законсервированного реликтового органического вещества (ОВ). Разрушение этого ледового комплекса сопровождается вовлечением ОВ в современный биогеохимический цикл, а также выбросами в атмосферу основных парниковых газов CH_4 и CO_2 [4]. Помимо деградации мерзлоты, крупным источником ОВ является речной сток сибирских рек. При этом генетические особенности органического углерода донных отложений до сих пор остаются малоизученными.

Цель исследований: определение концентраций ОВ в верхнем слое донных осадков северо-восточной части моря Лаптевых, а также изучение его генезиса по органо-химическим маркерам – $\delta^{13}\text{C}$, C/N отношению.

Фактический материал и методы исследований. Пробы донных осадков были отобраны в ходе научно-исследовательской экспедиции в северо-восточной части моря Лаптевых (рис.1) в 2011 г (НИС «Академик М.А. Лаврентьев»). Отбор проб проводился с помощью прямоточных гравитационных трубок и дночерпателя Van Veen. Хранились образцы в замороженном виде при температуре -18 C .

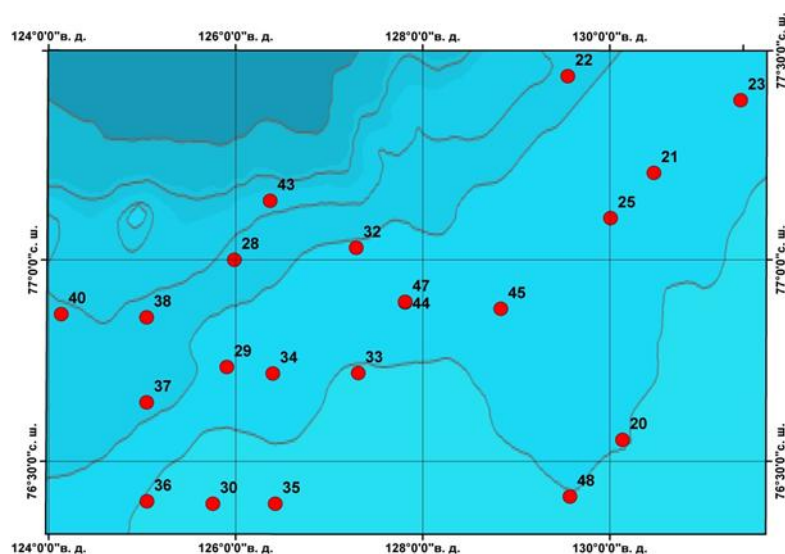


Рис. 1. Карта фактического материала

**СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ,
ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ
И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

Определение общего содержания органического углерода выполнялось на пиролизаторе «Rock-Eval 6 Turbo» VINCI Technologies. Изотопный состав $C_{орг}$ определялся с помощью изотопного масс-спектрометра DELTA V ADVANTAGE. Гранулометрический анализ выполнялся на лазерном анализаторе размера частиц «Analysette-22». Содержание азота определялось на CHNS элементном анализаторе.

Результаты и обсуждение. Концентрации $C_{орг}$ лежат в диапазоне 0,31-1,09 от сухого вещества осадка при среднем значении 0,66. Данные значения являются обычными для пелитовых и алеврито-пелитовых илов арктических морей. Отмечается устойчивая корреляция между содержанием $C_{орг}$ и пелитовой фракцией осадков (рис. 2), что обусловлено активной сорбционной способностью глинистых минералов [3].

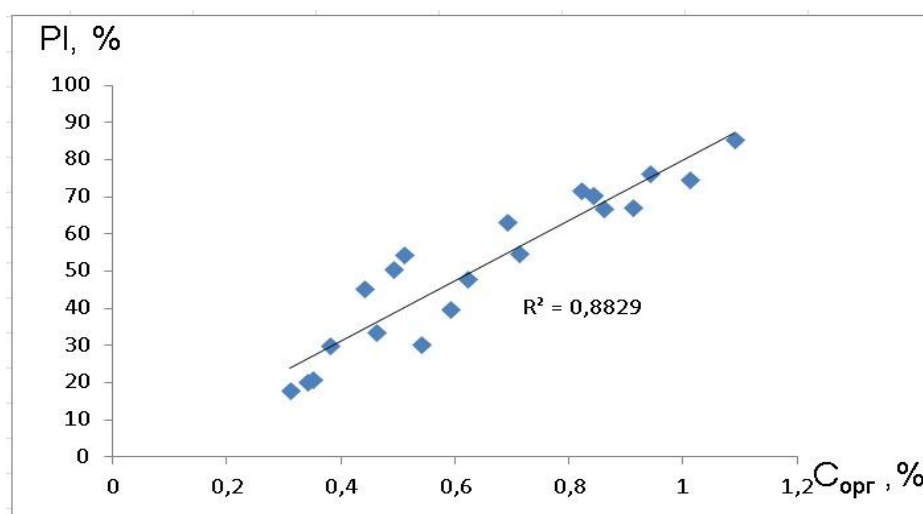


Рис. 2. Зависимость между пелитовой фракцией (PI) и содержанием органического углерода ($C_{орг}$)

Значения отношения C/N лежат в диапазоне от 3,77 до 7,6 при среднем 5,79. Согласно [1], для органического вещества морского происхождения характерно значение C/N равное 5-7. Изотопные значения в исследуемых образцах лежат в диапазоне от -28,7‰ до -23,6‰, при среднем -24,5‰. Изотопные значения -27-28‰ обычно связываются с органическим веществом терригенного генезиса, устойчивого к биохимической трансформации. Органическое вещество морского происхождения содержит большее количество изотопа ^{13}C (-23÷-19‰) по причине худших условий фракционирования водорослями изотопов углерода в процессе фотосинтеза [2,5].

Заключение. Таким образом, исходя из результатов, полученных при исследовании проб донных осадков северной части моря Лаптевых, можно сделать вывод о смешанном генезисе органического вещества. Источниками ОВ, по-видимому, являются морской планктон и, в подчиненном количестве, материал, приносимый речным стоком Лены, а также продукты термоабразии берегов.

Литература

1. Ветров А.А., Семилетов И.П., Дударев О.В., Пересыпкин В.И., Чаркин А.Н. Исследование состава и генезиса органического вещества донных осадков Восточно-Сибирского моря // Геохимия, 2008, № 2, – с. 183–195

2. Галимов Э.М. Геохимия стабильных изотопов углерода. – М.:Недра, 1968 – 224 с.
3. Рухин Л.Б. Основы литологии. – М.: Недра, 1969 – 779 с.
4. Семилетов И.П. Разрушение мерзлых пород побережья как важный фактор биогеохимии шельфовых вод Арктики // Доклады Академии наук. 1999. Т. 368. № 5. – С. 679–682.
5. Druffel, E.R.M., P.M. Williams. Importance of isotope measurement in marine organic chemistry // Mar. Chem. –1992. –Vol. 39, № 1-3. –P. 29-215.

ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ МЕТАНГИДРАТА

Р.А. Шамсутдинов

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

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

Поскольку природный газ становится глобальной энергетической мощностью тем самым может «изменить правила игры», исследователи нефтегазовой структуры разрабатывают новые технологий для производства природного газа из залежей гидрата метана. Это исследование имеет важное значение, так как полагают, что отложения гидрата метана, большой углеводородный ресурс, чем вся в мире нефть, природного газа и угля вместе взятых. Если эти отложения могут быть эффективно и экономически развитый, гидрат метана может стать следующей энергией и тем самым «изменить правила игры».

Огромное количество гидрат метана было обнаружено под арктической вечной мерзлотой, под антарктическим льдом и в осадочных отложениях вдоль континентальных окраин во всем мире. В некоторых частях мира они гораздо ближе к районам с высокой численностью населения, чем любой области природного газа. В настоящее время задача состоит в том, чтобы этот ресурс инвентаризировался, и найти безопасные экономичные пути его развития.

Метан гидрат представляет собой твердое кристаллическое вещество, которое состоит из молекулы метана, окруженного клеткой взаимосвязанных молекул воды (см изображение в левом верхнем углу). Метан гидрат является «льдом», что только происходит естественным образом в приповерхностных месторождениях, где температура и давление благоприятные условия для его формирования. Если лед удаляется из этой среды температура и давление становится неустойчивым. По этой причине залижи метан гидрата трудно изучать и добывать. До них не добраться путём бурения для исследования, как и других подповерхностных материалов, потому что, как они выносятся на поверхность, давление снижается и температура повышается.

У гидрат метана есть несколько других имён. К ним относятся: гидрат метан, гидрометан, метан лед, лед гидрата природного газа и гидрата газа. Большинство месторождений гидрат метана, также содержат небольшие количества других гидратов углеводородов. К ним относятся пропан и этан гидрата.

Земные условия, температура и давление, подходящих для образования и стабильности гидрата метана:

- 1) осадочные породы у которых температура ниже арктической вечной мерзлоты;
- 2) осадочные отложения вдоль континентальных окраин;

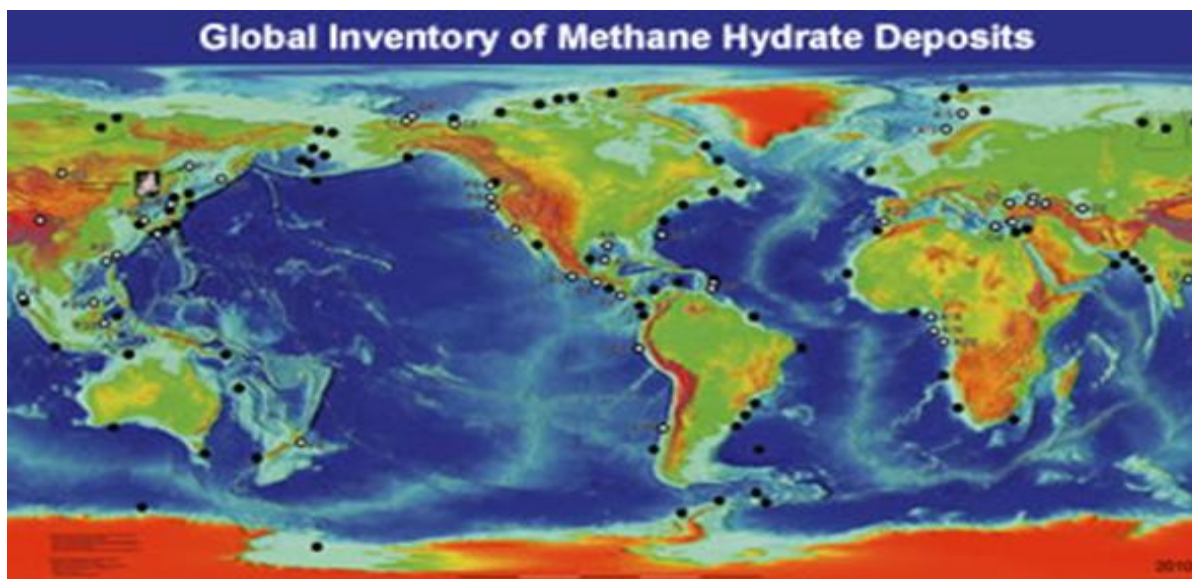
**СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ,
ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ
И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

3) глубоководные отложения внутренних озер и морей;

4) под антарктическим льдом.

За исключением антарктических месторождений, скопления гидрат метана находятся не очень глубоко под поверхностью Земли. В большинстве случаев гидрат метана находится в пределах нескольких сотен метров от поверхности осадка.

Среда гидрат метана происходит в виде слоев, узелки и межзеренных цементов. Отложения часто настолько плотно и стойко в боковом направлении, что они создают непроницаемый слой, который улавливает природный газ движущийся снизу вверх.



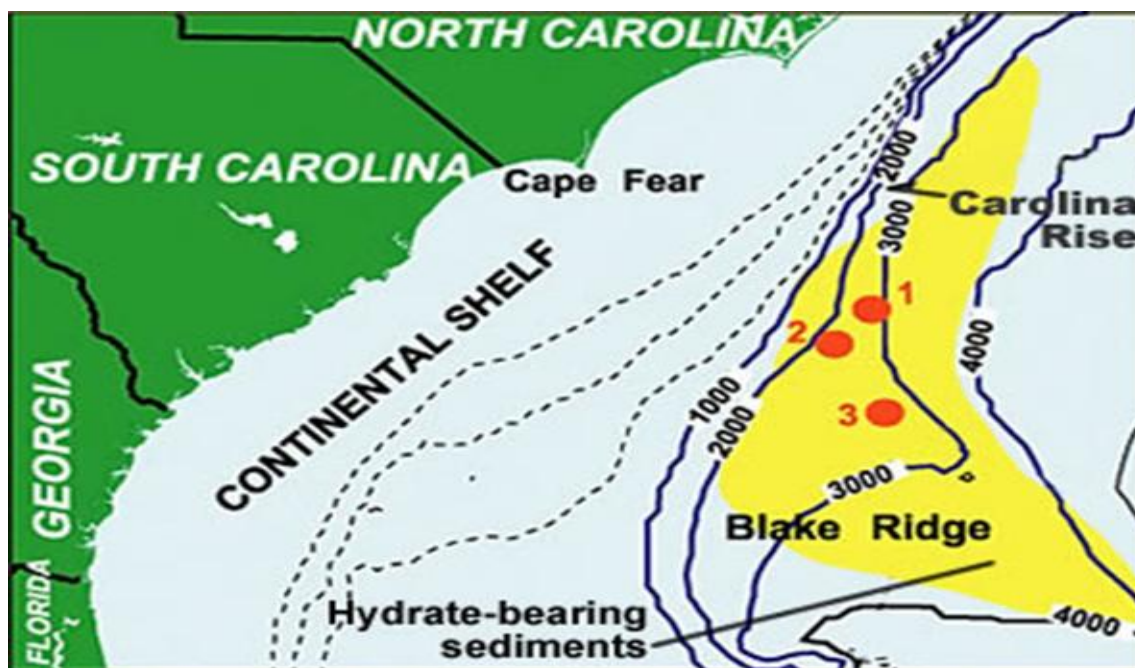
Эта карта представляет собой обобщенный вариант местоположения в USGS глобальной инвентаризации природного газа, базы залежей гидрата.

Одним из наиболее широко изученных месторождений газогидратов Блейк-Ридж, Прибрежная Северная и Южная Каролина. Проблемы производства метана из этого месторождения является высокое содержание глины и низкая концентрация метана. Эта карта является примером близости континентальных отложений маргинальных к потенциальным рынкам природного газа.

В 2008 году геологическая служба США оценили общий объем неоткрытых ресурсов гидрат метана для области склона Северной Аляски. Они подсчитали, что общий объем неоткрытых ресурсов природного газа, в виде гидрат метана, колеблется между 7,7 и 48,1 триллионов кубических метров. Поскольку очень немногие скважины были пробурены через скопления газовых гидратов, оценки имеют очень высокий уровень неопределенности.

В начале 2012 года совместный проект между Соединенными Штатами и Японией производится постоянный поток метана путем введения диоксида углерода в накопление гидрата метана. Метана был заменён двуокисью углерода в гидратной структуре, и освободила течь метана к поверхности. Это испытание было значительным, так как это позволило производство метана без неустойчивостей, связанных с газовым плавление гидрата.

На сегодняшний день, по предварительной информации, в ходе экспериментальной добычи метана из метан гидратов на океаническом дне японцам удалось получить 120 тыс. кубометров газа. Добыча длилась на протяжении 6 дней.



В среднем в сутки добывалось 20 тыс. кубометров метана. Первоначально планировался двухнедельный срок экспериментальной добычи, однако в связи со сложными погодными условиями на море, а также рядом проблем технического характера, возникших 18 марта, работы были приостановлены.

Добыча метана из метан гидратов велась на глубине 330 метров ниже уровня дна океана в 80-ти километрах от побережья японского острова Хонсю. В ходе аналогичного эксперимента пятилетней давности, который проводился в Канаде, за 5 дней удалось добыть только 13 тыс. кубометров метана.

Метан гидраты представляют собой чувствительные отложения. Они могут быстро диссоциируют с повышением температуры или уменьшением давления. Эта диссоциация производит свободный метан и воду. Превращение твердого осадка в жидкость и газ, создает потерю поддержки и прочность на сдвиг. Это может привести к падению подводных оползней, или проседания, которые могут повредить производственное оборудование и трубопроводы. Так же метан представляет собой мощный парниковый газ. Повышение температуры в Арктике может привести к постепенному таянию газогидратов. Потепление океана может вызвать постепенное таяние газовых гидратов. Хотя многие сводки новостей представили это как потенциальную катастрофу, ЮСГС исследование определило, что газовые гидраты в настоящее время способствуют общему количеству атмосферного метана и что катастрофическое таяние нестабильных месторождений гидратов вряд ли сможет передавать большие объемы метана в атмосферу.

Хотя скопления гидрат метана находятся в сложных условиях и рядом технических проблем, всё же они широко распространены и являются крупнейшим источником углеводородов на Земле. Разнообразие технологий могут быть разработаны для их производства с помощью снижения давления, ионного обмена и другие процессы, которые используют их уникальными химическими и физическими свойствами. Соединенные Штаты, Канада, Япония и Индия имеют активные исследовательские программы. Метан гидрат, вероятно, играет важную роль в нашей будущей структуре энергетики. В России ведутся исследования возможности добычи газа из огромных залежей мета гидратов в зонах вечной

**СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ,
ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ
И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

мерзлоты в Западной Сибири. Они финансируются государственной корпорацией "Газпром".

Литература

1. USGS газогидратов Lab: Стивен Wessells, Лаура Штерн, Стив Кирби; Геологическая служба США Мультимедиа Фотогалерея Видео, 2012.
2. Глобальная инвентаризация гидрат природного газа встречаемости : Кит А. Kvenvolden и Томас Д. Lorenson, Pacific Coastal & Marine Science Center, Геологическая служба США
3. Гидратов природного газа: Обзор : Тимоти С. Коллетт, Артур Х. Джонсон, Camelia С. Кнапп, Рэй Босуэлл; в Т. Коллетт, А. Джонсон, С. Кнапп, Р. Босвелл, ред, природных газовых гидратов-Энергетический потенциал ресурсов и связанных с ними геологических опасностей:. AAPG Memoir 89, стр. 146-219, 2009.
4. Газовые гидраты Offshore юго - востоке США : Каролин Ruppel, Технологический институт Джорджии, веб - сайт NOAA Ocean Explorer, доступ к сентября 2012 года
5. Оценка гидратосодержащих ресурсов на Северном склоне Аляски, 2008 : Геологическая служба США, Информационный бюллетень 2008-3073, октябрь 2008 г.
6. США и Японии Завершите успешный полевых испытаний Гидрат метана технологий производства : Государственный департамент Соединенных пресс - релизе Energy, 2 мая 2012 года
7. Энергоресурса потенциал гидрат метана : Введение в науку и энергетического потенциала уникального ресурса, публикация Национальной лабораторией энергетических технологий, Департамент энергетики США, февраль 2011 г.
8. Чистая фазы приводит к термальное свойство: §I гидрат метана : Леса дыра научный центр, Геологическая служба США, 2007.
9. Гидратов газа и потеплением климата - Почему Метан Катастрофа вряд ли : Каролин Ruppel и Диана Noserale, Геологическая служба США, Звуковые волны Информационный бюллетень, май / июнь 2012 года
10. Исследование предполагает большие резервуары метана под антарктический ледяной покров : Тим Стивенс, пресс - релиз, Калифорнийский университет в Санта - Круз, 29 августа 2012 года.

Секция 4

**НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

**ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ ТЕЧЕНИЙ ВЯЗКИХ СРЕД
В ТРУБОПРОВОДАХ С ПРОИЗВОЛЬНОЙ КОНФИГУРАЦИЕЙ
ПОВЕРХНОСТИ СТЕНКИ В РЕЖИМАХ СУЩЕСТВЕННОГО ВЛИЯНИЯ
ПЕРЕМЕННОСТИ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ, ПЕРЕХОДОВ
ВИХРЕВОЙ И ТЕПЛОВОЙ ПРИРОДЫ, ИЗМЕНЕНИЙ КЛИМАТИЧЕСКИХ
УСЛОВИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

С.Н. Харламов, профессор, академик РАЕН

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

Резюме. Работа посвящена проблемам и результатам детального исследования гидро- и газодинамики, тепло- и массообмена при транспортировке гомогенных и гетерогенных углеводородных смесей, химически однородных и неоднородных вязких капельных и газообразных сплошных сред в трубах и каналах с особенностями поверхности стенки в устойчивых и переходных ламинарно-турбулентных режимах движения систем, реагирующих на изменения внешней среды, особенности функционирования узлов и аппаратов, специфической формы поперечного сечения в местах их соединений.

Исследование внутренних течений, осложненных переходами энтропийной природы, включающей особенности изменений структуры вследствие возмущений во внешней среде (специфический климатический фактор, особенности рельефа местности) и рабочем потоке (нетривиальные явления в режимах функционирования оборудования, обусловленные остановом, пуском, а также изменениями тепла, массы и импульса в вихревом, тепловом и химическом процессах при отрыве, присоединении рабочего тела в местах сочленений трубопровода) представляется *актуальной задачей*. Несмотря на многообразие фундаментальных и прикладных исследований подобных задач, имеющиеся результаты в части теории и опыта еще недостаточны для полного уяснения сути явлений, обеспечивающих надежность управления оборудованием в суровых условиях Крайнего Севера, постановку и реализацию экспериментов по прогнозу реальной картины динамики объекта исследования. В этой ситуации ощутимый вклад дают методы численного моделирования процессов с привлечением ПЭВМ, гибких технологических подходов и схем расчета сложных вихревых структур во внутренней и внешней средах. Заметим, что в настоящее время в изучении устойчивых и переходных отрывных течений с неизотермичностью, переменностью теплофизических свойств, изменениями состава, внешних сил, фазовыми явлениями горением достигнут существенный прогресс в понимании механизмов образования мелко- и крупномасштабной вихревых структур в потоках [1]. Однако, некоторые важные вопросы остаются открытыми для целей прогноза явлений при срыве потока с обтекаемого препятствия (отложения тяжелых фракций на стенках), перераспределения энергии в областях сочленения трубопроводов (движения через узлы и секции переменного поперечного сечения Т-, U-, F-, S- образной формы, конфузорно-диффузорного типа), а также тупиковые ответвления крановых узлов,

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

заполненные смесью инертных и химически реагирующих газов, подверженных интенсивному нагреву/охлаждению от окружающей среды. Сюда следует отнести проблемы обоснования перспектив использования тех или иных математических и вычислительных моделей течений и корректного прогноза деталей изменений локальной структуры таких потоков и их интегральных параметров в энергонапряженных зонах. В настоящей работе моделирование процессов молярного переноса импульса, тепла и массы выполняется в рамках так называемого RANS-подхода, использующего уравнения Рейнольдса (осредненные уравнения Навье–Стокса) вместе с оригинальной многопараметрической анизотропной модели турбулентности второго порядка для напряжений и турбулентных потоков скалярной субстанции (тепла и массы) [2]. Такая модель опирается на двухпараметрические динамические и тепловые базы с транспортными уравнениями для кинетической энергии турбулентности (k), интенсивности пульсаций поля энтальпии (температуры t'^2), характерных масштабов времени пульсаций поля скорости τ и температуры τ_θ , интегральный масштаб турбулентных энергонесущих вихрей L . Обосновывается необходимость учета эффекта разномасштабности процессов диссипации тепловых и динамических пульсационных параметров при сквозном расчете низкорейнольдсовых сложных турбулентных течений и тепло- и массообмена непосредственно со стенки, включая ламинарный подслой и буферную зону. Продемонстрированы возможности как самих опорных баз из k - τ , t'^2 - τ_θ – уравнений, так и моделей “напряжения-потоки” в сравнении с замыканиями Г.С. Глушко-О.Ф.Васильева-В.И.Квона в прогнозе сложных турбулентных внутренних течений. Детально выполнена калибровка модели на классе канонических течений, с построением вычислительного алгоритма, оптимизацией постоянных. Представлена современная и, как показывают многочисленные сравнения с данными опытов, гибкая модель турбулентности успешно предсказывающая развивающиеся внутренние течения, тепло- и массообмен при движении вязких инертных и химически реагирующих углеводородных сред в условиях пониженных температур окружающей среды.

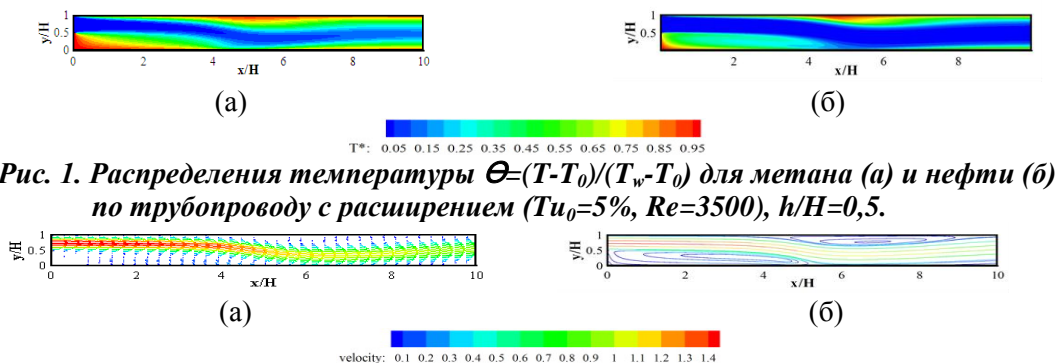


Рис. 1. Распределения температуры $\Theta=(T-T_0)/(T_w-T_0)$ для метана (а) и нефти (б) по трубопроводу с расширением ($Tu_0=5\%$, $Re=3500$), $h/H=0,5$.

Рис.2. Векторные распределения поля скорости (а) и линии тока (б) для нефти в трубопроводе в условиях вязкостно-инерционного ламинарного режима ($Re=900$).

Расчеты показывают, что с увеличением скорости движения среды в трубопроводе со скачком сечения в ядре возникают интенсивные рециркуляционные периферийные зоны. Выраженная асимметрия течения определяет динамику во верхнем вихре. Установлено, что тепловой пограничный слой становится заметно тоньше по мере поступления в протяженную часть трубопровода рабочей среды, которая не успевает прогреваться за счёт одного лишь механизма теплопроводности. Исключение составляют области вихрей, в которых

теплообмен осуществляется сильнее вследствие конвективного переноса нагретого вещества по всему объёму возвратной зоны. Также отметим, что заметный вклад в величину изменения молярной вязкости оказывают сдвиговые напряжения. Это подчеркивает роль анизотропных эффектов в процессах переноса импульса и тепла, необходимость их прогноза по универсальным моделям второго порядка.

Литература

1. Kharlamov S.N., Silvestrov S.I. Hydrodynamics and Heat Transfer of Complex Internal Streams With Recirculation Fields. Rome: Ionta, Italy, 2010.- 169p.
2. Бубенчиков А.М., Комаровский Л.В., Харламов С.Н. Математические модели течений и теплообмена во внутренних проблемах динамики вязкого газа. Томск: Издательство ТГУ, 1993. -447с.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, ПРОКЛАДЫВАЕМЫХ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

А.Т. Баишев

Научный руководитель доцент В.Г Крец

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

Для адекватной оценки технического состояния подземного газопроводов в районах Крайнего Севера следует определить фактические эксплуатационные нагрузки. В качестве примера возьмем аварийный участок «А», на котором произошло выпучивание газопровода на поверхность. Вследствие чего участок газопровода длиной 120м отклонился от оси укладки и находится под жестким напряжением частично в наземном положении без температурных компенсаторов. По данным геометрического нивелирования максимальный выгиб относительно оси укладки составил 1м. [4]

Расчет действующих напряжений участка изгиба МГ по теории упругого изгиба проведен по данным определения фактического профиля оси изгиба газопровода геодезическим методом[1]. Определены основные геометрические и физические параметры МГ в непроектном положении: $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа; диаметр наружный $D = 0,53$ м; толщина стенки $\delta = 0,007$ м; диаметр внутренний $\delta = 0,516$ м; прогиб $f = 1$ м; длина участка $l = 120$ м. Продольное напряжение определяем по теории чистого изгиба:

$$\sigma(f, l) = 8EJ \frac{f}{W(4f^2 + l^2)}$$

Тогда продольное напряжение $\sigma(f, l) \approx 30,98$ МПа. Газопровод схематично представим в виде статически неопределимой системы. При изменении температуры в элементах статически неопределимых систем возникают дополнительные усилия, так называемые температурные напряжения:

$$\sigma_t = -\alpha \Delta t E = -201,6 \text{ МПа}$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, м;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительной величиной при нагревании, С.

Максимальные суммарные продольные напряжения определяют от нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

перемещений магистрального газопровода в соответствии с правилами строительной механики. При определении жесткости и напряженного состояния отвода следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления. В частности, для прямолинейных и упруго изогнутых участков при отсутствии просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий температурного перепада и упругого изгиба определяют по формуле:

$$\sigma_{пр.н} = \sigma_i + \sigma(f, l)$$

Суммарные напряжения в результате сочетания растяжения и сжатия равны:

$$\sigma_{пр.н} = -201,6 + 30,98 = -170,62 \text{ МПа}.$$

Согласно СП 36.13330.2012 [2] полученное значение на участке с изгибом, больше допустимого значения, и свидетельствует что участок с изгибом не отвечает нормативным условиям прочности.

Зачастую это связано с тем что игнорируются свойства мерзлых пород при проектировании магистральных трубопроводов, что в итоге приводит к основным причинам повреждения магистральных газопроводов.

При проектировании и эксплуатации подземных трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях, специалистами компании Simmakers предложена методика компьютерного прогнозирования ореолов оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода (рис. 1.) на большой период времени в будущем. Программа позволяет оценить масштабы ореола оттаивания необходимые при расчете напряженно-деформированного состояния трубопроводов[3].

Согласно этой методике можно заранее предполагать опасные участки, производить оценку ореола оттаивания вокруг трубопровода и выбрать эффективный метод и средства балластировки на опасных участках магистрального трубопровода.

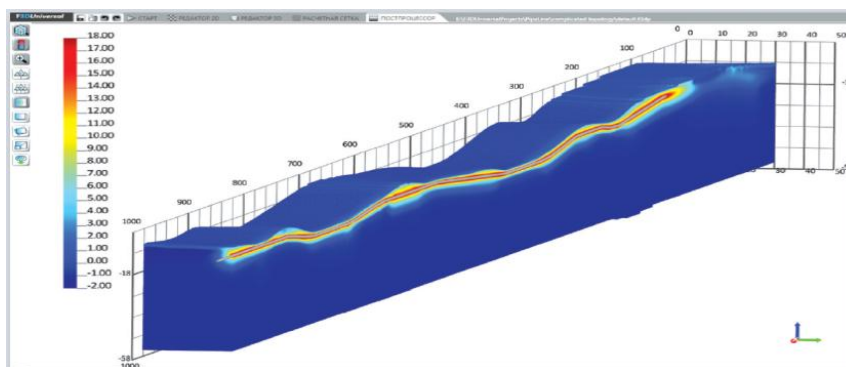


Рис 1. Трехмерное распределение температуры в градусах Цельсия через 10 лет в продольном сечении расчетной области [3]

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов при проектировании и эксплуатации часто не учитываются свойства мерзлых пород, которые в итоге, как показывает практика и приведенный расчет НДС, становятся основными причинами повреждений магистральных газопроводов.

Использование методике прогнозирования ореолов оттаивания (на период до 10 лет), позволит выявить опасные участки, произвести оценку ореола оттаивания вокруг трубопровода и выбрать эффективные методы и средства балластировки на

опасных участках магистрального трубопровода, что позволит повысить эксплуатационную надежность магистрального газопровода.

Литература

1. Новоселов В.В., Бачериков А.С. Оценка напряженно-деформированного состояния газопровода в условиях обратного промерзания грунта, характеризующегося пучением//Проблемы эксплуатации и ремонта промысловых и магистральных трубопроводов. Сб.науч.трудов. – Тюмень, 1999. С. 94 – 96;
2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85:2013;
3. Гишкелюк И.А., Станиловаская Ю.В., Евланов Д.В. Прогнозирование оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода большой протяженности//Технологии транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов – 2015. – № 17. – С. 20 – 25;
4. Чухарева Н.В., Тихонова Т.В. Анализ причин аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера в период с 2000 по 2010 год // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3 – С. 231 – 243.

АНАЛИЗ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА И ГРУНТА

Бу Цзюнь, С.П. Буркова

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

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

В процессе добычи морских нефти и газа, подводный трубопровод является важной частью проекта морской добычи нефти и газа. Если произойдет такой факт, как утечка нефти из трубопровода, то это вызовет огромные экономические потери и серьезное загрязнение морской среды [1]. Работа трубопровода на изгиб является распространенной формой повреждения трубопровода. Изгиб трубопровода является местным перпендикулярным и горизонтальным изгибами, при котором трубопровод находится под внешнем давлением и без свободной деформации. Напряжение возникает внутри трубопровода. На данный момент, расположение трубопроводов в грунте обеспечит некоторое сопротивление нагружению, чтобы предотвратить возникновение напряжения в трубопроводе произвольной формы. Таким образом, сопротивление грунта является важной частью исследования изгиба трубопровода [2].

Целью данной работы является определение предела сопротивления грунта, при разной глубине и анализ изменения перемещения грунта, окружающего трубопровод.

Изгибная деформация трубы морского трубопровода естественным образом возникает во время строительства трубопровода и наиболее опасна во время укладки трубы на морское дно. Если говорить в целом, то при строительстве морского трубопровода необходимо решить два основных вопроса:

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

1) найти допустимое усилие натяжения трубы, при котором сочетания напряжения изгиба и напряжения сжатия вследствие гидростатического давления не привели бы к локальному смятию трубы;

2) из-за сложности окружающей среды морского дна, исследования взаимодействия труба-грунт проводится в сложных условиях, что также очень необходимо.

Методом конечных элементов [3-8] провели расчет трубопровода и определили опасные зоны. Анализ фокусируется на зоне контакта труба-грунт.

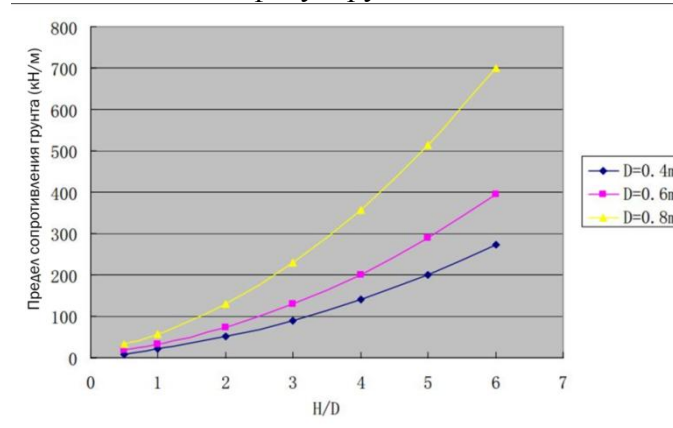


Рис.1 Влияние глубины на предел сопротивления грунта

Модель труба-грунт состоит из двух частей морского дна и трубы. Для изучения трубопровода и морского дна используются непрерывная трёхмерная геометрическая модель, так как Solid45 имеет пластичность, ползучесть, сдвиг, напряжение жёсткости, большие деформации и большие возможности деформации, поэтому восемь узлов используются для обеспечения трёхмерного шестистороннего моделирования твёрдотельного элемента. На основе анализа в программном продукте ANSYS при моделировании методом конечных элементов дна трубопровода, в том числе: определения предела сопротивления грунта при разной глубине, моделировании взаимодействия трубопроводов и грунта (рис.1) и сравним с теоретическими результатом.

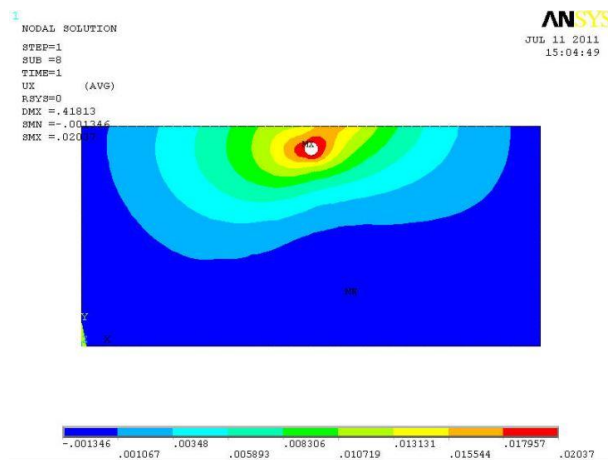


Рис. 2 Перемещение облака по оси X

Изображение деформации грунта (рис.2) и контуров в направлении X. Трубопровод имеет право движения, так что правая сторона грунта трубы имеет

отрицательное значение, из-за влияния сцепления грунта, левая сторона грунта трубы является положительным.

Выводы: Моделирование процесса горизонтального сопротивления взаимодействия грунта морского дна и трубопровода в программе ANSYS показывает что возможные перемещения имеют сходство с идеальной кривой упругопластичности. Из рис. 2 мы видим, что даже в сильно нагруженной зоне обеспечивается двукратный запас прочности.

Литература

1. Джон Б. Хэбиш Принцип конструкции подводных трубопроводов [М].Пекин: нефтяной промышленности Пресс, 1988.
2. DNV-OS-F101, Подводные трубопроводные системы, январь 2000.
3. Рен Ианжун. Обзор морского дна исследования взаимодействия труба-грунт [J].Китай оффшорной платформы, 2004.(2) 26-30.
4. Чэн Дундун. Подводные трубопроводы в сложных условиях и взаимодействия грунта [D].Тяньцзинь: Тяньцзинь университет, 2008.
5. Лиу Рун, Ян ШуВан, Сунь Гуомин. Улучшение аналитических методов расчета подводного трубопровода [J].Тяньцзинь университет, 2005, 38 (2): 124--128.
6. Пэн Л.С. Стресс методы анализа для подземных трубопроводов: Часть 2, трубопроводного транспорта, 1978: 65-75.
7. Ху Чжун-иун. Механика грунтов и механика окружающей среды [М].Шанхай: Тунцзи университета, 1997.
8. Ли Вай, Иэ Иуимин. ANSYS примеры инженерные приложения (второе издание) [м].Пекин: Китай Пресс, 2007г.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА РАЗЛИЧНЫМИ АБСОРБЕНТАМИ

А.Р. Гатиятов

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

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

Сегодня широко обсуждается освоение нового региона нефтегазодобычи – Арктики. Запасы природного газа в Арктике, по данным ученых, составляют около 1550 трлн кубометров. При этом практически все арктические запасы природного газа расположены у берегов России. Встаёт вопрос о выборе технологии подготовки сырого газа. Одной из самых эффективных технологий осушки природного газа является абсорбционный метод, в котором важную роль, влияющую степень осушки газа, играет вид абсорбента.

На практике обычно в качестве абсорбентов используют гликоли: этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), тетраэтиленгликоль и пропиленгликоль [1]. Чаще всего применяют ТЭГ, так как для него существует оптимальное соотношение между потерями и начальными эксплуатационными затратами. В холодных климатических условиях иногда используют ДЭГ, имеющий меньшую вязкость при пониженных температурах в контакторе, чем ТЭГ. [2].

Для сравнения качества осушки газа различными абсорбентами в программном комплексе Aspen HYSYS [3] был смоделирован процесс

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

абсорбционной осушки газа с технологическими параметрами, приближенными к реально существующим на Западно-Таркосалинском газовом промысле.

За исходный состав газа взят его компонентный состав перед ДКС, включающий до 97 % об. метана, из углеводородных компонентов присутствуют азот и диоксид углерода. В состав газового потока входит конденсационная и пластовая вода. Примем количество воды 2 г/м³.

Параметры работы абсорбера:

- давление – 6,8 МПа;
- температура газа – 1–30 °С;
- концентрация осушителя – 98 %;

Отметим, что во всех исследованных случаях расход осушителя принимался одинаковым.



Рис.1. Моделирующая схема абсорбционной осушки газа

Как видно из результатов исследования, с повышением температуры газа снижается эффективность процесса абсорбционной осушки газа, увеличиваются потери гликолей (рисунок 2). По абсолютной величине потери ЭГ почти на порядок превышают потери ДЭГ, потери которого, в свою очередь, на порядок выше, чем потери ТЭГ с осушенным газом при любой температуре контакта. Это связано с тем, что при повышении температуры газа процесс сепарации газа проходит хуже: увеличивается содержание воды в газовой фазе и данный расход гликоля не позволяет обеспечить нужную точку росы газа. Увеличение потерь осушителя объясняется тем, что при повышении температуры давление насыщенных паров гликоля повышается, и осушитель улетучивается из абсорбера вместе с газом [4].

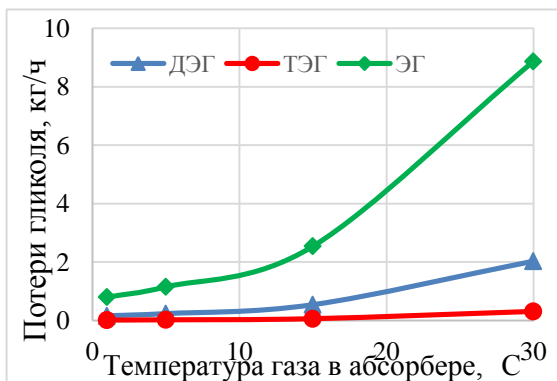


Рис.2. Зависимость между потерями гликоля и температурой газа в абсорбере для различных видов осушителя

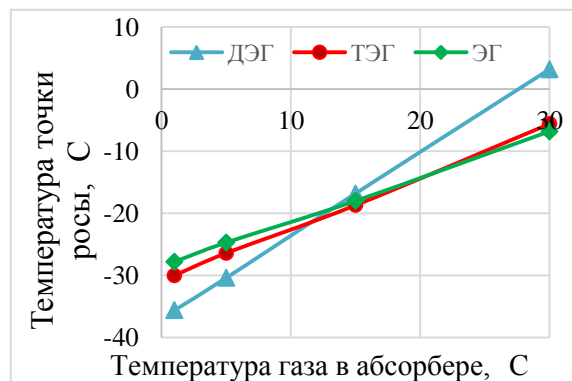


Рис.3. Зависимость температуры точки росы газа по воде от температуры контакта для различных видов осушителя

Как следует из рисунка 3, при температуре газа выше 13 °С минимальная температура точки росы достигается при использовании этиленгликоля и триэтиленгликоля. Чем выше температура газа, тем более заметна эффективность осушки газа именно этими гликолями по сравнению с диэтиленгликолем: при 30 °С точка росы по воде для ЭГа и ТЭГа ниже на 10 и 9 °С соответственно. ДЭГ лучше показывает себя при холодном контакте с температурой газа менее 13 °С. При температуре контакта 1 °С температура точки росы при использовании ДЭГа ниже по сравнению с ЭГом и ТЭГом на 8 и 6 °С соответственно. Это связано с тем, что ДЭГ имеет меньшую вязкость при пониженных температурах в контакторах [4]. Именно поэтому иногда в холодных климатических условиях используют ДЭГ.

Из представленных результатов следует, что наиболее эффективным осушителем является триэтиленгликоль, так как при его использовании достигается необходимая температура точки росы по воде, а потери гликоля с газом минимальны.

На Западно-Таркосалинском газовом промысле впервые в истории газодобывающей отрасли России применили в качестве абсорбента для осушки газа триэтиленгликоль, который используется до сих пор. Полученные на основании технологического моделирования результаты подтвердили правильность выбранного решения.

Литература

1. А. Дж. Кидни, У. Р. Парриш, Д. Маккартни. Основы переработки природного газа: пер. с англ. яз. 2-го изд. под. ред. О. П. Лыкова, И. А. Голубевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2014. – 664 с.
2. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2ч. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – ч.1. – 517 с.
3. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2014.
4. Колокольцев С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА ПРОЕКЦИЙ НА ЛАТЕНТНЫЕ СТРУКТУРЫ В СОЧЕТАНИИ С ИК-СПЕКТРОСКОПИЕЙ ВО ВХОДНОМ КОНТРОЛЕ КАЧЕСТВА ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ ДЛЯ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

Т.А. Герасина

Научный руководитель доцент А.Г. Зарубин

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

Газопровод является важной системой для транспорта энергии потребителям. С другой стороны, газ – это легковоспламеняющееся и взрывчатое вещество и случаи его утечки могут привести к необратимым последствиям. Для замены стальных труб на полиэтиленовые, необходимо соответствовать требованиям безопасности и качества. Таким образом, входной контроль качества полиэтиленовых труб важен для нефтегазовой отрасли, а так же для окружающей экологии.

Полиэтиленовые трубы, предназначены для транспортировки текучих жидкостей под давлением до 1 МПа. Существуют два основных преимущества полиэтиленовых труб:

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

– Во-первых, у полиэтиленовых труб при минусовых температурах практически не происходит растрескивания. Это позволяет выполнять монтажные и ремонтные работы не только летом, но и зимой;

– Во-вторых, обладают высокой гибкостью и пластичностью, что не маловажно при смещении пород.

Использование метода ИК-спектроскопии позволяет определить функциональный состав полиэтилена. Если полученные результаты образцов имеют сходства со спектральными характеристиками, то нет необходимости проводить дополнительные исследования, но если результаты различны, то необходимо применение математического метода для классификации полиэтиленовых труб [1]. Метод проекций на латентные структуры (PLS) [3] позволяет учитывать изменение структуры спектра и его можно использовать для дискриминации данных физических экспериментов.

Целью данной работы является исследование возможности использования метода проекций на латентные структуры в сочетании с ИК-спектроскопией во входном контроле качества полиэтиленовых труб для транспорта нефти и газа.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

– Вычислить счета матрицы главных компонент по данным ИК-спектров для двух производителей полиэтиленовых труб;

– Построить PLS-модель для дискриминации двух производителей полиэтиленовых труб и проверить её.

В качестве объектов были отобраны 24 образца каждого из двух типов полиэтиленовых труб (производитель-1, производитель-2) и исследованы на ИК-спектрометре на «Nicolet iS10» с регистрацией спектров в диапазоне от 4000 до 650 см^{-1} . Для вычисления счетов матрицы главных компонент был рассмотрен диапазон от 750 до 650 см^{-1} , который характеризует валентные колебания группы $-\text{CH}_2-$ [2]. Результаты расчета счетов для двух главных компонент (Principal component 1, Principal component 2) представлены на рис. 1. На данном рисунке видно две хорошо различимых группы производителей.

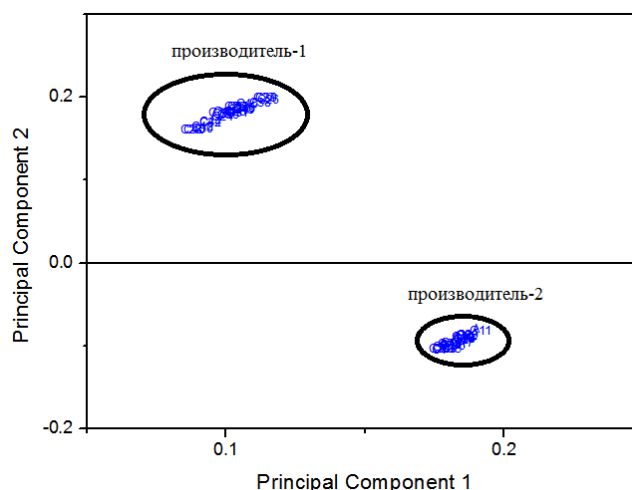


Рис. 1. Счета в пространстве Principal component 1 – Principal component 2

Далее на основе рассчитанных счетов матрицы главных компонент была построена PLS-модель для дискриминации двух производителей полиэтиленовых труб (рис. 2) и проверена на наборе данных 12 образцов от каждого из двух производителей. Установлено, что PLS-модель позволяет произвести

классификацию полиэтиленовых труб по производителям с минимальными ошибками прогнозирования при использовании трех латентных переменных (LV1–LV3) (рис. 3).

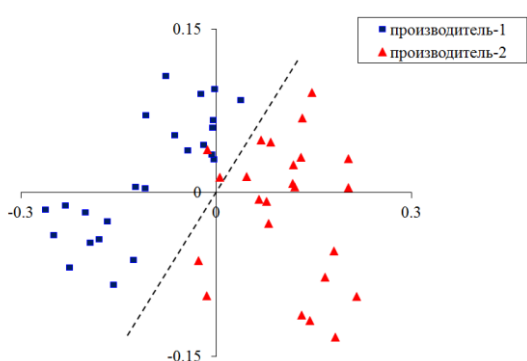


Рис. 2. PLS-модель

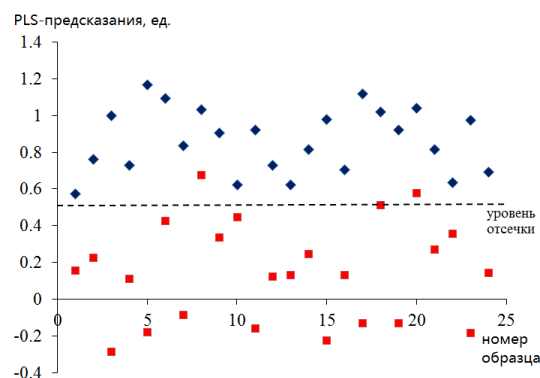


Рис. 3. PLS-предсказания LV1–LV3

Литература

1. Brereton R., Applied Chemometrics for Scientists, Wiley, Chichester, UK, 2007.
2. Gulmine J. V. et al. Polyethylene characterization by FTIR //Polymer Testing. – 2002. – Т. 21. – №. 5. – С. 557-563.
3. Wold S., Sjöström M., Eriksson L. PLS-regression: a basic tool of chemometrics //Chemometrics and intelligent laboratory systems. – 2001. – Т. 58. – №. 2. – С. 109-130.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СЛОЯ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ С УПРУГИМ ТРЕХСЛОЙНЫМ СТАТОРОМ И АБСОЛЮТНО ТВЕРДЫМ ПОДВИЖНЫМ ВИБРАТОРОМ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ДЕМПФЕРАМ

Е.Д. Грушенкова

Научный руководитель профессор Л.И. Могилевич

Саратовский государственный технический университет имени Ю.А. Гагарина, г. Саратов, Россия

Более двадцати лет подводные технологии добычи и подготовки углеводородов развивались и рассматривались как наиболее многообещающие направления в освоение ресурсов Арктики. Поэтому способ применения подводных промыслов является наиболее перспективным направлением при освоении месторождений, как в условиях замерзающих, так и незамерзающих морей, с использованием оборудования подготовки и нагнетания флюидов в подводном исполнении, в том числе многофазных насосов, сепараторов, компрессорных агрегатов.

Демпфер (компенсатор) пульсации используется в буровых насосах для компенсации перепадов давления и сглаживания пульсации потоков жидкости. Чтобы продлить срок службы воздушной подушки демпфера пульсации рекомендуется выравнять мощность рабочего давления насоса с предварительным давлением в воздушной подушке.

В предлагаемой работе исследуется динамика упругой трехслойной

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

конструкций, взаимодействующей с жидкостью, в составе демпфера пульсации.

Гидродинамический демпфер условно - это абсолютно жесткое тело – вибратор, внутренняя поверхность которого является плоской и образует одну из стенок щелевого канала. Вибратор имеет ширину b и длину 2ℓ и совершает заданные колебания в вертикальной плоскости с частотой ω и амплитудой z_m . Вторую стенку щелевого канала образует упругая трехслойная пластина – статор. Его ширина и длина совпадают с шириной и длиной вибратора. Статор представляет собой пакет, набранный из двух несущих слоев толщиной h_1 и h_2 , воспринимающих основные динамические и статические нагрузки и заполнителя толщиной $2s$, обеспечивающего их совместную работу. Материал заполнителя можно считать жестким.[1]

Вязкая несжимаемая жидкость полностью заполняет зазор между вибратором и статором. Средняя величина щелевого зазора равна h_0 . На торцах сторон 2ℓ имеются торцевые уплотнители, и истечение жидкости через эти торцы отсутствует. При этом предполагается что, на торцах сторон b торцевые уплотнители отсутствуют, и жидкость из щелевых зазоров вдоль сторон b может свободно истекать в окружающую жидкость, находящуюся в технологических полостях корпуса демпфера. При этом $b \gg 2\ell$.

Введем в рассмотрение декартову систему координат $Oxyz$ связанную с абсолютно твердым корпусом демпфера и совпадающую со срединной поверхностью заполнителя упругого трехслойного стержня (статора) в невозмущенном состоянии. Закон движения вибратора будем представлять как

$$z = z_m f_z(\omega t) = z_m \sin(\omega t), \quad (1)$$

Динамика рабочей жидкости в двумерном случае описывается системой уравнений Навье-Стокса и неразрывности [2], которая записывается в безразмерных переменных.

В краевых условиях учитываем, что скорость жидкости на вибраторе и статоре совпадает с их скоростями [2]

Для давления принимают условия свободного истечения жидкости в направлении оси Ox и в противоположном направлении. Исследуем уравнения динамики упругого трехслойного статора (уравнения динамики трехслойного стержня с несжимаемым заполнителем см. [1]).

Выражения для напряжений q_{zx} , q_{zz} , действующих на статор со стороны жидкости определяются в безразмерных переменных, из которых видно, что $q_{zz} \gg q_{zx}$ и поэтому пренебрегаем q_{zx} и в нулевом приближении

Уравнения динамики трехслойного статора дополняются условиями его жесткого защемления на торцах.

В нулевом приближении получаем линеаризованные уравнения динамики тонкого слоя вязкой несжимаемой жидкости и соответствующие им граничные условия для скоростей на непроницаемых поверхностях абсолютно жесткого вибратора и упругого геометрически нерегулярного статора, а также условия для гидродинамического давления на торцах.

Из этих уравнений найдено безразмерное давление в жидкости и соответственно напряжение q_{zz} на упругом статоре.

Решение уравнений динамики упругого статора исходя из граничных условий представим в виде разложения по собственным функциям для прогиба, продольного перемещения пакета трехслойной пластины и угла излома нормали заполнителя.

$$W = \sum_{k=1}^n R_k(\tau) X_k(\xi), \quad U = -\sum_{k=1}^n Q_k(\tau) Y_k(\xi) \alpha_k, \quad \Phi = -\sum_{k=1}^n P_k(\tau) Y_k(\xi) \alpha_k,$$

$$X_k = \left(\frac{\cos \alpha_k \xi}{\cos \alpha_k} - \frac{ch \alpha_k \xi}{ch \alpha_k} \right) \frac{1}{\sqrt{2}}, \quad Y_k = \left(\frac{\sin \alpha_k \xi}{\cos \alpha_k} + \frac{sh \alpha_k \xi}{ch \alpha_k} \right) \frac{1}{\sqrt{2}}. \quad (2)$$

Здесь α_k - корни уравнения $th\alpha_k + tg\alpha_k = 0$, $\alpha_1 = 2,356$, $\alpha_2 = 5,498$, ..., $\alpha_k = (k-1/4)\pi$.

Подставляя в уравнения динамики статора и производя переразложение членов уравнения по собственным функциям Y_k , X_k учитывая гармонический характер по времени и, приравнявая коэффициенты при одинаковых собственных функциях, получим системы алгебраических уравнений.

Задаваясь количеством членов разложения из этой системы можно известными методами найти искомые величины Q_k, P_k, R_k тем самым, определяя перемещения трехслойного статора, а, следовательно, определяем законы упругих перемещений трехслойного статора и давление в слое жидкости в зависимости от заданного закона движения вибратора.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ 16-01-00175а.

Литература

1. Горшков, А.Г. Механика слоистых вязкоупругопластических элементов конструкций / А.Г. Горшков, Э.И. Старовойтов, А.В. Яровая – М.: Физматлит, 2005. – 576 с.
2. Кочин, Н.Е. Теоретическая гидромеханика / Н.Е. Кочин, И.А. Кибель, Н.В. Розе – М.: Физматгиз, 1963. – Т.1 – 727 с.

ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МОРСКОГО БУРЕНИЯ

М.И. Губарев

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

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

Около 30 лет назад добыча нефти и газа во многих регионах мира начала перемещаться в сторону океана, охватывая все новые и новые морские акватории. Обострение мирового энергетического кризиса, а также постепенно нарастающее истощение запасов газа и нефти на суше обусловило необходимость расширения разработки нефтяных ресурсов мирового океана, в недрах которого сосредоточены почти в 3 раза большие по объему запасы нефти чем на суше. Из всей площади морского и океанического дна наиболее перспективными в нефтегазовом отношении являются приблизительно 75 млн. км² (около 21%). При зональном разбиении данной площади, определяются следующие показатели: 20,4 млн. км² принадлежат зоне материкового склона, 35 млн. км² – в пределах зоны материкового подножия, 19,3 млн. км² – на шельфе. Самой доступной из этих зон является шельфовая зона. Свыше 60% площади шельфа, по прогнозам специалистов, перспективны на нефть и газ. Главной особенностью шельфовой зоны Российской Федерации является то, что около 75% акваторий находятся в арктических районах, покрытых в течение

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

продолжительного времени льдами. Данная особенность создает дополнительные трудности в промышленном освоении [3,6].

Стационарные нефтяные платформы и вышки на шельфе ряда стран стали исчисляться десятками и сотнями. Сейчас их насчитывается около 7 тысяч в шельфовой зоне более 50 стран, а число скважин протяженностью до 4–5 км превысило 100 тысяч. Так началось становление морской нефтегазовой индустрии, быстро превратившейся в одну из ведущих отраслей энергетики и мировой экономики и обеспечивающей сейчас приблизительно 40 % от общей добычи углеводородов. В наши дни из почти 1 трлн. долл. совокупной стоимости продукции, получаемой ежегодно в мире за счет всех видов морской деятельности, около 200 млрд. долл. приходится на долю морского нефтегазового комплекса.

Морское бурение является разновидностью буровых работ, производимых на акваториях внутренних морей и Мирового океана с целью поиска, разведки и разработки газа, нефти и иных полезных ископаемых, а также проведения научных исследований и общих инженерно-геологических изысканий.

Освоение морских нефтегазовых месторождений радикально отличается от их разведки и разработки на суше. Специфические особенности проведения этих работ в море, а также большая их сложность обуславливаются инженерно-геологическими изысканиями, значительной стоимостью и специфичностью технических средств, обслуживанием работ, окружающей средой, проблемами, которые вызваны производством работ под водой, методами и осуществлением возведения и последующей эксплуатации объектов в море [6].

Стоимость осуществления морского бурения значительно выше по сравнению с бурением на суше. Так, например, стоимость поисково-разведочной скважины, глубиной около 5000 м, для условий, например, Мексиканского залива составляет приблизительно 3-6 млн. долларов, сооружение такой же скважины, но в условиях Северного моря составит 15-20 млн. долларов, а в условиях арктических шельфов дойдет уже и до 50 млн. долларов. Стоимость разработки месторождений также резко возрастает и с увеличением глубин моря. Для сравнения, при глубине около 30 м стоимость разработки оказывается в 3 раза больше, чем на суше, при глубине около 60 м – возрастает в 6 раз, а при изменении глубины до 300 м – увеличивается уже в 12 раз [6].

Морское бурение возможно производить либо с плавучих буровых установок, либо со стационарных гидротехнических сооружений. Одним из основных факторов, влияющих на выбор типа буровых плавсредств, является глубина моря на месте бурения (см. рис. 1).

К стационарным гидротехническим сооружениям относятся разнообразные дамбы, насыпные грунтовые острова, применяемые на мелководье, а также эстакадные площадки и стационарные платформы, применяемые на значительных глубинах. Самая глубоководная стационарная платформа сооружена в 1980 году в Мексиканском заливе на месторождении Коньяк (глубина воды 312 м). В настоящее время разработаны разнообразные проекты глубоководных стационарных платформ для глубин воды 450-600 м.

Плавучие буровые средства классифицируются в первую очередь по способам их установки в ходе процесса бурения. В целом выделяются два первостепенных класса: находящиеся при бурении в плавучем состоянии и опирающиеся на морское дно. К первой группе относятся полупогружные буровые установки и буровые суда, ко второй – плавучие буровые установки погружного и самоподъемного типов (см. рис. 2).

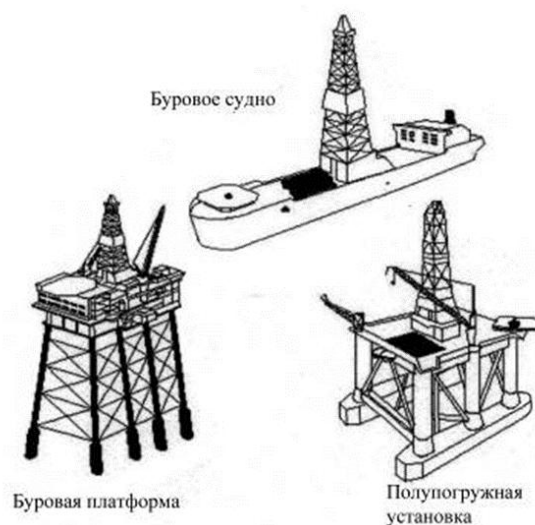


Рис.1. Типы буровых установок для бурения скважин на море

Установки на морских стационарных платформах применяются для производства буровых работ, а также проведения специальных работ в добывающих скважинах. Количество скважин, которое возможно пробурить с одной платформы, зависит от фильтрационно-емкостных свойств пласта, производительности скважин и размеров залежи и, в большинстве случаев, это количество не превосходит 40-50 скважин. Зачастую буровая вышка постоянно находится на платформе, однако, после того как пробурены все скважины, она может быть также и демонтирована с последующей заменой её специальным оборудованием для проведения работ в скважинах [4].

Самоподъемная буровая установка представляет из себя конструкцию, опирающуюся на дно и используемую для проведения буровых работ на интервале глубин моря от 20 до 120 метров. Самоподъемная установка сначала буксируется к месту предполагаемого бурения в плавучем состоянии, далее ноги платформы спускаются и надежно прижимаются ко дну, фиксируя тем самым платформу и обеспечивая её стабильное положение при бурении. Самоподъемные установки могут также использоваться в качестве вспомогательных судов, располагаясь рядом с основной (стационарной) платформой. В этом случае буровая вышка надвигается на основную платформу и бурение производится через отверстие в стационарной платформе [4].

Полупогружная буровая установка представляет собой плавучую конструкцию, применяемую при проведении буровых работ на интервале глубин моря от 60 до 2500 м. Данная установка либо буксируется, либо самостоятельно переправляется с одного места бурения на другое за счет установленной на ней системы гребных винтов. Для обеспечения стабильного положения при бурении, большинство подобных установок закрепляется на месте предполагаемого бурения тросами или цепями. Некоторые современные установки снабжены системой динамического позиционирования (ДП), в основе которой лежат комплексы движителей и точной навигации. Данная система позволяет поддерживать более точное положение установки при бурении, ей часто отдается предпочтение при бурении на больших глубинах, где постановка на якорь может потребовать значительных затрат времени и средств [4].

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

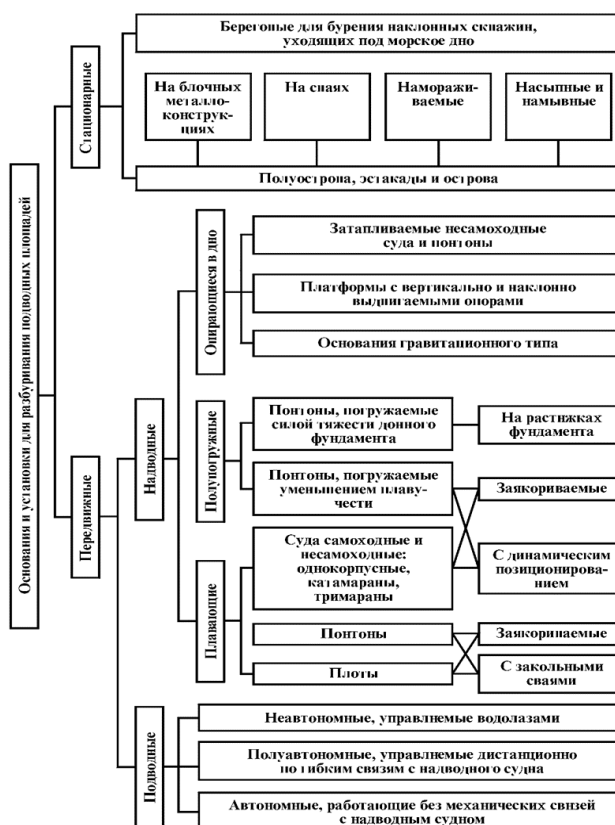


Рис.2. Структурная схема морских нефтегазовых сооружений

Буровые суда представляют собой самодвижущиеся установки с большой грузоподъемностью. Благодаря этому они в состоянии перевозить большое количество используемых материалов и основного оборудования и вследствие этого применяются в отдаленных акваториях, где использование вспомогательных судов в целях снабжения связано с большими затратами. Буровые суда широко применяются при глубоководном бурении. [4]

По технологии закачивания скважин возможно разделение на морское бурение с подводным либо с надводным расположением устья. Буровые работы при надводном расположении устья производят либо с самоподъемных буровых установок, либо со стационарных гидротехнических сооружений. В целом, технология бурения, закачивания и испытания морских скважин с расположением устья над поверхностью воды является аналогичной подобным операциям, произведенным на суше.

Бурение морских скважин с подводным расположением устья производится полупогружных и самоподъемных буровых установок, буровых судов, а также с плавучих искусственных ледовых островов. Самоподъемные платформы, характеризующиеся консольным расположением вышечного блока, дают возможность создавать скважины как с подводным, так и с надводным расположением устья, при этом, в случае выбора второго варианта, устье располагается на специально возведенной стационарной платформе.

На свободном ото льдов шельфе бурение разведочных скважин проводится практически повсеместно с буровых установок самоподъемного, полупогружного, погружного типов и буровых судов. Бурение же эксплуатационных скважин производится со стационарных буровых платформ одним либо двумя буровыми

станками. На подобной стационарной платформе, куст скважин включает в себя от 12 до 96 скважин. В настоящее время наметилась тенденция к значительному увеличению числа эксплуатационных скважин с подводным закачиванием устья, бурение которых ведётся с самоподъёмных или полупогружных платформ.

На данный момент идет интенсивное освоение новейших технологий, позволяющих сократить экономические затраты и время на строительство скважин, среди которых – бурение на депрессии, позволяющее сохранить коллекторские свойства пласта и значительно увеличить скорость проходки; бурение на обсадных трубах, позволяющее сократить время строительства скважин за счет уменьшения количества спускоподъемных операций; роторное управляемое бурение, позволяющее увеличить механическую скорость бурения и эффективно проводить пологие и горизонтальные скважины с большим смещением забоя от вертикали.

Разработка технологий, позволяющих проводить направленные и горизонтальные скважины с большим отклонением забоев от вертикали, является особенно актуальной при освоении шельфа, т. к. строительство таких скважин является наиболее эффективным методом разбуривания морских месторождений, позволяющим достигать границ месторождения с наименьшим количеством морских гидротехнических сооружений.

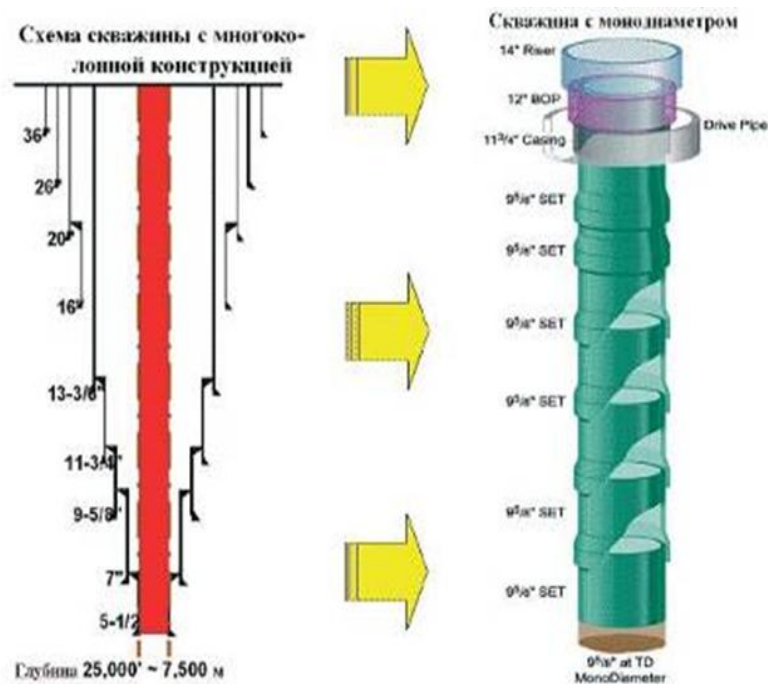


Рис.3. Концепция скважины с монодиаметром

Решение этих проблем с помощью традиционных технологий с использованием многоколонных конструкций становится все сложнее и более капиталоемким, особенно при наличии в разрезе сложных геологических условий, а также при глубоком и глубоководном бурении. Наиболее радикальным решением всех выявленных проблем является отказ от традиционной конструкции скважины и строительство скважин монодиаметра с применением технологии расширяемых обсадных труб (см. рис. 3). Экономический эффект от полномасштабного внедрения технологии монодиаметра оценивается приблизительно в 30–50 % от стоимости и времени проведения буровых работ в настоящее время и базируется на сокращении

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

необходимого для их осуществления количества материалов (цемента, металла, бурового раствора), выноса шлама, а также на сокращении времени бурения.

Рыхлые породы дна моря зачастую значительно обводнены. При проведении буровых работ в подобных породах для реализации сохранности керна, а также обеспечения стабильности стенок скважин, обязательного применения требуют специфические технические средства и технологические мероприятия, влекущие за собой дополнительные материальные затраты, а также удовлетворяющие суровым требованиям охраны окружающей среды от загрязнений. Поэтому бурение разведочных скважин на море требует создания инновационных типов буровой техники и технологий, гарантирующих строительство скважины с соблюдением абсолютно всех требований в области экологичности, безопасности и обеспечивающих приемлемое качество работ при наименьших материальных затратах. Для синтеза подобных технологий и техники требуется собрать воедино и проанализировать весь имеющийся опыт применения современных технологий и технических средств для осуществления бурения на море, а также научно обосновать наиболее рациональные пути их последующего развития.

Россия обладает около 21% всего шельфа Мирового океана, что составляет более 6 млн км², в то же время, самый легкодоступный и перспективный, с точки зрения бурения, шельф занимает свыше 60% площади ее акваторий. Высокий углеводородный (УВ) потенциал шельфа Российской Федерации является неоспоримым – суммарные извлекаемые запасы оцениваются многими ведущими российскими специалистами в более чем 100 млрд. тонн условного топлива (оценки западных экспертов намного скромнее), из которых газовая составляющая достигает 80%. При этом самый значительный объем УВ, около 90%, сосредоточен в арктических морях [1,2,5].

Преыдуший опыт освоения множества морских арктических, а также субарктических месторождений показал, что наиболее рационально выбирать месторождения для создания основы будущих морских нефтегазовых промыслов в условиях сложной ледовой обстановки среди тех, что находятся вблизи побережья с широко развитой инфраструктурой. Наибольший интерес на начальном этапе представляют залежи, разработка которых возможна горизонтальными скважинами, которые могут быть пробурены с берега или же с искусственно созданных островов [1,5].

Учитывая то, что в настоящее время в большинстве своем разрабатываются акватории лишь глубиной, не превышающей 100 м, можно легко вообразить себе открывающуюся в ближайшие годы перспективу освоения богатейших нефтегазовых месторождений и на больших глубинах, а также осознать тот факт, что именно с разработкой морских месторождений связано возможное будущее увеличение объемов добычи нефти и газа.

Масштабная добыча нефти и формирование крупных центров грузовой базы на российском шельфе – вопрос далекой перспективы. Даже по самым смелым прогнозам, к 2030 году на арктическом шельфе будет добываться не более 3% нефти от всего объема по стране в целом [7].

Литература

1. Богоявленский В.И. Нефтегазодобыча в Мировом океане и потенциал российского шельфа. ТЭК стратегии развития. М.: 2012, №6. С. 44 – 52.

2. Богоявленский В.И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы. Морской сборник. М.: ВМФ, 2010, №9. С. 53 – 62.
3. Борисов Р.В., Макаров В.Г., Макров В.В., Никитин В.С., Портной А.С., Симоненко А.С., Соколов В.Ф., Степанов И.В., Тимофеев О.Я.; под общ. ред. Соколова В.Ф. / Морские инженерные сооружения. Ч. I. Морские буровые установки: Учебник – СПб.: Судостроение, 2003 г.
4. Золотухин А.Б., Гудместад О.Т., Ермаков А.И. и др./ Основы разработки шельфовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике: Учебное пособие – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефть и газ им. И.М.Губкина, 2000.
5. Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России // Арктика: экология и экономика. 2011. №1. С. 26 – 37.
6. Скрыпник С.Г. Техника для бурения нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1989г.
7. Опубликовано в №3/2015 журнала «Морские порты», главная тема которого «Добыча и экспорт нефти в России: итоги-2014 и перспективы».

УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ НЕУСТОЙЧИВОСТЬЮ В ВИХРЕВОМ ТЕЧЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО ТРУБОПРОВОДАМ

П.О. Дедеев, С.Н. Харламов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

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

Для инженерных приложений в нефтегазовой отрасли, теплоэнергетике, энергомашиностроении проблема управления гидродинамическими особенностями потоков весьма актуальна. Поскольку большинство промышленных устройств функционируют при высоких тепловых и динамических нагрузках и испытывают на себе влияние неустойчивых и переходных тепловых и вихревых режимов, фазовых превращений в несущей среде, ограничивающих стенках, они крайне чувствительны к развитию пульсационных процессов при переносе импульса, тепла и массы в рабочем теле. Все это ставит проблему оптимизации работы устройств и прогноза неустойчивых и опасных режимов из-за наличия частых прямых и обратных гидродинамических переходов. В условиях ламинаризации (турбулизации) течения в транспортных трубопроводных сетях при наличии неустойчивых внешних факторах (вечная мерзлота, резкие перепады температур, сложный рельеф местности) возникает возможность суперпозиции негативных факторов. Все это вынуждает иметь надёжный и простой способ управления неустойчивостью потоков. Поэтому *цель* настоящего исследования заключается в уяснении особенностей воздействия на гидродинамику потоков в замкнутых системах (закрытых каналах, трубах с узлами и соединениями сложной формы, трубопроводах с произвольной геометрией поверхности стенки и т.д.) эффектов ламинаризации, созданных известными инженерными методами, и оценке их эффективности при предсказании сопротивления.

Хорошо известно [5,6], что в сложном сдвиговом течении прогноз связи между силами трения и турбулентностью весьма ценен и составляет нетривиальную

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

задачу. В частности, в вопросах управления локальной структурой пульсационного движения за счет реакции на изменение поля давления и уменьшения силы пристеночного трения наши данные показывают, что в настоящее время выделяются следующие группы методов исследования процессов уменьшения составляющих сил пространственного трения как за счет осевых, так и радиальных эффектов в поле скорости [6]: - *первая группа методов* основана на затягивании перехода ламинарного течения в турбулентный режим вдоль поверхности путём улучшения форм обтекания и качество отделки поверхности (например, шероховатости). Однако, на данный момент практически невозможно уменьшить трение на большие порядки в виду исчерпанных резервов этих методов; - *вторая группа* – это искусственные методы управления структурой пристенной турбулентности.

В основе методов управления турбулентностью лежат такие основополагающие физические процессы, как уменьшение продольного импульса вблизи стенки; изменение граничных условий на обтекаемой поверхности (риблеты, податливые покрытия и т.д.); изменение граничных условий внутри пограничного слоя (вдув, отсос, УРВ и т. д.); подавление турбулентных пульсаций скорости и давления (МЭМС- датчики). Кроме вышеупомянутых способов можно также использовать полимерные материалы для наращивания пропускной способности трубопроводных систем [2], что в основном вызвано желанием транспортирующих организаций придать потоку ламинарные свойства. И это будет способствовать уменьшению затрат энергии приводов перекачивающих агрегатов. Результаты исследований показывают, что применение противотурбулентных присадок (ПТП) позволяет увеличить пропускную способность, не прибегая к изменению оборудования и труб. Последнее является критерием гибкости использования такой технологии.

Вместе с вышеуказанным известные исследования [1,3-4] позволяют отметить ряд важных особенностей поведения полимерных присадок в технических системах: - ламинаризация потока полимерами наблюдается преимущественно в турбулентном режиме; - у эффекта ламинаризации наблюдается асимптота, по достижению которой количество полимера уже не влияет на ламинаризацию потока; - с ростом молекулярного веса полимера наблюдается увеличение эффективности присадки, что объясняется более сложной структурой полимерной цепочки, которая, в результате, эффективнее гасит турбулентные вихри; - смешение полимеров с разным молекулярным весом приводит к эффекту ламинаризации в такой степени, с которой бы ламинаризовал поток полимер с большим молекулярным весом, что может объясняться физическим взаимодействием молекул полимеров между собой; - эффект снижения турбулентного трения зависит от растворителя: чем лучше среда растворяет полимер, тем ниже концентрация для достижения требуемого эффекта; - существуют предельные длины молекул и предельные молекулярные массы, ниже которых эффекта снижения трения не наблюдается; - одиночные или недлинные цепочки полимеров также могут вызывать падение трения.

Тщательный библиографический анализ проблемы отечественными и зарубежными специалистами также показывает [1-5], что с уменьшением температуры эффективность присадки падает. Это актуализирует вопрос о применении присадок в арктических условиях. Тем не менее, при поддержании постоянной температуры транспортируемого флюида результаты взаимодействия присадки с потоком остаются в пределах нормы. Другим важным замечанием является то, что присадки неудовлетворительно воздействуют на поток при

больших диаметрах трубопровода, что подтверждено промышленными испытаниями [3]. В результате этого не представляется возможным использовать присадки в магистральных нефтепроводах, однако весь спектр промысловых трубопроводов попадает под области оптимальных диаметров. В заключение стоит отметить, что возможности вышеперечисленных методов управления течениями не ограничиваются исключительно сферой трубопроводного транспорта жидкостей. Но, даже если интересоваться исключительно транспортом нефти, то совокупностью активных и пассивных методов управления можно добиться впечатляющих результатов [1, 3, 6]. Однако, из-за недостаточной фундаментальной изученности рассматриваемых проблем и слабого обоснования надежности имеющихся методов к прогнозу течений в сложных климатических условиях требуются дополнительные исследования по учету отличий экспериментальных и лабораторных исследований от промышленных результатов.

Литература

1. Cunha F. R., Andreotti M. A Study of the Effect of Polymer Solution in Promoting Friction Reduction in Turbulent Channel Flow // *Journal of Fluids Engineering*, 2007 – Vol. 129 – pp. 491 – 505.
2. Toms B.A., Some observation on the flow of linear polymer solution through straight tubes at large Reynolds number // *Proceedings of the 1st International Congress on Rheology – North Holland, Amsterdam, The Netherlands, 1948 – Vol. 2 – pp. 135–141.*
3. Karami H.R., Mowla D. Investigation of the effects of various parameters on pressure drop reduction in crude oil pipelines by drag reducing agents // *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 2012 – Vol. 177–178 – pp. 37–45
4. Kharlamov S et al. Suppression of flow pulsation activity by relaxation process of additive effect on viscous media transport // *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015. – pp. 1-6.
5. Богдевич В.Г., Кобец Г.Ф. и др. Некоторые вопросы управления пристенными течениями // *Журнал прикладной механики и технической физики*. № 5, 1980. - стр. 99 – 109.
6. Корнилов В.И. Проблемы снижения турбулентного трения активными и пассивными методами (обзор) // *Теплофизика и аэромеханика*, 2005, №2 – стр.183-208.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО БОРЬБЕ С ГАЗОГИДРАТАМИ В ШЛЕЙФАХ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

Р.К. Коротченко, К.А. Рогова

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

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

Проблема гидратообразования в системах сбора газа и нефти, является актуальной на сегодняшний день, так как гидратообразование является одним из основных осложнений на газовых промыслах северных районов, в том числе районах Арктики. Газовые гидраты приводят к нарушениям в технологических процессах добычи, транспорта и переработки газа.

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Сейчас существует множество методик предупреждения и борьбы с гидратообразованием, однако добиться однозначного решения проблемы очень сложно. Это связано со сложностями обеспечения безгидратного режима работы систем сбора и подготовки, а также трудностями прогнозирования и обнаружения мест образования гидратов.

В работе рассмотрен вопрос гидратообразования и медоеды борьбы с ним. Особое внимание уделено гидратообразованию в шлейфах (трубопроводы, предназначенные для транспортирования газа от скважин месторождений до установок комплексной подготовки газа [1]) и предложена идея по возможной оптимизации процесса устранения газогидратных пробок.

Газовые гидраты это неустойчивые соединения углеводородов с водой, представляющие собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед [2]. Механизм кинематики гидратообразования довольно сложен [3], однако рассмотреть термодинамические условия, при которых образуются гидраты, просто.

Газовый гидрат может существовать только при определенных термобарических условиях, наличии гидратообразующего вещества, а также при содержании достаточного количества воды [4]. Термобарические условия благоприятны для образования гидрата в случае низкой температуры и высокого давления, соответственно для борьбы с газовым гидратом необходимо либо вывести его из термодинамического равновесия, либо осушить газ (снизить содержание воды).

Как правило, основной метод борьбы с газогидратом в шлейфах это закачка ингибиторов (чаще метанола) непосредственно в шлейф и создание условий нарушения термобарического равновесия существования гидрата.

Термобарическое равновесие можно нарушить несколькими путями. Один из них – поддержание температуры потока газа выше температуры гидратообразования. С этой целью используют теплоизоляцию трубопровода, что дает хороший эффект [5].

Второй способ - это снижение давления в шлейфе. Снижение давления осуществляется путем отключением участка газопровода, в котором образовалась пробка с последующим сбросом газа с обеих сторон, через продувочные свечи. Стравливание газа наносит ущерб экологии и не применимо на газоконденсатных месторождениях. Вышеперечисленные способы не всегда являются эффективными в условиях Арктики, вследствие низких температур.

Также существует метод одностороннего стравливания газа между одним из кранов и гидратной пробкой, газ может стравливаться путем открытия КРР (кран регулятора расхода) на ЗПА (здание переключающей арматуры), при этом давление после пробки падает, образуется большой перепад давлений на гидратной пробке.

Метод одностороннего стравливания может привести к разрушению и выносу гидратной пробки, однако он также может спровоцировать гидроудар [2], который ведет к серьезным авариям шлейфов. Помимо этого, одностороннее стравливание создает значительный перепад давления в зоне образования гидратной пробки, что приводит к возникновению дроссель-эффекта, который в свою очередь приводит к увеличению скорости образования гидратной пробки вследствие охлаждения газа. Особенно данный эффект опасен на завершающем этапе образования пробки [5]. Метод одностороннего стравливания применим лишь на начальных этапах образования газогидратной пробки, и, если гидратная пробка не была разложена в первые минуты, следует прекратить данный режим работы.

В результате анализа вышеизложенных утверждений, предлагается рассмотреть вариант борьбы с газогидратной пробкой, когда стравливание газа невозможно либо нецелесообразно. Предлагается не сбрасывать газ, а наоборот увеличивать давление в шлейфе за гидратной пробкой путем поджатия КРР. При этом давление между пробкой и ЗПА (рисунок 1) (участок 2) будет возрастать и выравниваться с давлением до зоны образования гидратной пробки (участок 1). Это позволит значительно уменьшить дроссель-эффект в месте образования гидрата и снизить скорость роста пробки. Одновременно с увеличением давления на участке 2 необходимо проводить обильную закачку ингибитора в шлейф. Важно подчеркнуть, что после относительного выравнивания давления по шлейфу, дальнейшее его увеличение следует прекратить.

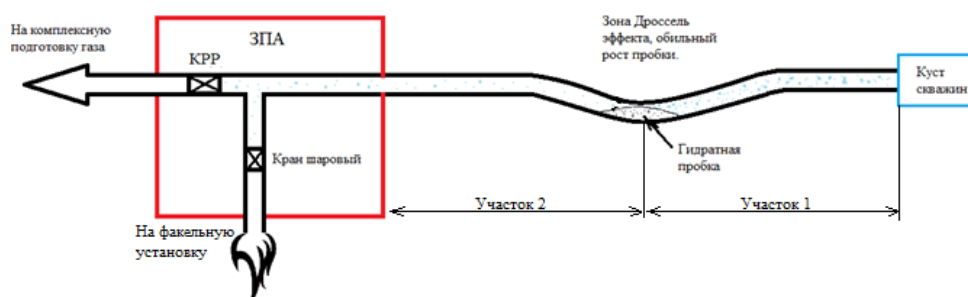


Рис. 1. Условная схема участка системы сбора

Описываемый режим работы шлейфа был уже успешно опробован на одном из газовых промыслов севера. Стандартный способ борьбы с гидратами на этом промысле подразумевал одностороннее стравливание газа, однако это неоднократно приводило к образованию глухой пробки. В ходе работы шлейфа на предложенном режиме удалось добиться выравнивания давления по шлейфу и предотвращения роста гидратной пробки, с последующим ее разрушением. Данные давлений на устье скважины и ЗПА приведены в таблице 1. Видно, что при увеличении давления между ЗПА и пробкой, давление на устье практически не изменяется.

Таблица 1

Давления на устье скважины и ЗПА

	1 день	2 день	3 день	4 день	5 день
$P_{\text{устья}} \text{ (кгс/см}^2\text{)}$	80,5	81	84	81	81
$P_{\text{зпа}} \text{ (кгс/см}^2\text{)}$	73	75	78	79,8	79,8
$P_{\text{устья}} - P_{\text{зпа}}$	7,5	6	6,2	1,2	1,2

Таким образом, предполагается, что предложенный нами вариант ликвидации гидратной пробки, может быть использован на некоторых газовых (газоконденсатных) промыслах Арктики.

Литература

1. "ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – Москва: СтандартИнформ, 2015. – 89 с.
2. Катаев К. А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа // Всероссийский журнал научных публикаций. 2011. №1 (2)
3. Шостак Н.А. Моделирование образования и диссоциации гидратов при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: Диссертация на

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

- соискание учебной степени кандидата технических наук / - Краснодар, 2014. – 118 с.
4. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / - Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с.
 5. В.А. Истомина, В.Г. Квон. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа – Москва.:ООО ИРЦ Газпром, 2004 – 363 , 430 с.
 6. Прахова М.Ю. Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2016. №1.

**ОЦЕНКА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ С ГРУНТАМИ
СО СЛАБЫМИ ПРОЧНОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ**

В.В. Матвиенко, В.П. Бурков

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

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

Гигантские нефтегазоконденсатные месторождения, открытые в последние годы в Арктике перспективны для добычи в результате истощения многих месторождений на суше и увеличивающегося спроса на нефть. Россия владеет большой береговой зоной Арктики, а это, многие млрд. условного топлива [1]. Залежи углеводородного сырья в Арктическом регионе оцениваются некоторыми экспертами как треть мировых запасов. Большое количество открытых месторождений Арктики располагаются на морском шельфе. Добыча на шельфе обходится в 2 – 3 раза дороже добычи на суше, потому что для освоения подводных залежей нефти и газа необходимы более сложные технологии и другая, более высокопроизводительная техника. В принадлежащей России мелководной части Арктики добывать нефть гораздо удобнее и экономично целесообразно, чем на глубине [2]. Но существует множество причин, которые усложняют эксплуатацию месторождений в этом регионе. По этим причинам в условиях Арктики невозможна прокладка по дну, необходимо нефтегазопроводы заглублять в грунт. В настоящее время отсутствует четкая методика проектирования морских трубопроводов в грунтах со слабыми прочностными свойствами, также отсутствует методика испытания водонасыщенных грунтов на прочность и несущую способность применительно к морским трубопроводам.

Целью данной работы является расчет напряженно-деформируемых участков шельфового трубопровода, проложенных в водонасыщенном грунте для выбора оптимальных параметров укладки в траншею.

Размыв донных грунтов – это форма эрозии морского дна, причиной которой служит гидродинамическое воздействие воды. Придонные течения бывают постоянные, приливные, вызванные волнением и т.д., зависят от скорости течения и направления, а также качеств донного грунта и могут вызывать размыв дна, в результате этого образуются промоины, воронки, борозды, котловины. Размывы дна обнажают трубопровод, вследствие чего возникают размывы дна под трубопроводом. Возникающие локальные свободные пролеты могут достаточно быстро развиваться вдоль трубопровода, в результате чего возможно образование пролетов значительной длины[3]. Появление свободных пролетов большой

протяженности может повлечь за собой опасные для целостности трубопроводной линии изменения НДС в локальных зонах трубопровода, особенно на краях пролета и в его середине, ведущие к горизонтальному и вертикальному выпучиваниям. На НДС размытого участка прямое влияние оказывают балластировка, скорость течения потока, температура, давление[4]. Если говорить в целом, то при проектировании подводного трубопровода необходимо решить две основные задачи:

- Оценить несущую способность слабых грунтов применительно к морским трубопроводам;
- Подобрать оптимальные параметры проектирования обеспечения устойчивости морского трубопровода[5]

На основании входных параметров построили модель методом конечных элементов. Используя программный пакет ANSYS 15.0, провели расчет трубопровода и определили опасные зоны. Наибольшее напряжение возникает в месте перегиба. Экспериментируя с высотой засыпки (рис. 1) было установлено, что наиболее оптимальной глубиной укладки, обеспечивающей безопасную эксплуатацию, является 1,5 метра.

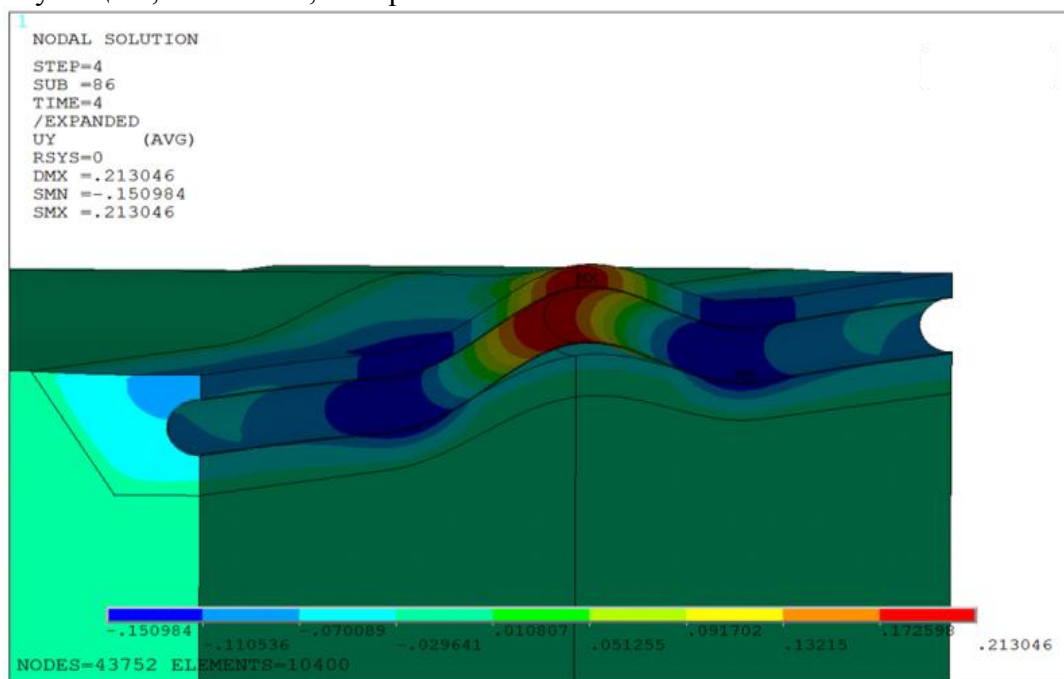


Рис.1. Напряжения в трубопроводе при выпучивании

Выводы: Оценка напряжений, возникающих в трубопроводе при выпучивании, из-за слабых прочностных свойств грунта, показала необходимость обязательного моделирования, постановки и математической формализация задачи взаимодействия морского трубопровода с окружающим грунтом со слабыми прочностными свойствами. Проведено построение модели грунта и определение граничных условий поставленной задачи. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния морских трубопроводов, взаимодействующих с окружающими донными грунтами со слабыми прочностными свойствами позволило рассчитать оптимальные параметры, обеспечивающие устойчивость системы трубопровода.

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

Литература

1. Михалицына Ю.В. К вопросу о транспортировке нефти//Экономический журнал. – Иркутск, 2003. – № 2. – С. 35 – 40.
2. Павлюченко Е.И. Проблемы и стратегические ориентиры сохранения, восстановления и эффективного использования нефтегазового потенциала //Руснаука., 2011. – № 8.
3. DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems. – DNV, August 2012. – 367 p
4. Чумаков М.М. Методика моделирования процесса размыва донного грунта в окрестности килей крупных ледяных образований//Экономический журнал. – Москва, 2013. – № 3. – С. 125 – 132.
5. Халфин И.Ш. Воздействие волн на морские нефтегазопромысловые сооружения / И.Ш. Халфин. – М.: Недра, 1990. – 310 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ СЕПАРАЦИИ И СТРУКТУРЫ
УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТОКА В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ
ИЗМЕНЕНИЙ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ РАБОЧЕГО ПРОЦЕССА
УСТРОЙСТВ ТЭК И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Е.В. Николаев, С.Н. Харламов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

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

Введение.

В последние годы к запасам нефти и газа в Арктике проявляется большой интерес. На данный момент на российском арктическом шельфе открыто 20 крупных нефтегазовых провинций, в 10 из которых запасы нефти и газа являются доказанными. По оценкам USGS, в Арктике имеется приблизительно 13% мировых неразведанных запасов нефти и до 30% – природного газа [1].

В России было выдано ряд лицензий на большие участки северных акваторий ОАО «НК «Роснефть» (суммарно более 90 тыс. км² в Баренцевом и Печорском морях и 128 тыс. км² в Карском море) и ОАО «Газпром» и ОАО «Новатэк» на несколько меньших по площади участков в Обской и Тазовской губах [2]. Нефтегазовые проекты, реализуемые на арктическом шельфе, существенно отличаются друг от друга в технологическом плане, что обуславливается различными природно-климатическими условиями регионов, в которых они находятся. Это требует разработки новых технологий практически под каждый отдельный проект, что увеличивает время реализации, а также стоимость проектов. Поэтому задача исследования механизмов сепарации углеводородного сырья в экстремальных термобарических режимах работы устройств ТЭК играет чрезвычайно важную роль в реализации таких проектов. В силу вышесказанного, цель данной работы состоит в выявлении закономерностей сепарации углеводородных сред в экстремальных режимах изменений термобарических условий: $T \cong 0-70^{\circ}\text{C}$, $P \cong 50-3500$ кПа. Для достижения цели поставлены следующие задачи: 1) сформулировать физико-математическую модель процесса сепарации; 2) провести верификацию модели; 3) дать представление об особенностях изменений компонентного состава и теплофизических свойств газовой смеси в широком диапазоне изменений термобарических условий.

Формулировка и верификация физико-математической модели.

Модель первой ступени сепарации была построена на базе данных пластовой нефти Вынгапуровского месторождения [3] в программном комплексе Aspen HYSYS. Достоинства HYSYS в моделировании таких процессов достаточно известны [4]. Для углеводородных сред в качестве математической модели, авторами HYSYS, а также многими исследователями рекомендуется уравнение состояния Пенга-Робинсона [5–8], которое качественно превосходит другие уравнения состояния в прогнозировании разделения углеводородных систем. При формулировке модели были приняты следующие физические допущения: 1) режим стационарный; 2) геометрия сепаратора не учитывается; 3) расходы газа и жидкости постоянны; 4) давление и температура в сепараторе постоянны ($T \cong 0-70^\circ\text{C}$, $P \cong 50-3500$ кПа); 5) система находится в термодинамическом равновесии; 6) не учитываются тепловые потери через стенку сепаратора за счет температуры окружающей среды; 7) гидравлическое сопротивление емкости и штуцеров сепаратора пренебрежимо малы.

Достоверность результатов моделирования фазового равновесия «жидкость-пар» с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона представлены в [5–7]. В нашем случае проведен сравнительный анализ наших результатов с данными из [8], получено среднее расхождение по компонентному составу газа 6,8%.

Результаты исследования и их обсуждение.

Уравнение состояния Пенга-Робинсона согласно [4] применимо для расчета компонентного состава фаз жидкости и газа в условиях фазового равновесия до 100 МПа. Однако отсутствие детальной информации о распределениях компонентов смеси при высоких давлениях требует уяснения при изменении поля температуры. Результаты данного исследования иллюстрируются графиками эволюции параметров процесса сепарации в зависимости от температуры при различных давлениях (рис. 1 и 2).

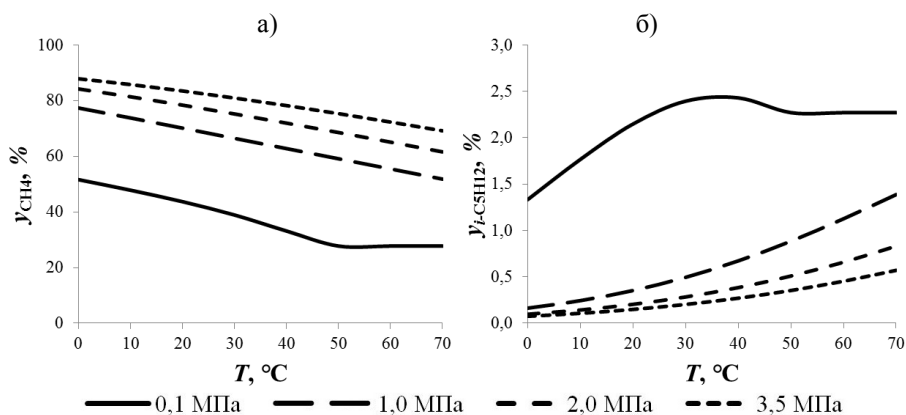


Рис. 1. Зависимость изменения концентраций компонентов газовой смеси в зависимости от температуры при различных давлениях: а) метана; б) изопентана

Из рисунка видно, что с увеличением давления кривые стремятся к линейной зависимости, и становятся чуть менее чувствительными к влиянию температуры. Теплофизические свойства газовой смеси с учетом влияния давлений определяются с помощью методов, основанных на принципе соответственных состояний [4]. Некоторые результаты наших расчетов представлены на рис. 2.

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

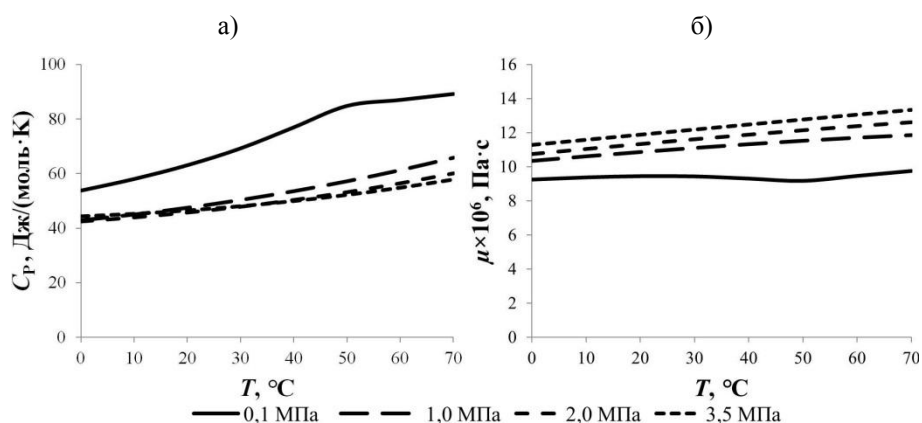


Рис. 2. Зависимость изменения теплофизических свойств газовой смеси в зависимости от температуры при различных давлениях: а) удельной теплоемкости; б) коэффициента динамической вязкости

Рис. 2 показывает, что с повышением давления происходит группирование кривых со стабильным поведением свойств, как и в случае с поведением компонентов смеси (рис. 1). Это свидетельствует о том, что при высоких давлениях поведение компонентного состава и свойств газовой смеси становится более предсказуемым. Если рассматривать критерии подобия, такие как число Прандтля и Льюиса, то в них наблюдаются отличительные от теплофизических свойств распределения в зависимости от температуры для каждого значения давления, так как в них учитываются практически все возмущающие факторы. Таким образом, мы представляем наиболее общую картину поведения многокомпонентной углеводородной газовой среды в процессе сепарации в широком диапазоне изменений давления.

Заключение.

В силу недостаточности экспериментальных исследований, их дороговизны и в некоторых случаях просто невозможности, роль теоретических исследований в задачах разработки новых технологий для добычи и подготовки углеводородных ресурсов Арктики чрезвычайно важна. В процессе данного исследования все поставленные задачи были достигнуты. Следует отметить, что полученные результаты описания процесса сепарации требуют дополнения экспериментальной информацией, которая позволила бы замкнуть методики расчета компонентного состава и теплофизических свойств углеводородных сред для данного диапазона термобарических условий.

Литература

1. Нефть и газ Арктики. [Электронный ресурс]: PRO-ARCTIC – независимое российское информационно-аналитическое сетевое издание, посвященное ответственному и рациональному освоению ресурсов российской Арктики. URL: <http://pro-arctic.ru/28/05/2013/resources/3516> (дата обращения: 12.08.2016).
2. Богоявленский В.И. Проблемы и перспективы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики // Бурение и Нефть. – 2012. – № 11. – с. 4–9.
3. Леонтьев С.А., Марченко А.Н., Фоминых О.В. Обоснование рациональных технологических параметров подготовки скважинной продукции Вынгапуровского месторождения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 3. – С. 211–221. URL:

http://ogbus.ru/authors/LeontievSA/LeontievSA_1.pdf/ (дата обращения: 15.04.2014).

4. Руководство пользователя HYSYS. – AspenTech, Версия 2006. – 737 с.
5. Kou J., Sun S. Unconditionally stable methods for simulating multi-component two-phase interface models with Peng-Robinson equation of state and various boundary conditions // Journal of Computational and Applied Mathematics. – 2016. – V. 291. – P.158–182.
6. Кулик В.С., Чионов А.М., Коршунов С.А., Казак К.А., Казак А.С. Использование различных уравнений состояния для расчета равновесия в системах «пар-жидкость» под высоким давлением // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 3. – С. 8–12.
7. Фаловский В.И., Хорошев А.С., Шахов В.Г. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга–Робинсона // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2011. – Т. 13. – № 3, с. 120–125.
8. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: «Грааль». – 2002. – 572 с.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ СЕПАРАЦИИ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД

Е.В. Николаев, С.Н. Харламов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

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

В процессах промыслового сбора нефти и газа, подготовки к транспорту и переработки возможны совместное движение или обработка указанных фаз, являющихся составными элементами многофазной системы. Однако в процессе движения многофазной системы по технологической цепи промышленных сооружений наступает момент, когда дальнейшее совместное перемещение фаз либо проведение основного процесса становится нерациональным или практически невозможным [1]. Тогда возникает необходимость сепарации пластовой нефти. Качество процесса сепарации играет немаловажную роль в технологической цепи предварительной подготовки нефти, так как именно на этой стадии в результате интенсивного газовыделения происходит унос тяжелых углеводородов с отгоняемым газом. В связи с большими финансовыми затратами проведения экспериментальных работ по прогнозированию сепарационных процессов, теоретический подход к решению таких задач является весьма целесообразным. Поэтому методики прогнозирования процесса сепарации многокомпонентных углеводородных сред требуют детального анализа. Учитывая вышесказанное, цель данной работы состоит в проведении анализа современных методов прогнозирования процессов сепарации углеводородных сред.

В соответствии с целью работы построили первую ступень многоступенчатой сепарации нефти Вынгапуровского месторождения на основании данных пластового флюида из [2]. Моделирование проводилось с помощью программного комплекса Aspen HYSYS. Данная программа, достоинства которой хорошо известны [3], является одной из самых известных и распространенных в нефтегазовой отрасли. В качестве термодинамической модели с целью сравнительного анализа были выбраны уравнения состояния Ли-Кеслера-Плокера (ЛКР), Пенга-Робинсона (PR),

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Соава-Редлиха-Квонга (SRK), а также уравнения Ренона-Праусница (NRTL). Среди них наиболее популярным является уравнение состояния PR. Многие исследователи рекомендуют использовать именно это уравнение состояния для углеводородных сред [4, 5]. Чуть менее известным является уравнение состояния SRK. В [4, 6] отмечается, что оба этих уравнения дают приблизительно одинаковые результаты при расчете разделения компонентного состава углеводородных сред. В нашем случае, построены графики изменения компонентного состава сепарируемого газа в зависимости от температуры T при давлении $P = 0,6$ МПа. В частности, на рисунке ниже показаны эволюции концентрации метана, этана, н-бутана и азота с изменением температуры, полученные с использованием вышеуказанных моделей.

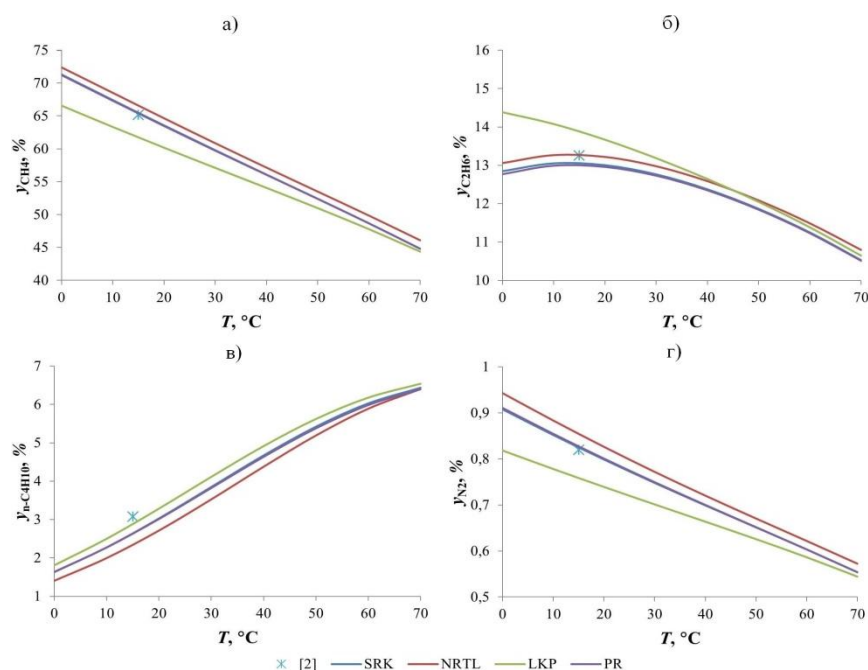


Рис. Эволюции концентраций компонентов газовой смеси с изменением T при $P = 0,6$ МПа

Из рисунка видно, как кривые, полученные с помощью уравнений состояния PR и SRK, практически совпадают. Точками на рисунке показаны данные расчета из [2]. Расхождения с результатами расчета [2] составляют при использовании уравнения состояния PR – 6,8%, SRK – 6,3%, LKP – 9,6%, NRTL – 8,4%. Таким образом, сравнительный анализ показывает, что использование уравнений состояния PR и SRK показывают почти одинаковый результат со средней абсолютной погрешностью по компонентному составу между собой 0,039 %. Важно отметить, что для более детальной оценки достоверности данных моделей требуются экспериментальные данные в широком диапазоне термобарических условий.

Литература

1. Каспарьянц К.С., Кузин В.И., Григорян Л.Г. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа. – М.: «Недра». – 1977. – 250 с.
2. Леонтьев С.А., Марченко А.Н., Фоминых О.В. Обоснование рациональных технологических параметров подготовки скважинной продукции Вынгапуровского месторождения // Электронный научный журнал

- «Нефтегазовое дело», 2012. – №3. – С. 211–221. URL: http://www.ogbus.ru/authors/LeontievSA_1.pdf (дата обращения: 25.09.2015).
3. Руководство пользователя HYSYS. – AspenTech, Версия 2006. – 737 с.
 4. Кулик В.С., Чионов А.М., Коршунов С.А., Казак К.А., Казак А.С. Использование различных уравнений состояния для расчета равновесия в системах "пар-жидкость" под высоким давлением // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 3. – С. 8–12.
 5. Фаловский В.И., Хорошев А.С., Шахов В.Г. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга–Робинсона // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2011. – Т. 13. – № 3, с. 120–125.
 6. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: «Грааль». – 2002. – 572 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОНАПОРНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ «ANACONDA» НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛАХ В КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗАПОЛЯРЬЯ

И.Ю. Папонин, О.В. Брусник

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

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

Ключевые слова: эксплуатационная надежность, полимерные трубы, коррозия, промысловый трубопровод, вечная мерзлота, стальные трубы, заполярье.

Аннотация: сокращение аварийных ситуаций и повышение эксплуатационной надежности трубопроводов - главная задача инженеров и проектировщиков. В результате, остро стоит вопрос о необходимости строительства промысловых трубопроводов с учётом прокладки в условиях вечной мерзлоты и коррозионного износа. Необходимость предусматривать в проекте развития высокой скорости коррозии и разрушающего воздействия грунтов заполярного круга- факторы, влияющие на безотказную работу трубопровода. Обсуждается вопрос о возможности применения высоконапорных полимерных труб «Anaconda» на промысловых нефтегазопроводах в климатических условиях заполярья и их роли в повышении эксплуатационной надежности трубопроводов.

Основной проблемой, с которой сталкиваются нефтедобывающие компании - это потери добытой нефти при транспортировке по причине отказов в работе нефтепровода. Главная причина отказов работы нефтепровода - коррозия, приводящая к разгерметизации трубопровода, а также влияние геологических процессов в условиях вечной мерзлоты.

Под процессом коррозии металла понимается разрушение вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой [1]. Происходит главным образом на границе раздела двух фаз металл- среда. Деструктивные процессы полимерных материалов происходят не только на поверхности, но и распространяются вглубь материала. Деструктивные процессы можно разделить на следующие основные группы:

- окислительная деструкция (действие на материал кислорода и озона);
- термическая деструкция (происходит под действием теплоты);
- механическая деструкция (действие статических и динамических нагрузок);

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

- химическая деструкция (действие агрессивной среды);
- биологическая деструкция (воздействие пигментов микроорганизмов);
- старение (основной причиной является воздействие солнечного света).

При всей сложности изучения разрушающих процессов полимерных труб, материал является более стойким коррозионным воздействиям. Эксплуатационная надежность трубопровода, эквивалентна количеству отказов. Комплексная защита стальных трубопроводов от коррозии, включающая в себя пассивную защиту противокоррозионными покрытиями, и активную в виде средств электрохимической защиты в совокупности с ингибиторами, не дают 100% гарантии защиты от повреждения нефтепроводов. Поэтому, предлагается вводить в эксплуатацию полимерную высоконапорную трубу «Anaconda».

На имеющемся опыте строительстве полимерных трубопроводов в аналогичных климатических условиях Якутии возможно строительство и в условиях заполярного круга. С периода 1996- 2010 год группа компаний «ХангаласГазСтрой» и «Полипластик» было построено более 150 подземных газопроводов из полиэтиленов труб [2].

Методом подземной бесканальной прокладки в траншее (рис.1), в соответствии ВСН 013-88 и СНиП III-42-80*, предлагается строительство трубопроводов. Тело трубы секциями укладывается на уровень грунта вечной мерзлоты, предварительно осуществив подсыпку дна траншеи из привезенного грунта, исключающего повреждения изоляционного слоя грунта. Засыпка осуществляется одинаковыми по свойствам грунтам из карьера, по возможности в сыпучемерзлых грунтах. Толщина слоя грунта над трубопроводом производится исходя из требований проекта. В итоге осуществляется засыпка плодородного слоя [3] [4][5].

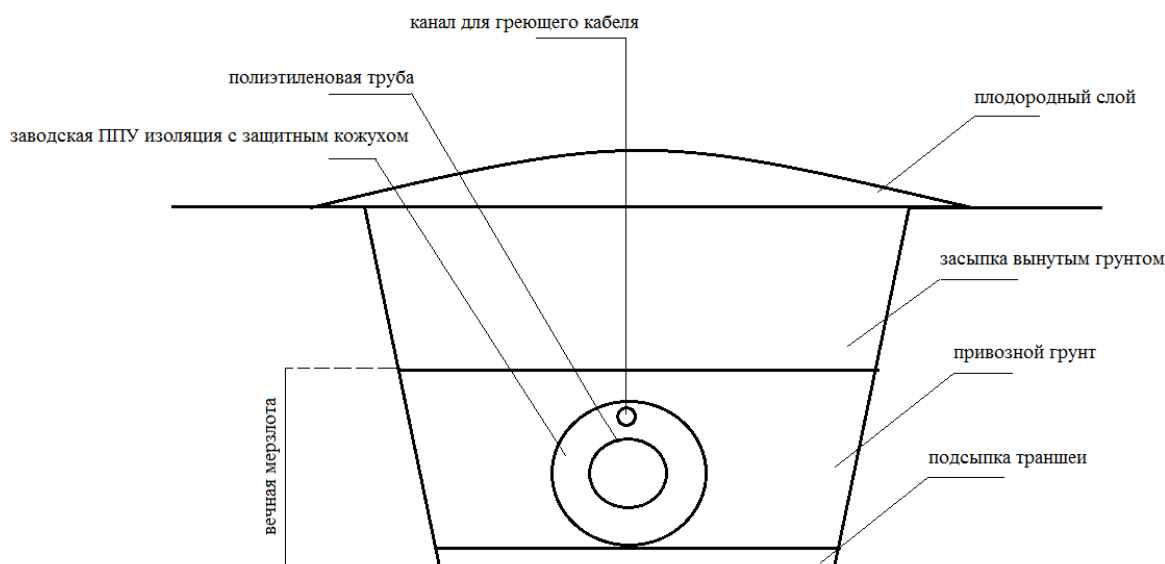


Рис.1. Бесканальная прокладка полимерной трубы в траншее

Основным препятствием прокладки в условиях вечной мерзлоты является проблема теплоизоляции. Согласно официальным данным, в северной зоне вечной мерзлоты грунт в сезон оттаивает в среднем на глубину 40 см, на южной зоне 60-70

см и более [6]. При прокладке на глубину вечной мерзлоты, с применением современных изоляционных заводских секций с трубой, и как следствием решенным вопросом теплоизоляции, возможен проект прокладки полимерного трубопровода в условиях заполярья.

Гибкая высоконапорная труба «Anaconda» (рис.2) конструктивно включает в себя:

- трубный полиэтилен ПЭ100 (с минимальной длительной прочностью 10 МПа), из которого состоит внутренняя и внешняя поверхность - гладкая, не подвержена коррозии и зарастанию карбонатными отложениями. Полиэтилен имеет высокую гидроабразивную стойкость, поэтому пропускная способность трубы остается неизменной в течение всего срока службы;
- полиэфирную малоусадочную нить с повышенной адгезией (с пределом прочности 900 МПа) для повышения прочностных характеристик [7].

В совокупности использования с ППУ (рис.3) и греющим кабелем, исключается теплообмен между грунтом вечной мерзлоты и телом трубы, при этом поддерживая температуру трубопровода на необходимом уровне.

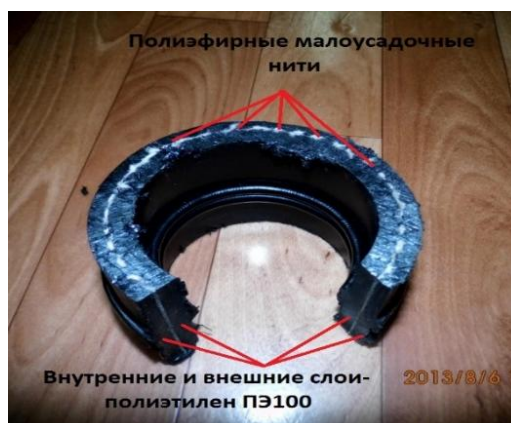


Рис.2. Гибкая высоконапорная труба «Anaconda»

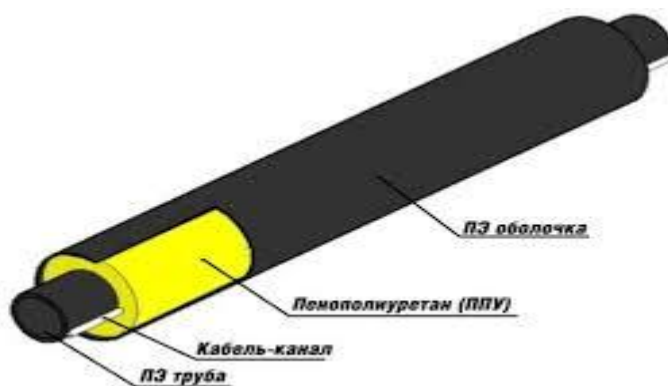


Рис.3. Полиэтиленовая труба в ППУ изоляции

Современные полимерные материалы позволяют существенно сократить количество отказов на промышленных трубопроводах, срок безотказной работы которых варьируется от года 8 лет в среднем. На примере Майского месторождения, г. Томск, Россия, были проведены исследования и на одном из участков нефтесборных коллекторов скорость коррозии достигала 9 мм в год на стальных трубопроводах. В результате ввода в эксплуатацию высоконапорной полимерной трубы «Anaconda» аварийные ситуации за 6 лет были сведены к нулю [8]. Так же полимерные материалы более пластичны, благодаря чему, более стойки к возникновению геологического воздействия и заморозке трубопровода.

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Сборка осуществляется сваркой полиэтиленовой трубы, под которой понимается «спайка» подготовленных центрованных концов труб с последующим усилением сварного шва муфтой с закладным нагревателем (рис. 4).



Рис.4. Сварка полиэтиленовой трубы

В заводской ППУ изоляции трубопровод прокладывается по тому же принципу. Параллельно ведутся по протяжке и соединению греющего кабеля. Место стыка труб изолируется:

1. заранее устанавливается труба - оболочка;
2. зачистка и просушка поверхности;
3. замеряются и устанавливаются полускорлупы из пенополиуретана
4. устанавливаются изоляционные цилиндры и крепятся промышленной клейкой лентой;
5. установка на место стыка трубу-оболочку, нагрев её до 50-60 °С;
6. монтаж и подогрев термоусадочной ленты.

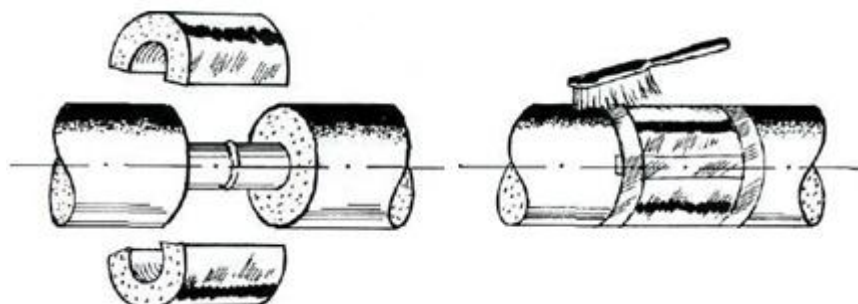


Рис.5. Изоляция стыка полимерной трубы

При эксплуатации трубопровода из полимерного материала возникает ряд вопросов по обслуживанию.

Разрешенные методы ремонта: при повреждении трубопровода проводятся вскрышные работы, с удалением изоляционного слоя и вырезки катушки. Пермская компания «Технология композитов» предлагает новый метод ремонта, который подразумевает собой установку гидравлических муфт (рис.6) и ремонт стальными вставками с обжимной обоймой (рис.7).

Диагностика трубопровода: проводить исследование технического состояния полимерного трубопровода возможно проводить виброакустическим методом, основанном на анализе прохождения волны (в широком диапазоне частот) по конструкции. Оценкой дефектности трубопровода, является условия прохождения волны в зоне дефекта (потери, рассеивание, интерференция, дифракция), изменение спектров амплитудно-частотных характеристик трубопровода на исследуемом участке. В случае, когда нет возможности проводить диагностику неразрушающими

методами контроля, разрешено осуществлять проверку состояния разрушающем методом, в частности гидравлическим или пневматическим испытанием. Периодичность испытаний определяется исходя из категории трубопровода и проводится в соответствии с требованиями ведомственных строительных норм [5].



Рис.6. Монтаж гидравлической муфты

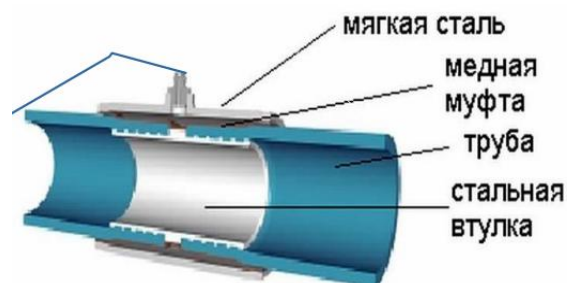


Рис.7. Ремонт стальными вставками с обжимной обоймой

Очистка полости трубопровода: необходимость очистки определяется контрольной проверкой, в результате которой определяется вид отложений и методы борьбы с ними:

1. Очистка от парафина производится химическим (применение реагентов парафинообразования), термическим (при температуре не более 60 °С) или механическим способом (используя полиуретановые очистные устройства) методами
2. Борьба с механическими примесями осуществляется гидропневматическим методом, в ходе которого через трубопровод пропускается смесь воды и нейтрального газа в пропорции 1:6;
3. При ликвидации различного вида закупорок разрешается только путем заливки метанола с последующей продувкой газа [9 СТО Лукойл].

Техническое обслуживание: ТО трубопровода из полимерного материала не особо отличается от обслуживания привычных стальных. Основным нюансом эксплуатации возникает при вешковании трассы. Поскольку обычные трассоискатели не предназначены для поиска не стальных материалов, но вопрос с этим отпадает при вводе в эксплуатацию заводской ППУ изоляцию, так как внешняя оболочка выполнена из нержавеющей стали толщиной в несколько мм.

В перспективе, при повышении уровня обводненности скважиной продукции, и как следствие, развитию высокой скорости коррозии, увеличение количества отказов неизбежно. Возможные геологические процессы оказывают большее влияние на стальные трубопроводы, что так же повышает риск возникновения аварийных ситуаций.

После анализа нормативно- технической документации нефтегазовой отрасли, на основании практических навыков в работе с полимерной высоконапорной трубой «Anasconda» и опыте сторонних организаций, предлагается использовать полимерные трубы, как альтернативу стальным трубам в условиях вечной мерзлоты заполярного круга. Выбранная технология позволит сократить количество отказов к минимуму. Финансовые потери эксплуатирующей трубопровод компании сведутся к минимуму, экосистема заполярья останется нетронутой.

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

Литература

1. ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины.
2. ИЗОФЛЕКС И МЕРЗЛОТА. URL: http://journal.plastic-pipes.ru/sites/default/files/journal/2010/05/journal_pp_2010-2_64-66. Дата обращения 08.06.16.
3. ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты.
4. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы.
5. ВСН 003-88 Строительство и проектирование трубопроводов из пластмассовых труб.
6. Географический портал. URL: <http://geo-site.ru/index.php/2011-01-09-16-50-20/68-2011-01-05-09-18-30/561-vechnaya-merzlota.html>. Дата обращения 06.06.16.
7. Технология композитов. URL: <http://tk.perm.ru>. Дата обращения 07.06.2016.
8. Справка отказов от ведущего специалиста ООО «Норд Империял», 15.02.2016.
9. СТО ЛУКОЙЛ 1.19.3–2013 Трубопроводы промысловые из альтернативных материалов в нефтегазодобывающих организациях Группы «ЛУКОЙЛ».

**ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО
ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

А.В. Поликарпов, В.Н. Манжай

Научный руководитель профессор В.Н. Манжай

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

После растворения в турбулентном потоке полимера большой молекулярной массы ($M_r > 1 \cdot 10^5$) происходит не только увеличение вязкости жидкости, но также и увеличение скорости течения более вязкого полимерного раствора по сравнению со скоростью течения исходного маловязкого растворителя. За свою непредсказуемость и парадоксальность это явление получило название эффекта снижения гидродинамического сопротивления или эффекта Томса [1]. Установлено, что присутствие полимерных макромолекул в турбулентном потоке приводит к уменьшению коэффициента гидродинамического сопротивления (λ), входящего в

уравнение Дарси – Вейсбаха $\Delta P = \lambda \cdot \frac{L}{4\pi^2 \cdot R_w^5} \cdot \rho \cdot Q^2$, в соответствие с которым

наблюдается либо увеличение объёмной скорости течения при заданном перепаде давления ($\Delta P = \text{const}$), либо уменьшение потерь давления на трение при постоянном объёмном расходе ($Q = \text{const}$). Экспериментально определено [2], что коэффициенты гидродинамического сопротивления полимерных растворов тем меньше, чем выше их концентрация и чем больше молекулярная масса полимерного образца. Такая закономерность наблюдается при турбулентном течении как водорастворимых, так и нефтерастворимых полимеров.

При транспорте нефти с противотурбулентными добавками по трубопроводам происходит одновременное уменьшение потерь давления на трение и увеличение объёмного расхода. Поэтому величину эффекта снижения гидродинамического сопротивления (эффекта Томса), характеризующую процент уменьшения энергетических затрат ($DR, \%$) на перекачку полимерных растворов (p) по сравнению с исходным растворителем (s), рассчитывают по формуле

$$DR, \% = \frac{\lambda_s - \lambda_p}{\lambda_s} \cdot 100\% \quad (1)$$

В последнюю четверть века для интенсификации перекачки жидких углеводородов активно применяют высокомолекулярные полимеры, при введении которых в ничтожно малом количестве ($5 - 10 \text{ г/м}^3$) в поток нефти происходит увеличение скорости её течения на $20 - 30\%$. Сейчас противотурбулентные присадки в промышленных масштабах используют в регионах мира с относительно мягким климатом, поэтому актуальной задачей является теоретическое и экспериментальное обоснование применения таких присадок в зонах с отрицательной среднегодовой температурой.

Из обыденной практики известно, что при понижении температуры вязкость жидкостей увеличивается и, следовательно, их текучесть уменьшается. Но парадоксальность эффекта Томса проявилась и в этих условиях. Оказалось, что при понижении температуры наблюдается также и уменьшение коэффициента гидродинамического сопротивления (рис. 1) и, следовательно, в соответствии с формулой (1) происходит рост эффекта (DR), т.е. увеличение энергосбережения. Но широко применяемая формула (1) не отражает полной функциональной зависимости эффекта Томса от внешних условий, в частности, в явном виде не показывает влияния температуры (T) на скорость течения полимерного раствора.

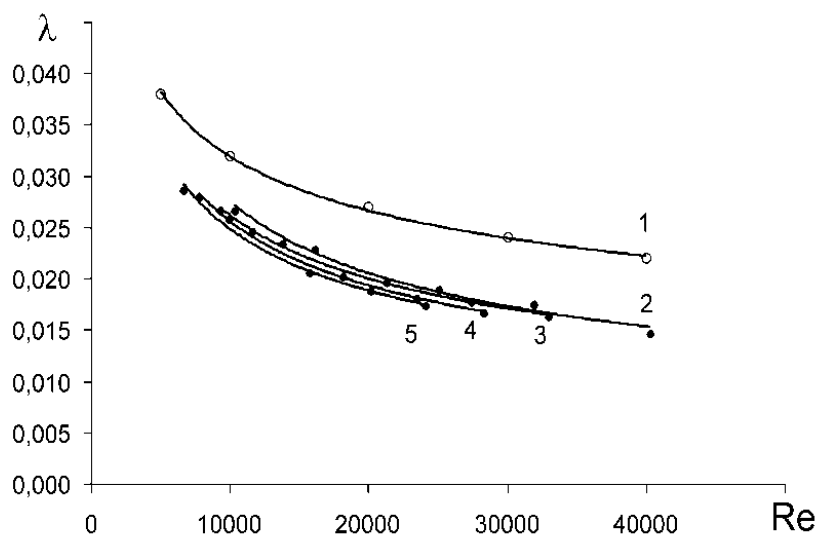


Рис. 1. Зависимость коэффициента сопротивления (λ) от числа Рейнольдса:
1 – кривая Блазиуса для чистого растворителя (толуола) $\lambda_{\text{тип.}} = 0,3164 / \text{Re}^{0,25}$;
раствор полимера в бензине ($C = 10 \text{ г/м}^3$) при различных температурах:
2 – $T = 323 \text{ К}$; 3 – $T = 308 \text{ К}$; 4 – $T = 293 \text{ К}$; 5 – $T = 283 \text{ К}$

После проведения теоретических исследований получено уравнение (2), описывающее зависимость приращение объёмной скорости турбулентного течения растворов полимеров (ΔQ) от гидродинамических параметров течения и физико-химических характеристик полимеров

$$\Delta Q = \pi R_w^2 \cdot \psi \cdot \tau_w \cdot \left(\frac{M \cdot [\eta]}{\rho \cdot R} \right)^{1/2} \cdot \left(\frac{1}{T} \right)^{1/2} \quad (2)$$

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

где $\Delta Q = Q_p - Q_s$ – величина приращения объёмного расхода полимерного раствора (Q_p) по сравнению с объёмным расходом растворителя (Q_s) при одинаковых значениях напряжений сдвига; $\psi = \frac{[\eta] \cdot C}{1 + [\eta] \cdot C}$ – объёмная доля полимерных

клубков в растворе, зависящая от $[\eta]$ – характеристической вязкости и концентрации полимерного раствора (C); $\tau_w = \frac{\Delta P}{2L} \cdot R_w$ – напряжение сдвига на стенке трубы, зависящее от перепада давления (ΔP) в цилиндрическом канале, длина и радиус которого (L) и (R_w); ρ – плотность растворителя; M – молярная масса образца полимера; R – универсальная газовая постоянная; T – абсолютная температура.

Из уравнения (2) следует, что при уменьшении температуры должна увеличиваться объёмная скорость турбулентного течения полимерного раствора. Таким образом, теоретические исследования и их экспериментальное подтверждение (рис. 1) свидетельствуют о перспективности применения энергосберегающей технологии трубопроводного транспорта жидких углеводородов с полимерными добавками.

Литература

1. В. А. Toms. Proceeding International Congress on Rheology. 1949. Vol.2, p. 135–141.
2. М.М. Гареев, Ю.В. Лисин, В.Н. Манжай, А.М. Шаммазов. Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов. С.-Пб.: Недра, 2013, 228 с.

**ДИНАМИКА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ В КОЛЬЦЕВОМ
КАНАЛЕ С ЕГО УПРУГОЗАКРЕПЛЕННОЙ СТЕНКОЙ**

А.А. Попова, Е.В. Попова

Научный руководитель профессор Д.В. Кондратов

***Саратовский национальный исследовательский государственный университет
имени Н.Г. Чернышевского, г. Саратов, Россия***

Рассмотрим динамику взаимодействия сильновязкой жидкости в кольцевом канале, с внутренней стенкой, обладающей упругой податливостью. Стенка – это жесткий цилиндр, имеющий упругую связь и совершающий гармонические колебания в горизонтальной плоскости под действием гармонически изменяющейся силы $F = F_m \sin(\omega t)$, где F_m – амплитуда возмущения, ω – частота колебаний, t – время. Данная модель может быть использована для упрощенного описания упругих свойств внутреннего цилиндра. Для этого жесткость упругой связи и приведенную массу цилиндра определим по методу приведенной массы [2]. Расположим декартову систему координат и связанную с ней цилиндрическую систему координат в центре канала (рис.1). Амплитуда колебаний стенки z_m принимается значительно меньшей, чем толщина слоя жидкости в канале δ . Длина канала ℓ , радиус внутреннего цилиндра $R \gg \delta$. На правом торце канала имеет место свободное истечение в ту же жидкость с постоянным давлением p_0 , на левом – отсутствие торцевого истечения, т.е. $\partial p / \partial x = 0$ [3].

Уравнения движения внутренней стенки канала (цилиндра) имеет вид

$$m\ddot{z} + n\dot{z} = N + F, \tag{1}$$

где $N = - \int_0^{\ell/2} \int_{-\ell/2}^{2\pi} p \cos(\theta) R d\theta dy$ – сила, действующая со стороны жидкости; m – приведенная масса цилиндра (стенки канала); n – жесткость подвеса; $z = z_m f(\omega t)$ – закон перемещения внутренней стенки; p – давление жидкости, находящейся в канале.

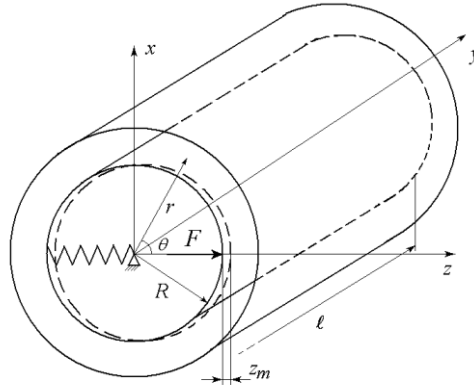


Рис.1

Введем безразмерные переменные и малые параметры:

$$\xi = (r - R)/\delta, \quad \zeta = 2y/\ell, \quad \theta = \theta, \quad \tau = \omega t, \quad \lambda = z_m/\delta \ll 1, \quad \psi = \delta/R \ll 1,$$

$$V_r = w_m \omega U_\xi,$$

$$V_\theta = w_m \omega \psi^{-1} U_\theta, \quad V_y = (z_m \omega \psi^{-1})(\ell/(2R)) U_\zeta, \quad p = p_0 + \rho \nu \lambda \omega \psi^{-2} P, \quad \sigma = \ell/(2R), \quad (2)$$

где U_ξ, U_θ, U_ζ – безразмерные составляющие вектора скорости жидкости; P – безразмерное давление жидкости; ρ – плотность жидкости; ν – коэффициент кинематической вязкости.

Рассматривая движение вязкой жидкости [1-3] в тонком кольцевом зазоре с учетом (1) в нулевом приближении по ψ и λ получены уравнения динамики тонкого слоя вязкой жидкости, которые для ползущего течения имеют вид

$$\frac{\partial P}{\partial \xi} = 0, \quad \frac{\partial^2 U_\theta}{\partial \xi^2} = \frac{\partial P}{\partial \theta}, \quad \frac{\partial^2 U_\zeta}{\partial \xi^2} = \frac{1}{\sigma^2} \frac{\partial P}{\partial \zeta}, \quad \frac{\partial U_\xi}{\partial \xi} + \frac{\partial U_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial U_\zeta}{\partial \zeta} = 0, \quad (3)$$

с граничными условиями прилипания вязкой жидкости к стенкам и свободного истечения на торцах

$$U_\xi = U_\theta = U_\zeta = 0, \quad \text{при } \zeta = 1, \quad U_\xi = \cos \theta df/d\tau, \quad U_\theta = 0, \quad U_\zeta = 0, \quad \text{при } \zeta = 0, \quad (4)$$

$$\partial P/\partial x = 0 \quad \text{при } \zeta = -1, \quad P = 0 \quad \text{при } \zeta = 1.$$

Решая уравнения динамики жидкости (3) с граничными условиями (4) для режима установившихся гармонических колебаний нашли

$$U_\theta = \frac{1}{2} \frac{\partial P}{\partial \theta} (\xi^2 - \xi), \quad U_\zeta = \frac{1}{2\sigma^2} \frac{\partial P}{\partial \zeta} (\xi^2 - \xi), \quad U_\xi = \left(\frac{\xi^2}{4} - \frac{\xi^3}{6} - \frac{1}{12} \right) \left(\frac{\partial^2 P}{\partial \theta^2} + \frac{1}{\sigma^2} \frac{\partial^2 P}{\partial \zeta^2} \right), \quad (5)$$

$$P = 12 \left(-(\operatorname{ch} \sigma \zeta + \operatorname{sh} \sigma \zeta) / (\operatorname{ch}^2 \sigma + \operatorname{sh}^2 \sigma) \right) \frac{df}{d\tau} \cos \theta.$$

Подставляя найденное давление в выражение для силы, действующей на внутреннюю стенку канала после интегрирования находим

$$N = -K \dot{z}, \quad (6)$$

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

где $K = 12m\nu R\delta^{-3}(1 - \operatorname{ch}\sigma\operatorname{sh}\sigma / (\operatorname{ch}2\sigma))$ – коэффициент демпфирования, $m = \pi R^2 \ell \rho$ – масса жидкости в объеме внутреннего цилиндра.

Учитывая выражение (6) в уравнении (1) и решая его для режима установившихся гармонических колебаний находим

$$z = \frac{1}{\sqrt{(n - m\omega^2)^2 + K^2\omega^2}} F_m \sin(\omega t + \varphi), \quad (7)$$

где $\varphi = \operatorname{arctg}(K\omega / (m\omega^2 - n))$.

Принимая во внимание (2), (5), (7) получаем следующее выражение для размерного давления в слое жидкости

$$p = p_0 + \quad (8) \\ + 12 \frac{R^2 \rho \nu}{\delta^3} \left(1 - \frac{\operatorname{ch}\sigma\operatorname{ch}(y/R) + \operatorname{sh}\sigma\operatorname{sh}(y/R)}{\operatorname{ch}2\sigma} \right) \cos\theta F_m \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{\sqrt{(n - m\omega^2)^2 + K^2\omega^2}} \sin(\omega t + \varphi) \right),$$

первое слагаемое в (8) представляет собой статическое давление, а второе – динамическое давление, являющееся функцией продольной, окружной координат и времени.

Найденные законы скоростей движения и давления в вязкой жидкости позволяют исследовать ее динамику в рассматриваемом кольцевом канале с вибрирующей внутренней стенкой. Полученные результаты могут применяться для моделирования различных технических процессов и систем, используемых в арктических условиях.

Выполнено при поддержке гранта Президента РФ МД № 6012.2016.8.

Литература

1. Ageev R.V., Mogilevich L.I., Popov V.S., Popova A.A., Kondratov D.V. Mathematical model of pulsating viscous liquid layer movement in a flat channel with elastically fixed wall // Applied Mathematical Sciences. 2014. Т. 8. № 157-160. С. 7899-7908.
2. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. М.: Дрофа, 2003. 840с.
3. Могилевич Л.И., Попов В.С. Динамика взаимодействия упругого цилиндра со слоем вязкой несжимаемой жидкости // Изв. РАН. МТТ. 2004. № 5. С. 179-190.

**ВОЛЛАСТОНИТ – ДИСПЕРСНО-АРМИРУЮЩИЙ МАТЕРИАЛ ДЛЯ
ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКОПРОЧНОГО И МОРОЗОУСТОЙЧИВОГО
АСФАЛЬТОВОГО ПОКРЫТИЯ СЕВЕРНЫХ ДОРОГ**

М.П. Поротников, Б.С. Страхов, А.В. Мананков

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*

Проблема качества российских дорог остается одной из двух главных в стране. Для ее решения необходимы, не в последнюю очередь, исследования по вовлечению новых минералов и композитов на их основе. Создание в стране волластонитсодержащих материалов – одно из направлений получения изделий с высокими прочностными свойствами, получившее развитие с 1980-х годов в технологии ситаллов, керамики и других композиционных материалов. Высокие

физико-химические свойства материалов, содержащих игольчатые и волокнистые кристаллы метасиликата кальция в виде триклинной полиморфной модификации β -волластонита, связаны с особенностями его кристаллофизических свойств, определяемых полимерными цепочками анионных радикалов. Химическая формула - CaSiO_3 . Минерал отличается химической чистотой, содержит незначительное количество примесей в виде оксидов марганца, железа и титана. Волластонит не растворяется в воде и органических растворителях, но реагирует с соляной кислотой.

Игольчатая форма зерен минерала, его состав и теплофизические свойства определяют его основное направление использования в качестве микроармирующего наполнителя. В строительном секторе и некоторых других отраслях имеет значение и химический состав волластонита, т. к. данный минерал является одновременно источником CaO и SiO_2 . Волластонит ценится за его белизну (90-97%), химическую инертность, величину pH (9,9), игольчатость (15:1 - 20:1), высокую температуру плавления (1540 °C), хорошие термоизоляционные свойства, низкую поглощаемость влаги и кислот.

Промышленная добыча волластонита началась только в 50-е годы XX века в США, однако данный материал быстро завоевал популярность в различных отраслях промышленности, и на сегодняшний день он в промышленных масштабах добывается более чем в 10 странах, а также осуществляется выпуск синтетического волластонита. Согласно прогнозу перспективная потребность в волластоните составляет 750 тыс. тонн в год, а пока мировая потребность в волластоните удовлетворяется на 40-45%.

С 70-х годов растет производство синтетического волластонита, объем которого составляет около 450 тыс. тонн в год. Стоимость синтетического волластонита оценивается от 500 до 1000 USD за тонну, что почти в два раза ниже товарной цены природного волластонита. В научной школе профессора А.В. Мананкова разработаны составы и технологии производства синтетического волластонита на основе природного сырья и многотоннажных промышленных отходов. Новизна разработок защищена многочисленными патентами на изобретения, и они обладают реальной конкурентоспособностью по отношению к технологиям ведущих зарубежных фирм.

Мировой рынок природного волластонита можно разделить на два сегмента: волластонита с высоким соотношением длины L к диаметру d ($L/d > 3$) (high-aspect-ratio) и для порошкового и измельченного волластонитов с $L/d < 3$ (low-aspect-ratio). В измельченной или порошкообразной форме в изделиях волластонит является источником сразу двух компонентов (CaO и SiO_2), являясь одновременно усиливающим наполнителем, прежде всего, в керамической и металлургической отраслях. Измельченный и порошкообразный волластонит производится и потребляется на мировом рынке в большем объеме и по более низким ценам, чем волластонит с высоким соотношением L/d .

К настоящему времени за рубежом накоплен большой опыт по применению игольчатого β -волластонита. Основные области применения волластонита: лакокрасочная промышленность, производство пластмасс, керамическая промышленность, производство огнеупорных и кислотостойких материалов, асбоцементная промышленность, производство резинотехнических изделий, производство бумаги, производство фрикционных материалов. Высокая потребность в волластоните на мировом рынке обусловлена не только особенностями структуры и свойств данного минерала, но также и тем, что

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

волластонитовое сырье не оказывает отрицательного воздействия на здоровье человека и имеет относительно невысокую стоимость. В связи с этим во многих странах Европы и Америки значительная часть волластонитового сырья используется в качестве заменителя асбеста. Он в коммерческих масштабах используется с 50-х годов в производстве керамики и наполнителей, а также является заменителем асбеста, диоксида титана (например, в резинотехнических изделиях) и нелетучим источником SiO_2 и CaO . Добавки волластонита увеличивают механическую прочность различных материалов на два порядка, снижают технологическое время и температуру кристаллизации, увеличивают жаростойкость, химическую стойкость и износостойкость, улучшают электроизолирующее и диэлектрические характеристики.

Керамические двигатели, термозащитные покрытия для ракетно-космической техники (включая БУРАН), эффективные строительные материалы (Япония, США, Италия, Германия).

У нас в стране мы по основным направлениям использования волластонита и композитным материалам с участием волластонита имеем убедительные результаты в виде заводских испытаний. Еще нами получены патенты по использованию β -волластонита в медицине (для протезирования биоактивными композитами в стоматологии и хирургии).

Сырьевые массы для керамики с волластонитом в количестве 1-3% (вместо кварца или флюсов) хорошо выдерживают скоростные режимы сушки и обжига, отличаются низким влажностным расширением, небольшой усадкой и высокой прочностью. Минерал, привозимый из Финляндии, широко используется в дорожных разметках России.

Ученые МАДИ создали современный композит для производства дорожно-строительных материалов, который может быть использован для ремонта аэродромных и дорожных покрытий, в частности, для выполнения оперативного, аварийного восстановления разрушенных участков асфальтобетонных покрытий. Холодная битумоминеральная смесь, содержащая минеральный наполнитель и вяжущее, в состав которого входит битум, дизельное топливо, талловое масло и полиэтиленполиамин, где в состав вяжущего дополнительно входит тонкодисперсный волластонит, а в качестве минерального наполнителя используется каменный материал любой горной породы с прочностью не менее 60 МПа и размером зерен от 3 до 8 мм или от 5 до 10 мм, при следующем соотношении компонентов, масс. %: битум дорожный 3,0-3,8, дизельное топливо 0,8-1,3, талловое масло 0,22-0,23, полиэтиленполиамин 0,02-0,03, тонкодисперсный волластонит 0,12-0,45, каменный материал - остальное. Технический результат - повышение морозостойкости, влагостойкости и износостойкости.

В разработанный состав смеси входят как вещества с кислотными группами (битум, жирные кислоты таллового масла), так и вещество с аминогруппами (полиэтиленполиамин). В результате их взаимодействия в пленке битума на поверхности частиц каменного материала с размером зерен от 3 до 8 мм или от 5 до 10 мм образуется объемная каркасная структура. Аминные группы дополнительно увеличивают адгезию битума к поверхностям частиц каменного материала. Использование в составе вяжущего волластонита фракции 40-100 мкм, способствует пластификации битума, а также структурированию пленки мастики битума на поверхности каменного материала и удержанию в пленке мастики битума, что приводит к увеличению долговечности смеси при ее хранении, а также срока службы отремонтированного с использованием разработанной смеси участка

асфальтобетонного покрытия. По нашим данным применение наноразмерного волластонита (30-150 нм) резко увеличивает качество битума.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА PLS-ДИСКРИМИНАЦИЙ ДЛЯ КЛАССИФИКАЦИИ СЫРОЙ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА

С.А. Проценко

Научный руководитель доцент А.Г. Зарубин

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

Изучению состава и свойств транспортируемой сырой нефти уделяется большое внимание. Для защиты внутренней поверхности нефтепромысловых и технологических трубопроводных систем в нефтегазовой отрасли применяются методы, которые основаны на использовании ингибиторов коррозии и поверхностно активных веществ, препятствующие развитию внутренней коррозии. Для получения информации, необходимой для принятия обоснованных решений по уменьшению коррозии проводят мониторинг физико-химического состава сырой нефти и эффективности ингибиторной защиты.

Водная фаза сырой нефти является сложной системой. Каждый компонент водной фазы имеет различное влияние на агрессивность среды. Однако совокупность множества различных физико-химических характеристик не всегда позволяет исключать часть некорректно полученных данных с учетом всех исследованных свойств, выделить специфичность объекта. Результатами мониторинга коррозии являются большие трудно анализируемые массивы данных. Часто такие данные невозможно интерпретировать с помощью простых аналитических методов.

Одним из решений данной проблемы может быть применение метода главных компонент, на основе которого возможно осуществить классификацию объектов по набору различных характеристик [2]. Метод главных компонент позволяет понизить размерность многомерных данных, посредством выделения наиболее существенных структур данных в новом пространстве главных компонент (principal component, PC) [3].

В качестве объектов исследования были выбраны семьдесят образцов двух классов сырой нефти (с добавлением ингибитора коррозии и без добавления) месторождения Западной Сибири. Набор физико-химических параметров представлен в таблице исходных данных восемнадцатью переменными (табл. 1).

Для идентификации сырой нефти необходимо решить математическую задачу классификации объектов исследования по набору параметров. Для решения данной задачи был использован проекционный метод, основанный на статистическом подходе к обработке информации – метод PLS-дискриминации (PLS-DA, Projection on Latent Structures with Discriminant Analysis, проекция на скрытые структуры с дискриминационным анализом). Была вычислена матрица счетов по набору физико-химических параметров, а также построена PLS-модель классификации и осуществлена её проверка. А именно, структура данных двух классов водной фазы (с добавлением ингибитора коррозии – Класс1 и без добавления ингибитора коррозии – Класс2) была разделена на набор калибровки и набор проверки. Для проведения расчетов была использована реализация метода PLS-DA в редакторе электронных таблиц Microsoft Excel предложенная

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

А.Л. Померанцевым [1]. Результаты были получены для трех скрытых переменных, две из которых представлены на рис. 1. Построение PLS-предсказаний трех скрытых переменных представлено на рис. 2.

Таблица 1

Физико-химические параметры сырой нефти

Переменная	Физико-химический параметр	Единицы измерений
V1	Средняя скорость коррозии	мм/год
V2	Водородный показатель, pH	ед. pH
V3	Концентрация гидрокарбонат-ионов, HCO_3^-	мг/л
V4	Концентрация хлорид-ионов, Cl^-	мг/л
V5	Концентрация ионов кальция, Ca^{2+}	мг/л
V6	Концентрация ионов магния, Mg^{2+}	мг/л
V7	Концентрация ионов калия и натрия, K^+ и Na^+	мг/л
V8	Отношение концентрации ионов натрия к концентрации хлорид-ионов	ед.
V9	Отношение разности концентраций хлорид-ионов и ионов натрия к концентрации ионов магния	ед.
V10	Отношение концентрации ионов кальция к концентрации ионов магния	ед.
V11	Параметр Пальмера, первая солёность, S_1	ед.
V12	Параметр Пальмера, вторая солёность, S_2	ед.
V13	Параметр Пальмера, вторая щёлочность, A_2	ед.
V14	Концентрация кислорода, O_2	мг/л
V15	Концентрация диоксида углерода, CO_2	мг/л
V16	Концентрация железа, Fe	мг/л
V17	Концентрация растворённых в воде твёрдых включений (минерализация)	мг/л
V18	Массовая доля воды в сырой нефти	%

Установлено, что PLS-модель с уровнем дискриминации 0,6 позволяет классифицировать сырую нефть на основе физико-химического состава с добавлением и без добавления ингибитора коррозии. При использовании двух скрытых переменных число ошибок предсказания первого рода равно 3, второго рода равно 1. Проецирование на третью скрытую переменную показало число ошибок предсказания первого рода равно 1, а второго рода равно 0.

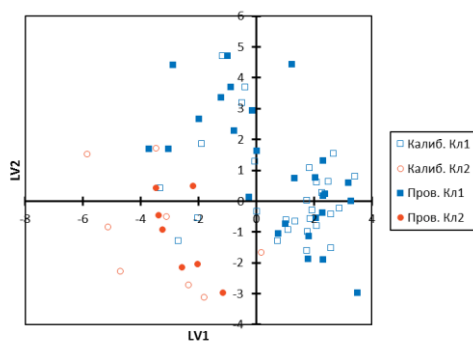


Рис. 1. PLS-модель

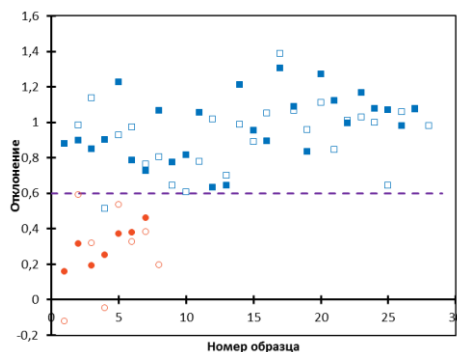


Рис. 2. PLS-предсказания LV1–LV3

Таким образом, применение метода PLS-DA позволяет классифицировать сырую нефть двух классов на основе анализа физико-химических параметров и, как следствие, сделать вывод об агрессивности транспортируемой среды. Необходимо также отметить, что представленная PLS-модель предсказания построена для одного месторождения, но подобный метод классификации может быть распространен и для других месторождений.

Литература

1. Померанцев А.Л. Хемометрика в Excel: учебное пособие, Томск, Из-во ТПУ, 2014. – 435 с.
2. Шараф М.А., Иллмэн Д.Л., Ковальски Б.Р. Хемометрика. – Л.: Химия, 1989. – 272 с.
3. Brereton R.G. Applied Chemometrics for Scientists. – Wiley, Chichester, UK, 2007. – 379 p.

ОБЗОР ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ И ЛЬДАХ

С.О. Савинов

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

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

Многолетнемерзлые горные породы (ММП) - породы, длительное время (не менее двух лет подряд), содержащие лёд и составляющие основную массу мёрзлой зоны литосферы. Форма, размеры и взаимное расположение ледяных включений (криогенная текстура многолетнемерзлых горных пород) определяются условиями осадконакопления и промерзания [1].

Крупнейшие месторождения углеводородов на территории Российской Федерации, находящиеся в зоне вечной мерзлоты: Самбургское, Уренгойское, Южно-Русское, Бованенковское, Заполярное, Ямбургское. Бурение скважины в зоне залегания многолетнемерзлых горных пород должны осуществляться в соответствии с РД 39-009-90 Миннефтегазпрома. Кроме того, для бурения в условиях многолетней мерзлоты был разработан ряд технико-технологических решений, которые позволяют сократить сроки бурения и повысить уровень флюидоотдачи пластов.

При добыче углеводородов из залежей в зоне многолетнемерзлых пород используют системы нагнетающих и добывающих скважин. Флюид вытесняется из пласта по нагнетательной скважине, добыча выполняется по добывающим. Скважины выполняют горизонтально, причем нагнетательная находится в центре, а добывающие образуют цилиндрическую зону дренирования [2].

При бурении многолетнемерзлых горных пород часто встречаются следующие осложнения [3]: интенсивное кавернообразование в местах залегания многолетнемерзлых горных пород и низкотемпературных талых пород, которое приводит к поломке бурильного инструмента, размывам, движению фундамента бурильной установки из-за таяния мерзлых пород, близких к поверхности; помеха пропуска обсадных колонн до необходимой глубины, подъема цемента; потеря герметичности резьбовых соединений, смятие обсадных колонн; примерзание

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

колонн; таяние многолетнемерзлых горных пород за направлением, кондуктором; выбросы воды, газов, раствора.

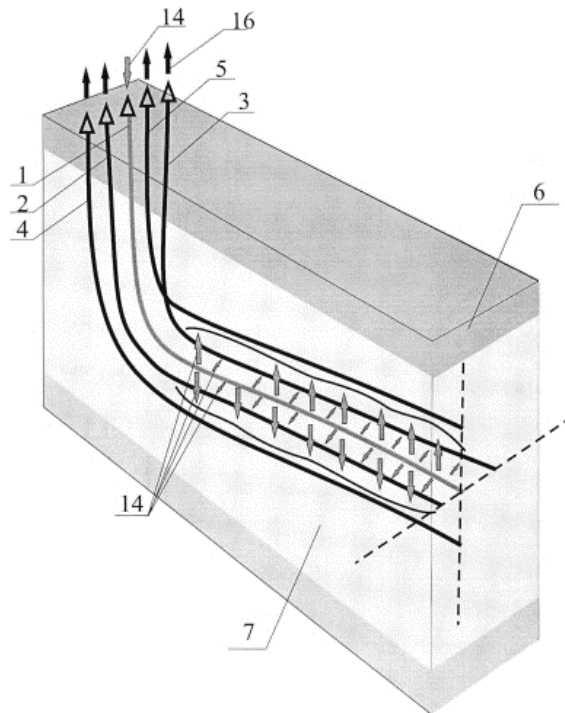


Рисунок 1 – Схема системы скважин для добычи: 1 – нагнетательная скважина, 2-5 – добывающие скважины, 6 – слой многолетнемерзлых горных пород, 7 – продуктивный пласт, 14 – нагнетание в пласт, 16 – добыча

Конструирование скважины в зоне ММП должно предупреждать промыв буровым раствором затрубного пространства за кондуктором и направлением, образование воронок и провалов пород во время строительства скважины и ее эксплуатации. Для уменьшения кавернообразования необходимо применять высоковязкие полимерглинистые и биополимерные растворы с изменяемым содержанием твердой фазы.

Для предупреждения кавернообразования, разрушения устьевой зоны, осыпей и обвалов при бурении скважин в ММП, буровой раствор должен отвечать следующим основным требованиям [4]: обладать низким показателем фильтрации; содержать количество солей, равновесное с жидкостью в ММП; обладать способностью создавать на поверхности льда в ММП плотную, непроницаемую пленку; обладать низкой эрозионной способностью; иметь низкую удельную теплоемкость; образовывать фильтрат, не создающий с жидкостью породы истинных растворов; быть гидрофобным к поверхности льда.

Для цементирования скважин рекомендуется использовать малотеплопроводные цементы для низких и нормальных температур. Это способствует предупреждению грифонов. Цементный раствор при тампонировании не вытесняет полностью буровой раствор, а движется в виде «языка». В результате часть кольцевого пространства оказывается не зацементированным, что в дальнейшем при бурении и эксплуатации скважины может привести к тяжелым последствиям (проседание колонн обсадных труб, заколонные проявления, провалы приустьевых площадок). Кроме того, на контакте ММП и цементного раствора

может произойти его замерзание до начала схватывания, а при дальнейшем растеплении - нарушение герметичности колонн. Во избежание этих явлений необходимо исключить кавернообразование теми методами, которые указывались ранее, а также: затворять цемент при повышенной температуре воды; повысить температуру внутри колонны обсадных труб в период ожидания затвердевания цемента путем циркуляции нагретой жидкости, или другими методами; применять тампонажные смеси, выделяющие при схватывании тепло, достаточное для поддержания необходимой температуры; использовать тампонажные смеси, схватывающие при отрицательных температурах.

Для предотвращения смятия используются колонны, состоящие из труб повышенной прочности, способных выдержать давления при промерзании межтрубных и затрубных пространств. Также проведение мероприятий, предотвращающих осложнения: управляемое замораживание затрубного пространства, периодические прогревы.

Поддержание отрицательной температуры стенок скважин - главный способ предупреждения осложнений при бурении в зоне многолетнемерзлых горных пород. Для этого используют различные среды: холодный воздух, пена, охлажденный буровой раствор, аэрированные жидкости. В качестве промывочной жидкости воду использовать запрещается. Использование термоизолирующего направления обсадной трубы (термокейса) помогает уменьшить влияние на температуру в скважине, уменьшает размер кустовой площадки из-за сокращения расстояния между устьями, предотвращает порчу насосного оборудования вследствие растепления ММП.

Термоизолирующее направление обсадной трубы – термокейс. Направление состоит из внутренней и наружной коаксиальной труб с размещенным между ними пенополиуретаном. направление выполнено из двух 9-метровых секций. Из-за большой длины установка значительно усложняется. [5].

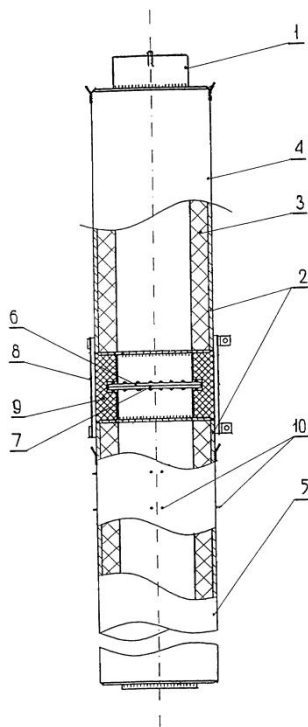


Рис.2. Конструкция термокейса

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

Перекося оснований буровых происходит в результате значительных нагрузок на грунт. Это приводит к растрескиванию ММП, по образовавшимся трещинам начинает циркулировать вода, происходит протаивание грунта, а затем проседание основания. Для предотвращения этого явления необходимо уменьшить удельную нагрузку на грунт путем увеличения площади основания.

В работе приведен обзор основных технико-технологических решений для снижения вероятности возникновения осложнений в процессе бурения скважин в многолетнемерзлых горных породах. Необходимо отметить, что данные условия бурения во многом непредсказуемы и рекомендуется проектировать процесс бурения каждой из скважин в индивидуальном порядке, учитывая опыт уже сооруженных скважин на данном месторождении.

Литература

1. Достовалов Б.Н., Кудрявцев В.А. Общее мерзлотоведение. – М.: Основы геокриологии, 1953г. – 392 с.
2. Кустышев А.В., Паникаровский Е.В., Кустышев Д.А., Калинин В.Р. Способ добычи высоковязкой нефти из нефтяной залежи, расположенной в зоне многолетнемерзлых пород // Патент России № 2570586.
3. Осложнение при бурении скважин в многолетнемерзлых породах [Электронный ресурс] // Бурение грунтовых зондов, установка энергетических колодцев. М., 2001-2015. URL: <http://teplozond.ru/spravochnik-burilshhika/oslozhnenie-pri-burenii-skvazhin-v-mnogoletnemerzlyx-porodax.html> (Дата обращения: 28.01.2016).
4. Бурение нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] // Библиофонд, М., 2003-2016. URL: <http://bibliofond.ru/view.aspx?id=787895#1> (Дата обращения 31.01.2016).
5. Спиридонов А.К., Моисеев С.Н., Жилин А.С., Перфилов В.П., Размазин Г.А. Термоизолирующее направление // Патент России №74415
6. Строительство скважин: [Электронный ресурс] // Территория нефтегаз. М., 2001-2015. URL: http://neftegas.info/upload/iblock/cd2/66_69.pdf (Дата обращения: 28.01.2016).

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СЛОЯ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ
С ОГРАНИЧИВАЮЩИМИ ЕЁ ТРЁХСЛОЙНЫМИ СТЕНКАМИ**

Д.Л. Соколова

Научный руководитель профессор В.С. Попов

***Саратовский государственный технический университет имени Ю. А. Гагарина,
г. Саратов, Россия***

Исследование динамических процессов взаимодействия слоя вязкой жидкости с ограничивающими ее многослойными стенками представляет теоретический интерес, а его результаты имеют важное практическое значение для анализа поведения теплоизоляционных конструкций ряда систем и объектов новой техники, проектируемых для работы в условиях Арктики.

Исследуем пульсирующее движение тонкого слоя вязкой несжимаемой жидкости 3 , движущейся за счет заданного закона изменения давления на торцах в канале, образованном двумя параллельными трёхслойными пластинами $1, 2$. Пластины представляют собой трёхслойный пакет из двух несущих слоев и несжимаемого заполнителя [1]. Далее будем считать, что длина канала b

значительно больше ширины 2ℓ , а толщина слоя жидкости в невозмущенном состоянии δ_0 значительно меньше чем 2ℓ . Вследствие пульсации давления возникают колебания стенок 1, 2, при этом амплитуда их перемещений значительно меньше δ_0 . Давление на левом торце имеет постоянную составляющую p_0 и гармонически изменяющуюся по времени составляющую $p_1 \cos \omega t$, а давление на правой – p_0 . Закон изменения давления на торцах представим в виде:

$$p = p_0 + p_1 \cos \omega t = p_0 + p_m f_p \cos \omega t \quad (1)$$

где ω - частота; t - время; p_m – амплитуда пульсации; $f_p = \sin \omega t$.

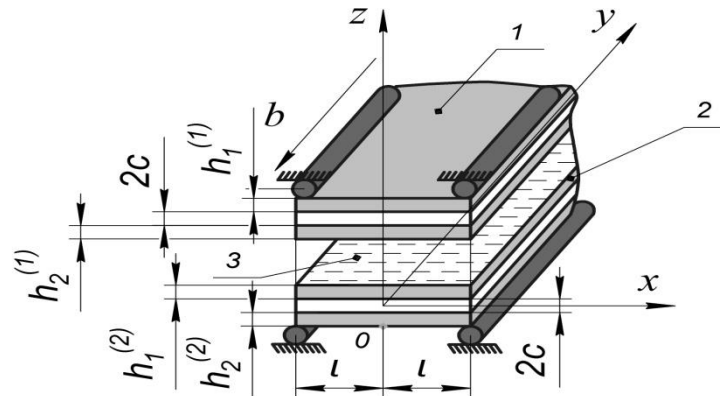


Рисунок. Схема плоского канала с упругими стенками

Свяжем декартову систему координат $Oxyz$, со срединной поверхностью заполнителя пластины 2. Учитывая, что $2\ell \ll b$ рассмотрим плоскую задачу, считая канал неограниченным в направлении оси y . Введем безразмерные переменные

$$\zeta = (z - c^{(2)} - h_1^{(2)})/\delta_0, \quad \xi = x/\ell, \quad \tau = \omega t, \quad w^{(i)} = w_m^{(i)} W^{(i)}, \quad u^{(i)} = u_m^{(i)} U^{(i)}, \quad \phi^{(i)} = \phi_m^{(i)} \Phi^{(i)}, \quad (2)$$

$$p = p_0 + p_1(\tau) + \rho \nu w_m \omega (h_0 \psi^2)^{-1} P, \quad V_z = w_m^{(2)} \omega U_\zeta, \quad V_x = w_m^{(2)} \omega \psi^{-1} U_\xi, \quad \lambda^{(i)} = w_m^{(i)}/\delta_0 \ll 1, \quad \psi = \delta_0/\ell \ll 1,$$

где $i = 1, 2$ для пластинок 1 и 2, $w_m^{(i)}$, $u_m^{(i)}$, $\phi_m^{(i)}$ – амплитуды продольного перемещения, прогиба и угла поворота нормали заполнителя пластинок; ψ , $\lambda^{(i)}$ – малые параметры задачи, ρ – плотность жидкости, ν – коэффициент кинематической вязкости жидкости.

Аналогично [2-4], применяя метод возмущений по малому параметру $\lambda^{(2)}$ в нулевом приближении по ψ , получены уравнения динамики тонкого слоя вязкой несжимаемой жидкости

$$\operatorname{Re} \partial U_\xi / \partial \tau = -\partial P / \partial \xi + \partial^2 U_\xi / \partial \zeta^2, \quad \partial P / \partial \zeta = 0, \quad \partial U_\xi / \partial \xi + \partial U_\zeta / \partial \zeta = 0, \quad (3)$$

с краевыми условиями

$$U_\xi = 0, \quad U_\zeta = (w_{1m}/w_{2m}) \partial W^{(1)} / \partial \tau \quad \text{при} \quad \zeta = 1, \quad U_\xi = 0, \quad U_\zeta = \partial W^{(2)} / \partial \tau \quad \text{при} \quad \zeta = 0, \quad (4)$$

$$P = 0 \quad \text{при} \quad \xi = \pm 1.$$

Здесь $W^{(1)}$, $W^{(2)}$ – безразмерный прогиб пластинок 1, 2 соответственно.

Уравнение движения трехслойных пластинок могут быть представлены в виде [2]:

$$-w_m \left\{ \frac{1}{\ell^4} \left(a_4^{(i)} - a_7^{(i)} b_1^{(i)} - a_3^{(i)} b_2^{(i)} \right) \frac{\partial^4 W^{(i)}}{\partial \xi^4} + m_0 \omega^2 \frac{\partial^2 W^{(i)}}{\partial \tau^2} \right\} = p_0 + p_1(\tau) + \frac{\rho \nu w_m^{(2)} \omega}{h_0 \psi^2} P \quad (5)$$

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

здесь $b_1 = \frac{a_2 a_7 - a_3 a_6}{a_1 a_2 - a_6^2}$, $b_2 = \frac{a_1 a_3 - a_7 a_6}{a_1 a_2 - a_6^2}$, а коэффициенты m_0 , a_j^i определены в [1].

Уравнения (5) дополняются граничными условиями:

$$W^{(i)} = 0, \quad \partial^2 W^{(i)} / \partial \xi^2 = 0 \quad \text{при} \quad \xi = \pm 1. \quad (6)$$

Решение уравнений (3) с условиями (4) определялось для режима установившихся гармонических колебаний в виде $T = A_T \cos \tau + B_T \sin \tau$. Под T понимаются P , U_ξ , U_ζ , коэффициенты A_T , B_T для P зависят только от ξ , а для U_ξ , U_ζ они зависят от ξ и ζ . Решение уравнений (5) с учетом условий (6) определялось в виде

$$w_i^{(i)} = w_m^{(i)} W^{(i)} = w_m^{(i)} \sum_{k=1}^{\infty} \left(R_k^{0(i)} + R_k^{(i)}(\tau) \right) \cos((2k-1)\pi\xi/2), \quad i = 1, 2 \quad (7)$$

здесь верхний индекс 0 означает решение, соответствующие давлению p_0 .

Таким образом, составлена математическая модель для исследования колебаний упругих трёхслойных стенок и давления жидкости, обусловленного ее сдавливанием трехслойными упругими стенками канала. Данная модель позволяет исследовать колебания стенок канала при заданном на его торце гармоническом законе пульсации давления, а также определять резонансные частоты колебаний.

Литература

1. Горшков, А.Г. Механика слоистых вязкоупругопластических элементов конструкций. М.: Физматлит, 2005. – 576 с.
2. Могилевич Л.И., Попов В.С., Христофорова А.В. Математические вопросы гидроупругости трехслойных элементов конструкций. Саратов: Изд-во КУБиК, 2012. 123 с.
3. Ageev R.V., Mogilevich L.I., Popov V.S., Popova A.A., Kondratov D.V. Mathematical model of pulsating viscous liquid layer movement in a flat channel with elastically fixed wall // Applied Mathematical Sciences. 2014. Т. 8. № 157-160. С. 7899-7908.
4. Могилевич Л.И., Попов В.С. Прикладная гидроупругость в машино- и приборостроении. Саратов: Саратовский ГАУ, 2003. 156 с.

**АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ПАКЕРОВ ДЛЯ МАНЖЕТНОГО
ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН**

И.А. Сугаков

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

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

Все большую популярность приобретает заканчивание открытым стволом с применением манжетного цементирования или просто с использованием фильтров. То есть заканчивание без цементирования выскрытого интервала продуктивного пласта. В этих условиях становятся особо важными задачи разобщения пластов. Прежде всего, если скважина с горизонтальным участком ствола большой протяженности, то разобщение пластов применяется для выравнивания профиля притока, чтобы не возникал приток воды из напорных горизонтов к передней части

скважины. Для отдельной эксплуатации объектов и отдельного нагнетания также необходимо осуществлять изолирование объектов. Изоляция объектов может применяться и как способ борьбы с осложнениями процесса бурения: зоны поглощения, газовые шапки, зоны обводнения, зоны трещиноватости, зоны повышенной проницаемости. Решить эти задачи позволяют заколонные пакеры.

Одной из проблем строительства боковых стволов скважин является непосредственно крепление этого ствола. Как правило, крепление вторых стволов скважин осуществляется путем спуска и цементирования потайной обсадной колонны - «хвостовика». Особое значение при этом приобретает надежное разобщение пластов при цементировании скважины. Рациональным решением этой проблемы является крепление скважин с применением заколонных проходных пакеров. Конструкция пакера предусматривает надежное крепление уплотнительного элемента пакера к его корпусу. Непосредственно уплотнительный элемент пакера перекрывающий затрубное пространство выдерживает перепады давления между разобщающимися зонами в несколько раз больше, чем цементное кольцо аналогичной высоты [1].

Заколонные пакеры уже на протяжении 25-30 лет считаются основным способом изоляции заколонного пространства или разобщения пластов. Самый простой вариант - это пакер, сделанный на несущей трубе из химически активного материала, то есть метилбутадиеновая резина или что-то подобное, который при попадании в углеводородную среду или в среду раствора при достижении определенной температуры разбухает, увеличивается в объеме в 2-3 и более раз. Это простая система, не требующая никаких дополнительных работ. Второй уровень - это пакеры, используемые сейчас при спуске расширяемых систем, то есть систем, которые допускаются и развальцовываются либо механически, либо давлением. На третьем уровне находится надувной пакер, внутренняя часть которого заполнена химически активным материалом. То есть берется пакер первого уровня и помещается в стандартную резиновую оболочку стандартного заколонного пакера. И четвертый уровень - этот известный надувной заколонный пакер, который раздувается либо раствором, либо цементом. Для того чтобы он держал максимальный перепад давления рекомендуем раскреплять его цементом. Заколонный надувной пакер, раскрепленный цементом, до сих пор в отрасли считается самым надежным барьером.

Проведем сравнительный анализ гидравлических пакеров применяемых при цементировании скважин.

Известен пакер двухступенчатого и манжетного цементирования ПДМ, разработанный ОАО НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ, содержащий уплотнительный элемент и клапанный узел. Уплотнительный элемент содержит корпус, резинотканевый или резинотросовый уплотнитель, надетый на корпус и герметично соединенный с ним с помощью обжимных колец. Клапанный узел включает: корпус с каналами и отверстиями, нижнюю втулку с кольцом, уплотнительными кольцами и впускными отверстиями, установленную в корпусе на срезных винтах; втулку с уплотнительными кольцами и отверстиями, установленную внутри нижней втулки на срезных штифтах; верхнюю втулку с уплотнительными кольцами, седлом и кольцом, установленную на срезных штифтах на гильзе с разрезным пружинным фиксатором и фиксирующими канавками. Для соединения с обсадными трубами пакер имеет верхний и нижний переводники [3].

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

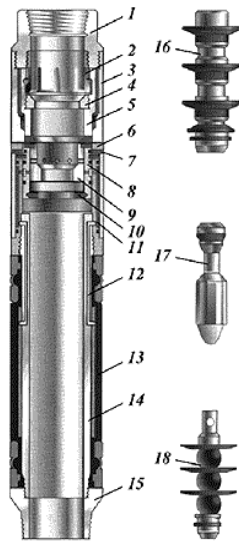


Рисунок 1 - Заколонный гидравлический пакер типа ПДМ для ступенчатого и манжетного цементирования скважин: 1 — переводник верхний; 2 — втулка защитная; 3 — корпус патрубка; 4 — седло верхнее; 5 — втулка верхняя; 6 — отверстие циркуляционное; 7 — винт срезной; 8 — втулка нижняя (верхняя); 9 — седло нижнее; 10 — кольцо упорное; 11 — канал корпуса впускной; 12 — канал осевой; 13 — уплотнитель рукавный; 14 — патрубок уплотнителя; 15 — переводник нижний; 16 — пробка запорная; 17 — пробка падающая; 18 — пробка продавочная

Эффективность пакера доказана в цементировании скважин на месторождениях Северного Кавказа, Пермской области и шельфа Вьетнама и заключается в следующих факторах: простота конструкции и отсутствие дополнительных пробок; надежное сохранение давления между корпусом и уплотнителем пакера.

Пакеры ПДМ, в зависимости от конструкции скважины и вида цементирования, применяются: при двухступенчатом цементировании обсадных колонн в скважинах, с углом наклона не более 30° до места установки пакера; при манжетном цементировании обсадных колонн в вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных участках ствола скважины.

Таким образом, применением пакеров типа ПДМ для манжетного цементирования и создания конструкции открытого забоя скважины кроме повышения качества ее крепления позволяет сократить время ее заканчивания, причем исключается загрязнение продуктивного пласта тампонажным раствором и, следовательно, увеличивается продуктивность скважины [1].

Пакер ПГМЦ состоит из двух объединенных в одно целое устройств: гидравлического пакера и цементировочной муфты. Муфтовая часть устройства представляет собой систему механически связанных между собой втулок, закрепленных на срезных винтах, перекрывающих цементировочные отверстия и вход в подрукавную полость. Муфтовая часть устройства состоит из следующих частей: в корпусе 1 на срезном винте 5 размещена перекрывающая втулка 2, с закрепленным в ней седлом 4 под полуку цементировочную пробку. Втулка снабжена фиксатором 3. Цементировочные отверстия 7 перекрыты втулкой 6 размещенной внутри корпуса 1, на срезном винте 8. Втулка 6 механически связана с расположенной ниже втулкой 9, с седлом под шар 11. Втулка 6 закреплена срезным винтом 10 и перекрывает доступ жидкости в пакерную часть устройства. Конструкция пакерной части устройства аналогична конструкции пакера ПГП.

Устройство работает следующим образом. Перед цементированием вовнутрь транспортировочной колонны сбрасывается шар диаметром 25 мм, который прокачивается до посадки в седло 11. Повышением давления до 4.0 МПа± 10% срезаются срезные винты 10, втулка 9 перемещается вниз, до упора в буртик связанной с ней втулки 6, открывая таким образом доступ жидкости к клапанной системе 12 пакерной части устройства. После этого давление сбрасывается до 0, и клапанная система подготавливает пакер к срабатыванию. При повторном

наращивании давления до 6-8 МПа, рукав 13 раздувается, герметично разобщая цементируемую и нецементируемую части хвостовика по затрубному пространству. Последующий сброс давления до 0 переключает клапанную систему и закрывает доступ жидкости в пакерную часть устройства. Следующим циклом повышения давления до 12.0 МПа (давление открытия регулируется путем выворачивания срезных винтов) разрушаются срезные винты 8 и втулка 6 смещается вниз открывая цементируемые окна 7. После затворения и продавки тампонажного раствора, полая цементируемая пробка (совместно с верхней цементируемой пробкой) садится в гнездо 4, и повышением внутреннего избыточного давления до 5 МПа срезные винты 5 разрушаются и втулка 2 перемещается вниз, перекрывая цементируемые окна 7. От обратного перемещения при разбурировании втулка фиксируется фиксатором 3.

Пакеры ПГМЦ2 и ПГМЦ4 работают аналогичным образом, но они не требуют сброса давления для подготовки клапанной системы к пакеровке [2].

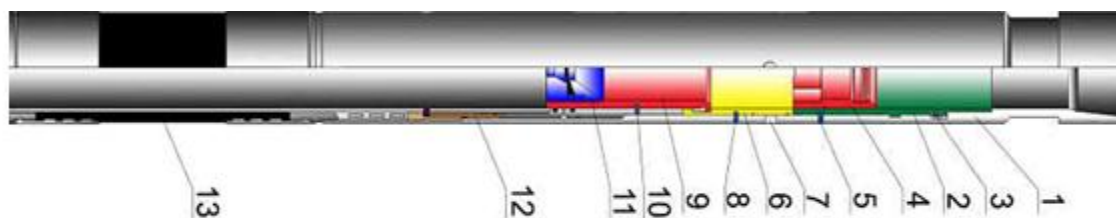


Рисунок 2 – Пакер гидравлический ПГМЦ

Пакер типа ПЗГ предназначен для установки в составе обсадной колонны как в интервале цементирования, так и вне его, для обеспечения надежной изоляции продуктивных пластов. Кроме функции разобщения пластов и предотвращения межпластовых перетоков жидкостей и газа пакер обеспечивает оптимальные условия для формирования цементного кольца в прилегающей к пакеру зоне затрубного пространства. В частности, исключает возможность проникновения газа и агрессивных жидкостей в твердеющую тампонажную смесь, центрирует обсадную колонну в скважине и вызывает образование над ним зоны седиментационного уплотнения смеси [3].

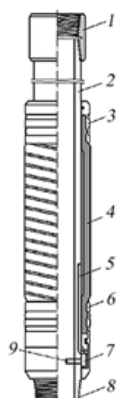


Рисунок 3 – Пакер типа ПЗГ: 1 — муфта обсадной колонны; 2 — корпус; 3 — подвижный обжимной стакан; 4 — уплотнительный элемент; 5 — канал для подвода жидкости; 6 — неподвижный обжимной стакан; 7 — узел клапанный; 8 — резьба обсадных труб; 9 — полый срезной штифт

В составе обсадной колонны, при необходимости, может быть больше одного пакера типа ПЗГ. Пакер может быть использован отдельно, а также совместно с муфтой ступенчатого или манжетного цементирования.

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

По своему назначению и способу приведения в действие пакер типа ПКЗ аналогичен серийному пакеру типа ППП и отличается меньшей длиной, весом, отсутствием в проходном канале подвижных деталей, которые могут быть сдвинуты или повреждены в процессе эксплуатации. Кроме того, отличительной особенностью этого пакера является возможность его использования вне зоны цементирования, пакеровка давлением, не превышающим допустимого для уплотнительного элемента и возможность ступенчатой пакеровки с разрывом во времени после цементирования.

Пакер типа ПЗМ предназначен для обеспечения высокой технологичности изоляции продуктивного пласта перед гидравлическими разрывами или нагнетанием вытесняющих агентов при особо интенсивных режимах эксплуатации скважин.

Пакер гидравлический проходной для предотвращения межпластовых перетоков типа ППП предназначен для надежной изоляции газонефтеводоносных пластов. Пакер состоит из двух основных узлов: рукавного уплотнителя и клапанного узла. ППП, ППП1 и ППП6 оснащены клапанной системой с пружиной. Пакер работает следующим образом: при прохождении через пакер цементировочной пробки она сбивает полый штифт, открывая доступ жидкости в клапанный узел. Таким образом, производится подготовка к срабатыванию. После получения сигнала «стоп» и сброса давления происходит подготовка клапанной системы к процессу пакеровки, и при последующем повышении давления в колонне жидкость из обсадной колонны поступает в подрукавную полость. После сброса давления в пакерах ППП, ППП1 и ППП6 клапанная система переключается и отсекает жидкость в подрукавной полости, сохраняя ее объем под рукавом. В пакере ППП2 при достижении заданного давления происходит автоматическое закрытие клапанной системы без сброса давления.

Преимущества данной модели в том, что пакер после срабатывания не перекрывает проходного канала обсадной колонны. На обсадной колонне может быть установлено несколько пакеров. Имеется двойная защита от преждевременного срабатывания во время спуска хвостовика. Возможность допакеровки в процессе ее освоения. Не требуется перепада заколонного и внутриколонного давлений

Пакер MPas прост в установке за счет того, что не требуется проведения дополнительных операций: ни дополнительных рейсов, ни манипуляций с колонной и давлением. То есть после попадания в целевой пласт он в нужное время сам себя активизирует. При этом время распакерования, в зависимости от того, какая среда присутствует в скважине, может занимать до двух месяцев. У расширяемых пакеров достаточно специфичная область использования. Применяются они обычно в компоновке с расширяемыми фильтрами или с пластырями с колоннами, или с глухими расширяемыми трубами для отсечения интервала в открытом стволе. Основное преимущество этой системы состоит в том, что, например, не для эксплуатационного интервала, а для продолжения бурения, расширяемые системы дают вам максимальное внутреннее проходное отсечение. Известны случаи, когда даже без потери диаметра продолжалось бурение [4].

Гидромеханический пакер NPas. Он гидростатический, что означает, что после того как он приводится в действие, гидростатика, то есть столб жидкости, которая находится в стволе, его распакеровывает. Гидростатическая камера с поршнем, приводимым в действие механически (внутренняя колонна с толкателем) или гидравлически. Поршень в сочетании с храповым кольцом позволяет

прикладывать дополнительное усилие распакеровки на протяжении всего срока службы. В случае большинства пакеров после посадки уже нет возможности воздействия на пакер. У данного пакера гидростатическая камера в процессе всего срока службы скважины остается открытой, поэтому при любом перепаде давления в скважине или если есть необходимость, его можно добавить.

Данный пакер не надувной, резиновый элемент цельный, то есть отсутствует опасность его разрыва при спуске через окно в боковой ствол. Это цельная резина, которая в зависимости от типоразмера либо четырех-, либо шестислойная, с усилением из других материалов (тефлон, металлическая оплетка). Пакер обеспечивает долговременное разобщение пластов при наличии или отсутствии цемента. Испытания каждого существующего типоразмера проводятся в овальных трубах на стенде, для того чтобы симулировать ситуацию некалиброванного открытого ствола.

Из минусов этого пакера нужно отметить следующее - в нескольких типоразмерах за счет сложной конструкции пакера (несколько внутренних цилиндров, внутренних гильз) идет небольшое сужение внутреннего диаметра по сравнению с аналогичной колонной.

Анализ конструкций пакеров показывает, что условия проводки скважины определяют выбор оборудования. В случае пакеров при выборе необходимо учитывать следующие факторы: рабочие давления, длительность использования, важность сохранения диаметра скважины, категория работ, при которых должен быть использован пакер.

Литература

1. Абубакиров В.Ф. Комплектуемое оборудование для бурения и ремонта скважин. //Оборудование буровое противовыбросовое и устьевое.- М., 2007 г. – Т.2. - С. 550 – 732.
2. Овчинникова В.П., Грачев С.И., Фролова А.А. Разобщение продуктивных пластов. Цементирование скважин. //Справочник бурового мастера. – М., 2006 г. - Т.2. - С. 485 – 608.
3. Материалы с сайта <http://www.ngpedia.ru/id582797p1.html>
4. Материалы с сайта <http://masters.donntu.org/2008/ggeo/molchanyuk/library.htm>

ПРОЕКТ СОЗДАНИЯ ТОМСКОГО ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО КОМБИНАТА ПО ВЫПУСКУ МОРОЗОСТОЙКИХ СПЕЦСТАЛЕЙ И СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ В АРКТИЧЕСКОМ ИСПОЛНЕНИИ

Н.В. Харитонов, Б.С. Страхов, А.В. Мананков

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

***Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия***

Металлургия железа появилась тысячи лет назад. Железо и его сплавы - это основа современной технологии и техники, они занимают первое место и в ряду конструкционных металлов. Западно-Сибирский железорудный бассейн открыт практически случайно, начиная с опорной скважины около Колпашева при разведке нефти в 1950-ом году. За первые 10 лет выявлена форма бассейна, он в виде дугообразной полосы шириной 100-180 м прослежен на 2000 км в северо-восточном направлении от истоков р. Омь до севера Красноярья (рис. 1).

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ



Рис. 1. Схема Западно-Сибирского железорудного бассейна

Разведочным бурением вскрыто семь рудных участков (месторождений) с суммарными прогнозными запасами железа в 400 млрд. т, не имеющими прецедента во всем мире. Оруденение в виде четырех железоносных осадочных горизонтов (нарымский, колпашевский, бакчарский и чигоринский) приурочено к верхнемеловым и нижнетретичным прибрежно-морским фациям.

Наиболее изученным на сегодня является Бакчарское месторождение общей площадью 16 тыс. км². Железные руды находятся в трёх горизонтах на глубинах от 190 до 220 метров. Мощность рудных горизонтов составляет 20-70 м. Руды принципиально отличаются от метасоматических, скарновых, они аналогичны рудам лотарингского типа. Лучшие по содержанию железа плотные желто-бурые гетит-гидрогетитовые и темно-бурые (почти черные) рыхлые оолитовые лептохлоритовые руды, где содержание железа достигает 40–57% железа. В качестве примесей они содержат фосфор, ванадий, палладий, золото (в промышленных концентрациях) и платину. Содержание железа в обогащённой руде здесь составляет 95-97%. Разведанные запасы железной руды оцениваются в 28,7 млрд. тонн. Прогнозные запасы руды оцениваются в 110 млрд. т, что в 2 раза превышает известные разведанные запасы железных руд в стране. Мировое потребление железной руды около 1-1,5 млрд. тонн в год. В целом в пределах Бакчарского рудного поля выделены следующие природные типы руд различной распространенности: гетит-гидрогетитовые плотные руды с сидеритовым цементом, глауконит-гидрогетитовые с сидерит-лептохлоритовым цементом, слабо сцементированные гидрогетит-лептохлоритовые руды с лептохлоритовым корковым поровым или базальным цементом, слабо сцементированные гидрогетитовые руды с базальным лептохлоритовым цементом, слабо сцементированные гетит-гидрогетитовые руды с хлоритовым, гизингеритовым или сидеритовым корково-сгустковым цементом, слабо сцементированные рыхлые гидрогетитовые руды с базальным лептохлоритовым цементом.

Необычность минерального состава руд, их структурно-текстурных особенностей, а также сильная обводненность рудных горизонтов и вышележащих песчано-глинистых толщ с прослоями бурых углей и лигнитов, заканчивающимися сверху торфяниками, не вызвали интереса более полувека, пока не появились новые технологии добычи, транспортировки и бездоменной технологии прямого восстановления железа и получения спецстали. Реальные планы разработки месторождения появились лишь в начале XXIв., после рождения новых приемлемых для Сибири технологий.

В ноябре 2005 г. на одном участке Бакчарского месторождения провели аукцион. В результате ООО «Томская горнодобывающая компания» получила сквозную лицензию на разработку технологий разведки и добычи железной руды. Уже в октябре 2007 года на Полынянском участке Бакчарского месторождения методом скважинной гидродобычи (СГД) компанией ООО ТКГ добыта первая 1000 тонн руды для дальнейших технологических исследований. Но дальше, как всегда в

России, «начали делить журавлей в небе», «теряться» сотни мил руб., а исследования по агломерации и плавлению технологической пробы как бы забыты.

В докладе нами предлагается более комплексные инновационные, экономически эффективные и экологически целесообразные технологические решения.

Вместо технологии скважинной гидродобычи (СГД) для условий сплошной заболоченности Бакчарской территории более целесообразным считаем модернизированный карьерный способ, когда для устойчивости стен карьера и решения гидрогеологических проблем применяем технологию криосвай, уже апробированную в критических природно-климатических условиях, в том числе и в Сибири.

Транспортировка добытой руды до фабрики агломерации в г. Томске будет осуществляться по магистральному пульпопроводу, футерованному петроситаллами с высокой химической и абразивной стойкостью. В научной школе профессора А.В. Мананкова имеется целый ряд петроситаллов с правовой защитой.

Способ обогащения руды производится, начиная с магистрального пульпопровода, в процессе транспортировки за счет закачки активного восстановителя – водорода, который при нормальной температуре вступает в механохимическую реакцию с рудой и восстанавливает железо из гидрата железа.

Из пульпопровода руда с частично восстановленным железом поступает в агломерационную фабрику. Для получения окатышей предлагается такой состав легкоплавких глин, который позволит получать на основе технологического отхода в виде шлака высококачественный шлакоситалл, по технологии имеющей правовую защиту. Полученные окатыши подаются в металлизатор для полного восстановления железа внутри окатышей. Затем металлизованные окатыши подаются в электродуговую печь с вакуумным переплавом.

Предлагаемые новшества позволяют получать после специального легирования высококачественную инструментальную и морозостойкую сталь, пригодную для Арктических конструкций. Добавки Cr, Mn, Ni, Si, W, Mo, Ti, Co, V и др. позволят значительно улучшить их физико-химические свойства; а уникальная легирующая присадка стронция имеет особое значение поскольку, может придавать углеродистой стали необходимую для Сибирских условий морозостойкость металла и конструкций из него.

Выражаем надежду, что предложенные нами научные и технологические разработки инициируют интерес инвесторов как российских, так и зарубежных к месторождениям железа Западно-Сибирского бассейна, и их освоение будет более удачным и полезным для всех.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВИБРАЦИОННОГО КАВИТАТОРА ДЛЯ ОБЕЗЗАРАЖИВАНИЯ ВОДЫ

А.В. Черненко

Научный руководитель профессор В.С. Попов

*Саратовский государственный технический университет имени Ю.А. Гагарина,
г. Саратов, Россия*

В современном мире наблюдается постоянный прирост населения, вследствие этого потребление природных ресурсов с каждым днем постоянно увеличивается. Главный ресурс, без которого невозможна жизнь на земле, пресные источники воды. Арктика обладает колоссальными запасами данного ресурса.

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

Чтобы сберечь этот ресурс нужно улучшать существующие методы обеззараживания воды, для ее безопасного повторного использования в условиях Арктики. На этом пути видится перспективным применение безреагентных способов очистки и обеззараживания [3].

Рассмотрим схему вибрационного кавитатора, предлагаемого для обеззараживания воды (рис.1). Кавитатор представляет собой щелевой канал, заполненный жидкостью 3, образованный стенками 1, 2. Стенка 2 - вибратор является жесткой и имеет упругий подвес. Будем полагать, что длина канала b намного меньше ширины канала $2l$, а амплитуда колебания стенки z_{2m} намного меньше толщины слоя жидкости δ_0 . На торцах канала задан статический перепад давления Δp . Канал расположен на вибрирующем основании, которое возбуждает колебания стенки 2 - вибратора. В рассматриваемой механической колебательной системе возможно возбуждение резонансных колебаний, на которых будет наблюдаться интенсивная вибрационная кавитация в жидкости. Введем декартовую систему координат x, y, z . Размер канала вдоль оси y считаем бесконечно большим, т.е. рассматриваем плоскую задачу.

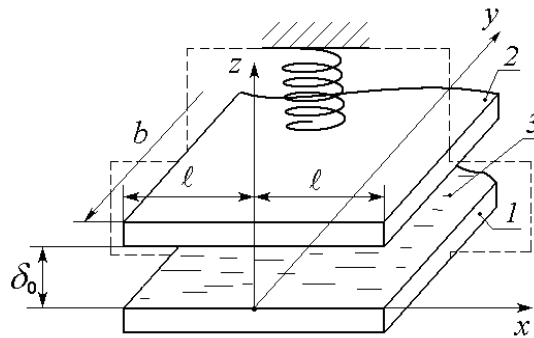


Рис.2. Расчетная схема вибрационного кавитатора

Рассматривая задачу гидроупругости аналогично [1-4] получены уравнения движения стенки-вибратора 2, взаимодействующей с вязкой несжимаемой жидкостью в виде

$$m_2(\ddot{z}_2 + \ddot{z}_0) + n_2 z_2 = b\ell\Delta p + b\ell\rho\nu z_{2m}\omega(\delta_0\psi^2)^{-1} \int_{-1}^1 P_0 d\xi. \quad (1)$$

и закон распределения динамического давления в канале кавитатора

$$P_0 = \frac{1}{2z_{2m}} \left[\left(\frac{x}{\ell} \right)^2 - 1 \right] \left[\varepsilon^2 \alpha(\omega) \ddot{z}_2 / \omega^2 + 12\gamma(\omega) \dot{z}_2 / \omega \right]. \quad (2)$$

Здесь введены следующие обозначения: m_2 – масса стенки 2; n_2 – жесткость упругого подвеса стенки 2; $\ddot{z}_0 = E_z \sin \omega t$ – заданный закон виброускорения основания, где $E_z = kg$ – амплитуда виброускорения основания, выраженная в единицах g ; t – время; z_2 – закон движения стенки 2; ρ – плотность жидкости; ν – коэффициент кинематической вязкости жидкости; ω – частота; $\psi = \delta_0/\ell \ll 1$, $\xi = x/\ell$ – безразмерные величины; P_0 – безразмерное давление.

Кроме того, представлены обозначения по [1-4]:

$$\varepsilon^2(\omega) = \text{Re}/2, \alpha(\omega) = \frac{r_1}{r_1^2 + r_2^2}, \gamma(\omega) = -\frac{1}{6} \varepsilon^2(\omega) \frac{r_2}{r_1^2 + r_2^2}, r_1 = 1 + \frac{r_3 - r_4}{\varepsilon(\omega)}, r_2 = \frac{r_3 + r_4}{\varepsilon(\omega)},$$

$$r_3 = -\text{sh } \varepsilon(\omega) / (\text{ch } \varepsilon(\omega) + \cos \varepsilon(\omega)), r_4 = \sin \varepsilon(\omega) / (\text{ch } \varepsilon(\omega) + \cos \varepsilon(\omega)), \text{ где } \text{Re} = \delta_0^2 \omega / \nu.$$

С учетом выражения (2) уравнение (1) принимает вид

$$(m_2 + M)\ddot{z}_2 + 2K\dot{z}_2 + n_2 z_2 = b\ell\Delta p - m_2 \ddot{z}_0, \quad (3)$$

В выражение (3) введены обозначения в соответствии с [1,2]
 $2K = 8\ell b\rho\nu(\delta_0\psi^2)^{-1}\gamma$ – коэффициент демпфирования вязкой жидкости;
 $M = 4\ell b\rho\nu(\omega\delta_0\psi^2)^{-1}\varepsilon^2\alpha/3$ – присоединенная масса.

Решение уравнения (3) при гармоническом виброускорении основания имеет вид

$$z_2 = \frac{b\ell\Delta p_0}{n_2} + kgA(\omega) \exp i(\omega t + \varphi) \quad (4)$$

где $A(\omega) = \frac{m_2}{\sqrt{(n_2 - (m_2 + M)\omega^2)^2 + (K\omega)^2}}$ – амплитудная частотная характеристика
 стенки-вibrатора, $\varphi = \arctg(2K\omega / ((m_2 + M)\omega^2 - n_2))$ – фазовая частотная характеристика стенки-вibrатора.

Таким образом, построена математическая модель и амплитудная и фазовая частотная характеристики рассматриваемой механической системы. Полученные результаты можно использовать для разработки и анализа работы вибрационного кавитатора с инерционным возбуждением, с целью его применения для обеззараживания воды.

Приношу благодарность своему научному руководителю профессору Попову В.С. за постановку задачи и полезные обсуждения.

Выполнено при поддержке гранта РФФИ № 16-01-00175-а.

Литература

1. Ageev R.V., Mogilevich L.I., Popov V.S., Popova A.A., Kondratov D.V. Mathematical model of pulsating viscous liquid layer movement in a flat channel with elastically fixed wall // Applied Mathematical Sciences. 2014. Т. 8. № 157-160. С. 7899-7908.;
2. Могилевич Л.И., Попов В.С., Попова А.А. Динамика взаимодействия упругих элементов вибромашины со сдвливаемым слоем жидкости, находящимся между ними // Проблемы машиностроения и надежности машин. 2010. №4. С. 23-32.;
3. Могилевич Л.И., Попов В.С. Исследование взаимодействия слоя вязкой несжимаемой жидкости со стенками канала, образованного соосными вибрирующими дисками // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. 2011. № 3. С. 42-55.
4. Черненко А.В. Математическое моделирование колебаний стенки вибрационного кавитатора на базе одномассовой модели // Техническое регулирование в транспортном строительстве. 2015. № 5(13), С. 60-67.

**Триботехнические морозостойкие составы на основе
волластонита для арктической техники и оборудования**

А.А. Шурина, Б.С. Страхов, А.В. Мананков

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*

Триботехнические характеристики узлов трения наравне с конструкцией машин, качеством их изготовления, режимом эксплуатации и другими аспектами оказывают существенное влияние на многие экономические (и экологические) показатели работы машин, механизмов и технологического оборудования. Большинство машин (85-90%) выходит из строя по причине износа деталей.

Расходы на ремонт машин оборудования и транспортных средств составляют в нашей стране десятки миллиардов рублей в год. Затраты на ремонт и техническое обслуживание машины в несколько раз превышают ее стоимость: для автомобилей в 6 раз, для самолетов до 5 раз, для станков до 8 раз, а строительных и дорожных машин в 15 раз. Потери от трения и затраты, связанные с ними, составляют от 1% до 4% национального продукта стран. По оценкам экспертов, широкое внедрение в производство уже известных достижений триботехники способно на 25-30% сократить потери от трения, причем первые 10-15% из них – без заметных капитальных вложений.

Важной задачей триботехники является разработка методов борьбы с водородным изнашиванием, экспериментально обнаруженным неизвестное ранее явление концентрации в поверхностных слоях трущихся деталей водорода, выделяющегося из материалов пары трения и из окружающей среды. Это явление вызывает ускорение изнашивания. Водородное изнашивание вносит новые представления о механизме хрупкого разрушения. Защита от водородного изнашивания имеет особое значение для техники Севера, где одной из причин быстрого изнашивания машин является охрупчивающее действие водорода. Усилия по созданию «безызносных» узлов трения привели к открытию еще одного нового явления – избирательного переноса (ИП), не вытекающего из ранее имевшихся представлений о трении и изнашивании.

Решение вскрывшихся проблем теперь начинается не с повышения твердости пар деталей, а с выбора оптимальных для конкретного механизма защитно-восстановительных составов (трибосоставов), способных, например, восстановить и повысить мощность двигателя без значительных затрат.

Для нынешнего этапа развития триботехники характерен переход исследований на наноуровень, что требует использования соответствующего экспериментального оборудования. Работающей системой снижения износа и трения (СИТ) представляется самопроизвольное образование слоя смазочного материала при трении с граничной смазкой в результате адсорбции молекул смазочного материала на поверхности. Такая смазка резко снижает интенсивность изнашивания. Достаточно ввести в зону контакта деталей небольшое количество смазочного материала, как сила трения может снизиться в 10 раз, а износ поверхностей трения до 1000 раз.

В качестве нового состава мы предлагаем природный или синтетический β -волластонит (низкотемпературный полиморф метасиликата кальция цепочечной структуры) триклинной сингонии и игольчатого габитуса, т.е. после дробления не в шаровых мельницах, а с помощью дезинтегратора Хинта. При размерах фракций

40-150 нм все свойства материалов и изделий (физико-механические, тепловые, электрические, химические, каталитические и др.) радикально отличаются от макроскопических. Благодаря игольчатой форме и наноразмерности волластонит придает смазке уникальные армирующие свойства. Она распространяется ровно по поверхности, заполняя микронеровности. Волластонит обладает относительно высокой твердостью по шкале Мооса 4,5-5,0. Он не растворяется в воде и органических растворителях. Все эти параметры говорят об уникальности β-волластонита для триботехники.

Наш трибосостав под воздействием температуры и давления формирует на трущихся поверхностях защитно-восстановительное покрытие из волластонитовой нанокерамики или ситалла, имеющих высокую прочность, низкую теплопроводность, отменную жаропрочность и низкий коэффициент трения (до 0,003). Поэтому система достигает уровня самоорганизации, изношенные поверхности восстанавливаются, а потери на трение снижаются в среднем на 60%. Это существенно улучшает тяговые характеристики двигателя, а при обработке трансмиссии значительно увеличивает движение автомобиля накатом.

По результатам испытаний игольчатого нановолластонита на двигателях легковых автомобилей происходит увеличение крутящего момента на 6-20%, а так же значительно облегчается запуск двигателя в морозы, повышается его «живучесть» при потере масла или антифриза, уменьшаются шумы и вибрация, снижается расход топлива, а срок службы масла увеличивается в 1,5-3 раза. Регулярное использование этого трибосостава позволяет исключить дорогостоящие капитальные ремонты на весь жизненный цикл эксплуатации техники в суровых условиях.

- Расчет экономической эффективности применения геомодификаторов трения (ГМТ) для автомобилей отечественного производства основан на ряде следующих положений и технических нормативов:

- Средний пробег между капитальными ремонтами ДВС, трансмиссии и ходовой части на автомобилях отечественного производства по всем моделям, фактически, не превышает 150 тыс. км.

- Количество возможных капитальных ремонтов ДВС, трансмиссии и ступиц также фактически не более 5 раз до полного списания автомобиля с баланса.

- Максимальный пробег автомобиля до списания в условиях соблюдения ППР и качественного выполнения капремонтов может быть более 800 тыс. км. (т. н. «миллионники»).

- Норма расхода топлива, замены масел, смазок и фильтров, взяты нами из справочной литературы.

- Цены на ГСМ, фильтры, капремонт ДВС, трансмиссий и ступиц взяты из прайс-листов на 14.07.2014.

- Применение геомодификаторов трения (ГМТ) «Тигр» приводит к экономии:

- - топлива до 35%,

- - при замене масла в 3-5 раз, т.е не через 5-10 тыс. км. пробега, а через 30-50 тыс. км.:

- отпадает необходимость в капремонте ДВС, трансмиссии и ступиц, с их заменой процессами функциональной диагностики и повторной обработкой ГМТ-составами.

**ВИБРАЦИОННЫЙ ВИСКОЗИМЕТР ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ КИНЕТИКИ
СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ В НЕФТЯХ И НЕФТЕПРОДУКТАХ**

И. С. Кожевников

Научный руководитель старший научный сотрудник А. В. Богословский

*Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Томск, Россия*

Склонность к структурообразованию во многом определяет эксплуатационные характеристики нефтепродуктов, а также протекание таких технологических процессов, как добыча, подготовка и транспорт тяжелых нефтей. В большинстве случаев причиной структурообразования является присутствие в нефтях и нефтепродуктах значительных количеств парафинов наряду со смолисто-асфальтовыми веществами.

Одним из явных признаков образования структуры является резкий рост вязкости системы, что удобно использовать при изучении кинетики структурообразования. Возможность непрерывной регистрации изменяющейся вязкости в широком диапазоне, а также минимальное разрушение образующейся структуры - основные требования к экспериментальному методу. В полной мере им соответствует вибрационный метод измерения вязкости, заключающийся в измерении тормозящей силы действующей со стороны жидкости на колеблющееся в ней пробное тело, имеющее, как правило, простую геометрическую форму.

В ИХН СО РАН в конце 20-го века разработан вибрационный вискозиметр «Реокинетика» (рис.1.) Вискозиметр позволяет регистрировать изменяющуюся вязкость образца от 1мПа*с до потери текучести в режиме структурного застывания, а также определять стационарную (изменяющуюся во времени) вязкость. Время измерения стационарной вязкости составляет менее одной минуты. Необходимый объем пробы – 5 мл.

Основой устройства является вертикальный штатив 1 с двумя стержнями. В его массивном основании размещен источник питания установки. На подъемной платформе 2 установлен блок-термостат 4 с цилиндрической измерительной ячейкой 5. Выше находится неподвижная платформа с двумя датчиками вязкости 7, к которым присоединены зонды 3. разной чувствительности, наличие которых дает возможность регистрации реокинетических зависимостей в процессах структурообразования, а так же позволяет определять вязкости маловязких жидкостей. Еще выше находится блок управления 6, который обеспечивает колебательное движение зонда и непрерывную передачу данных в присоединенный компьютер.

Выходной сигнал датчика вискозиметра - напряжение $U, мВ$ - определяет величину относительного механического сопротивления $Z_{отн}$, которая в свою очередь непосредственно связана с вязкостью η и плотностью ρ исследуемого образца:

$$Z_{отн} = \frac{U - U_{возд}}{U_{эт} - U_{возд}} = \frac{\overline{\rho\eta}}{\rho_{эт}\eta_{эт}},$$

где $\rho_{эт}$ и $\eta_{эт}$ - плотность и вязкость эталона соответственно,

$U_{возд}$ $U_{эт}$ - величины сигнала вибрационного датчика на воздухе и в эталоне соответственно.

На рис.2. приведена температурная зависимость относительного механического сопротивления для 15%(по массе) раствора технического парафина в керосине.

Раствор готовили путем растворения навески парафина в подогретом до 40°C керосине при непрерывном перемешивании в течение 5 мин. Далее, раствор наливали в измерительную ячейку радиуса 10 мм, помещали в блок-термостат, нагревали до 60°C, выдерживали 15 мин, затем начинали охлаждение со скоростью 1°C/мин, при этом непрерывно регистрируя выходной сигнал вискозиметра.

Используя воду в качестве эталона, получали зависимость, изображенную на рис.2. В эксперименте использовали зонд в виде вертикально расположенного отрезка стальной проволоки, радиус 1.75 мм.

На рассматриваемой зависимости почти горизонтальный участок 30-60 °С, соответствующий истинному раствору, вязкость которого сравнима с вязкостью растворителя.

Далее, с уменьшением температуры начинается увеличение механического сопротивления за счет образования центров кристаллизации с дальнейшим ростом кристаллов.

Локальный максимум при температуре около 28°C, по-видимому обусловлен особенностями процесса кристаллизации парафина. На некотором этапе укрупнившиеся кристаллы слипаются, число частиц в системе уменьшается, что приводит к некоторому снижению вязкости после чего наблюдается дальнейший ее рост.

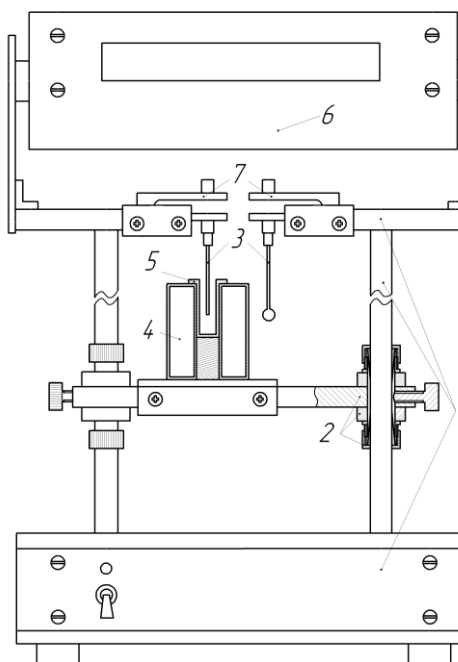


Рис.1. Вибрационный вискозиметр «Реокинетика». Расшифровка обозначений – в тексте.

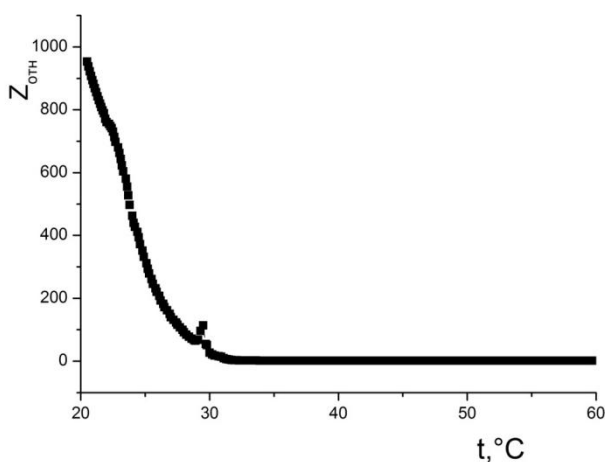


Рис.2. Температурная зависимость относительного механического сопротивления раствора технического парафина в керосине

Таким образом, рассмотренный вискозиметр может быть использован как для определения стационарной вязкости, так и для регистрации ее кинетики в процессе структурообразования в жидкостях сложного состава.

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

А.А. Мигачев

Научный руководитель доцент Н.М. Неколишко

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

Арктика один из самых трудных регионов для освоения, своими богатствами привлекающий многие народы в течение длительного периода истории человечества. Большой опыт в изучении этого труднодоступного региона накоплен Россией и Норвегией. В настоящее время обе страны активно сотрудничают в изучении Западной Арктики. На российском шельфе обнаружены наиболее крупные месторождения (Штокмановское, Русановское, Ленинградское, Долгинское, Приразломное и др.) с запасами нефти и газа около 10 млрд. тонн нефтяного эквивалента [3].

Основные проблемы шельфовых разработок – высокие затраты и недостаточность места для размещения оборудования. Кроме ограничений на пространство, тот факт, что скважины можно бурить только в одном положении, ограничивает дренаж и ведет к использованию горизонтальных скважин большой протяженности. Кроме сурового арктического климата, на побережьях арктических морей практически отсутствует береговая инфраструктура и практически отсутствует транспортная система. Необходимо учитывать и жесткие экологические требования, предъявляемые при разработке месторождений нефти и газа в открытом море, где любая авария самым негативным образом может отразиться на всей экосистеме. Все эти особенности приводят к тому, что освоение месторождений на российском шельфе требует существенных инвестиций, в том числе в закупку дорогостоящих технологий, которые позволят вести добычу при сложной ледовой обстановке и в суровых климатических условиях [5].

Что касается технической стороны вопроса, то технологий подлёдного бурения пока мало, да и те находятся на стадии проектирования. Уровень современной технической оснащённости для таких проектов может сделать добычу не только нерентабельной, но и невероятно убыточной. Тем не менее, на сегодняшний день можно выделить следующие современных технологии разработки шельфовых месторождений: бурение скважин с плавучих и гравитационных установок, бурение скважин с берега, но самым новыми из них являются подводные буровые установки.

Так как бурение скважин с плавучих и гравитационных установок и с берега используется уже давно, поговорим о подводных буровых установках.

Подводные буровые установки.

Метод освоения нефтегазовых месторождений при расположении устьевого оборудования на дне позволяет снизить затраты, а это означает, что можно разрабатывать месторождения с небольшими запасами. Подводное оборудование, размещаемое на дне, защищено от неблагоприятных метеорологических явлений на поверхности воды, а также оно не может быть повреждено движущимися айсбергами. Уменьшается возможность утечек нефти и газа, а, следовательно, облегчается решение проблемы предотвращения загрязнения воды. Метод устьевого оборудования на дне позволяет определить эксплуатационные параметры и характеристики месторождения на ранних стадиях разработки, что создает условия для принятия решения о вводе месторождения в эксплуатацию очередями. Для транспортирования нефти и газа, извлеченных из подводного месторождения,

предпочтительно использование трубопроводных систем. Одним из главных преимуществ трубопроводных систем является непрерывность процесса транспортирования и независимость от погодных условий [2].

Конструкторское бюро ОАО ЦК Лазурит завершило первый этап технического проекта подводного бурового судна «Аквабур», разработанного для ОАО «Газпром». Способ и технологический комплекс добычи запатентован в России в 1999 г.

Подводный буровой комплекс предназначен для обеспечения круглогодичного режима ведения буровых работ при освоении месторождений нефти и газа на глубоководном шельфе арктических морей России независимо от климатических условий и ледовой обстановки. Алгоритм работы комплекса следующий. В период краткосрочной навигации надводное судно устанавливает на глубинах от 6 до 400 м донную опорную плиту массой 8900 т. Плита служит фундаментом для подводного бурового судна, перемещающегося по ней, как по рельсам. Само судно способно автономно работать под водой 3 месяца и имеет на борту запас расходных материалов для сооружения одной вертикальной скважины глубиной до 3,5 км. После этого к «Аквабур» приплывает подводное судно снабжения, обновляющее контейнеры с запасами, и бурение продолжается. Каждая из опорных плит рассчитана на бурение до 8 скважин. После выработки всех скважин судно переплывает на новую опорную плиту. Подводное буровое судно спроектировано с таким расчетом, что в случае аварийной ситуации мгновенно отстыковывается от плиты и всплывает, проламывая своим корпусом любой арктический лед. Углеводороды транспортируются от опорной донной плиты на берег по подводным трубопроводам. Обратное тянется кабель с электропитанием и связью. Единственное, в чем нуждается «Аквабур» – это подводные контейнерные суда снабжения [1].

Технологические операции за бортом выполняются подводными роботами, а пассажирские перевозки и аварийно-спасательные операции – транспортно-спасательными подводными аппаратами системы внешней поддержки.

Комплексно ориентированный на безопасность метод проектирования обеспечивает высокую надежность и снижение риска, за счет:

- непрерывного компьютерного контроля параметров циркулирующего бурового раствора для предупреждения газопроявлений;
- 100% гидропривода силового бурового оборудования с негорючей жидкостью;
- складирования продуктов бурения в емкостях донной опорной плиты;
- возможности экстренного самостоятельного всплытия ПБС с проламыванием льда толщиной до 3-х м без повреждения корпуса [4].

Преимущества подводных буровых установок заключаются в следующем:

- расположение устьевого оборудования на дне снижает затраты;
- независимость от погодных условий;
- уменьшение возможности утечек нефти и газа;
- непрерывность процесса транспортировки.

Вместе с тем, существует и ряд недостатков технологии, к которым можно отнести отсутствие аналогов и опыта в бурении подводных буровых установок и сложность разработки телеуправляемого необитаемого аппарата.

Технические и технологические проблемы при освоении шельфа преодолимы. Речь идет, прежде всего, о технологиях круглогодичного бурения и эксплуатации скважин в суровых ледовых условиях и при высокой сейсмичности.

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Главный риск освоения североморских месторождений – экономический. Реализация этих проектов требует строительства дорогостоящих и высокотехнологических инфраструктурных объектов, для чего понадобится большое количество опытных специалистов. С другой стороны, запасы Ледовитого Океана огромны и должны покрыть расходы. Кроме того, освоение шельфа приведет к ряду преимуществ:

- увеличению прямых поступлений в бюджет от недропользования;
- притоку инвестиций в реальный сектор экономики;
- наращиванию внутреннего потребления и экспорта;
- росту ВВП;
- снижению импортной зависимости в сфере оборудования и высоких технологий;
- социально-экономическому развитию удаленных регионов Российской Федерации и зон особых геополитических интересов;
- поддержанию занятости населения и созданию новых рабочих мест.

Из всего сказанного, можно сделать вывод, что работа предстоит грандиозная.

Литература

1. Грек А. Невидимый флот. Из Варяг в Азию // Популярная механика, 2006. май. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.popmech.ru/made-in-russia/5444-nevidimyy-flot-iz-varyag-v-aziyu/>.
2. Евразийская патентная организация, ЕАПВ. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.eapatris.com/ruSearch/ms.exeData/EAPO/eapo2009/PDF/011648.pdf>.
3. Лаверов Н.П., Богоявленский В.И. Стратегия освоения морских месторождений нефти и газа Арктики // Морской сборник, 2012. – № 6 (1983). – С. 50 – 58.
4. Подводные буровые комплексы // Официальный сайт ОАО «ЦКБ Лазурит» [Электронный ресурс]. URL: http://www.cdb-lazurit.ru/burovie_kompleksi.html.
5. Трутнев Ю.П. О повышении эффективности освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. Спецвыпуск. 2006. – 135 с.

Секция 5
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

ЕСТЬ ЛИ НА РОССИЙСКОМ ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА?

Е.С. Голов, А.Б. Шакиров

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

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

Баженовская свита – уникальное геологическое образование, с генерационными свойствами которого связывают нефтеносность Западной Сибири [4]. В результате низких плотности и скорости сейсмических волн пород баженовской свиты граница юры и мела в разрезах Западной Сибири является сильным отражающим горизонтом. Эта граница уверенно прослеживается по сейсмическим данным и в пределах Южно-Карского и Восточно-Баренцевоморского нефтегазоносных бассейнов с уникальными по запасам газовыми месторождениями, такими как Бованенковское, Штокмановское и др. (рис.1). Отложения, создающие в разрезах Арктической зоны России отражающий сейсмический горизонт на границе юры и мела, являются только стратиграфическими аналогами баженовской свиты или это ее формационные аналоги? В статье приводятся результаты анализа опубликованных данных по этому вопросу.

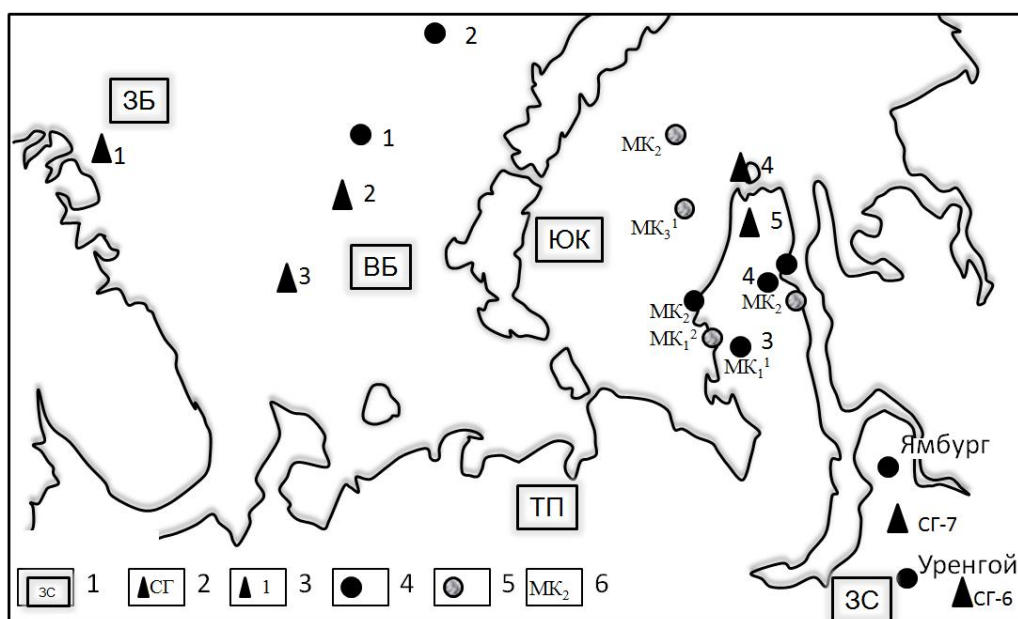


Рис.1. Обзорная карта изученности верхнеюрского разреза Баренцево-Карской части Арктики и прилегающей суши.

1 – нефтегазоносные бассейны: Западно-Баренцевоморский (ЗБ), Восточно-Баренцевоморский (ВБ), Тимано-Печорский (ТП), Южно-Карский (ЮК), Западно-Сибирский (ЗС); 2-3 – изученные скважины сверхглубокие (2), остальные (3): 1- Норвежская 7430/10-U-1, 2 – Арктическая, 3 – Мурманская, 4 – Белоостровская. 5 – Малыгинская; 4-5 – месторождения УВ, в том числе имеющие залежи в юрских отложениях (4): 1 – Штокман, 2 – Лудловское, 3 – Бованенковское, 4 – Тамбейские; 6 – градации катагенеза орг. вещества [1]

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

В классическом виде битуминозные кремнисто-карбонатно-глинистые породы баженовской свиты представлены в разрезах центральной и западной частей Западной Сибири [1,4]. Они характеризуются высокими содержаниями керогена II типа ($C_{орг}=3-10,7\%$, в прослоях до 30-50%), практически полностью представленного коллоальгинитом. Водородный индекс HI высокий, в среднем 675 мгУВ/г $C_{орг}$ [3]. Преобразование органического вещества соответствует грациям раннего мезокатагенеза МК₁-МК₂. В данных геофизических исследований скважин баженовская свита выделяется аномальной естественной радиоактивностью (выше 30-50 мкР/час) урановой природы и очень высоким удельным электрическим сопротивлением [6]. Подобные геологические образования принято называть «баженовитами».

Обобщение и анализ данных по свойствам верхнеюрских отложений северной части ЗС (сверхглубокая скважина СГ-6 в районе Уренгоя) и Восточно-Баренцевоморского и Южно-Карского нефтегазоносных бассейнов (табл.1) приводит к следующим заключениям.

Таблица 1

Свойства битуминозных пород баженовской свиты и ее стратиграфических аналогов [1,4,5]

Скважина, бассейн	Тип керогена	Градации катагенеза	$C_{орг}$, %	HI, мгУВ/г $C_{орг}$
СГ-6 (север ЗС)	II/(III)	МК ₁ -МК ₃	1,5-14,8 до 20	200 - 590
Южно-Карский (ЮК)	II/(III), II/I	МК ₁ -МК ₄	2,5-25,9	220-600
Восточно-Баренцевоморский (ВБ)	II/(III), реже II	ПК ₂ -МК ₁ , до МК ₂ -МК ₄	1,2-17,0	206-303

По обогащенности органическим веществом ($C_{орг}$) верхнеюрские отложения ВБ и породы баженовской свиты ЮК и северной «газовой» части ЗС практически не отличаются от классического варианта баженовской свиты в «нефтяной» части ЗС. Аналогичны изменения градаций катагенеза в зависимости от глубины залегания верхнеюрских отложений. Например, на Штокмановской газоконденсатном месторождении верхнеюрские битуминозные глины еще не достигли главной зоны нефтеобразования (ПК₂ – начало МК₁), а в наиболее погруженной части Южно-Баренцевской впадины (2,5 км, скв. Арктическая, рис.1) в них обнаружена капельно-жидкая нефть [5].

Отличаются верхнеюрские отложения в разрезах северных исключительно газоносных территорий (рис.1, табл.1) прежде всего типом керогена, а также более низкими значениями водородного индекса. Кроме сапропелевого коллоальгинита в состав керогена входят углистые (гумусовые) компоненты (II/(III) тип или в ЮК II/I [1]. Именно кероген II отличается аномальной ураноносностью [7], что определяет яркое выделение баженовской свиты на каротажных диаграммах. Уже в разрезе СГ-6 баженовская свита отражается только слабыми повышениями показаний гамма-каротажа (до 10-12 мкР/час). Соотношения концентраций урана, тория и калия,

типичные для баженовской свиты [6], обнаруживаются в верхнеюрских отложениях лишь в пределах Норвежского континентального шельфа (рис.1, [2]).

В разрезе СГ-6 аномальные изменения геофизических параметров наблюдаются в самой кровельной части баженовской свиты, содержащей карбонатный пропласток. О наличии карбонатов в составе верхнеюрских битуминозных аргиллитов в изученной части Арктики не упоминается.

Литература

1. Богоявленский В. И., Полякова И. Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона //Бурение и нефть. – 2011. – №. 1. – С. 8-11.
2. Гавшин В. М., Захаров В. А. Баженовиты на Норвежском континентальном шельфе //Геология и геофизика. – 1991. – Т. 1. – С. 62-71.
3. Дахнова М. В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов //Геология нефти и газа. – 2007. – №. 2. – С. 82-89.
4. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 680 с.
5. Маргулис Е. А. Факторы формирования уникального Штокмановско-Лудловского узла газонакопления в Баренцевом море //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – №. 2.
6. Номоконова Г. Г. Геофизическая характеристика и нефтеносность баженовской свиты //Геофизические методы при разведке недр: материалы конференции. – 2016. – С. 154-157.
7. Столбов Н. М. К вопросу о возрасте траппового магматизма архипелага Земля Франца-Иосифа по радиологическим данным //Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. СПб.: ВНИИОкеангеология. – 2002. – №. 4. – С. 199-202.

ПЕТРОФИЗИКА КОЛЛЕКТОРОВ ШТОКМАНОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ: СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ Д.Н. Губинский

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

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

Уникальное Штокмановское газоконденсатное месторождение открыто в 1988 в российском шельфе Баренцева моря. Оно располагается в мегаседловине центральной части Восточно-Баренцевского мегапрогиба на глубинах 1780-2300 м. Залежи Штокмановского месторождения приурочены к юрским песчаным пластам - Ю₀, Ю₁, Ю₂ с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (*ФЕС*), обусловленными слабым уплотнением и низким содержанием (до 15%) и каолинитовым составом цемента. В кровле юрских отложений располагается региональный волжский флюидоупор – битуминозные аргиллитоподобные глины с повышенной радиоактивностью и пониженной ($1,97-2,18 \text{ г/см}^3$) плотностью [2].

Наиболее полно петрофизика коллекторов Штокмановского месторождения изучена сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [1]. В настоящей статье излагаются результаты сравнительного анализа петрофизических данных этих исследований с исследованиями на месторождениях существенно более изученной

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

Западно-Сибирской нефтегазосной провинции. Для сравнения взяты месторождения с залежами в близких по возрасту и близких по фазовому составу и глубинам залегания нефтегазовыми комплексами (НГК). Это Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение (Альб-Верхнеэокомский НГК, 1750-2100 м), размещенное в северной газовой части Западной Сибири (вблизи Ямбурга), и Крапивинское нефтяное (Верхнеюрский НГК, 2690-2730 м) на юго-востоке Западной Сибири. В продуктивном пласте Крапивинского месторождения Ю₁³ выделены 4 типа коллекторов, в том числе «суперколлекторы» – тип I (рис.1).

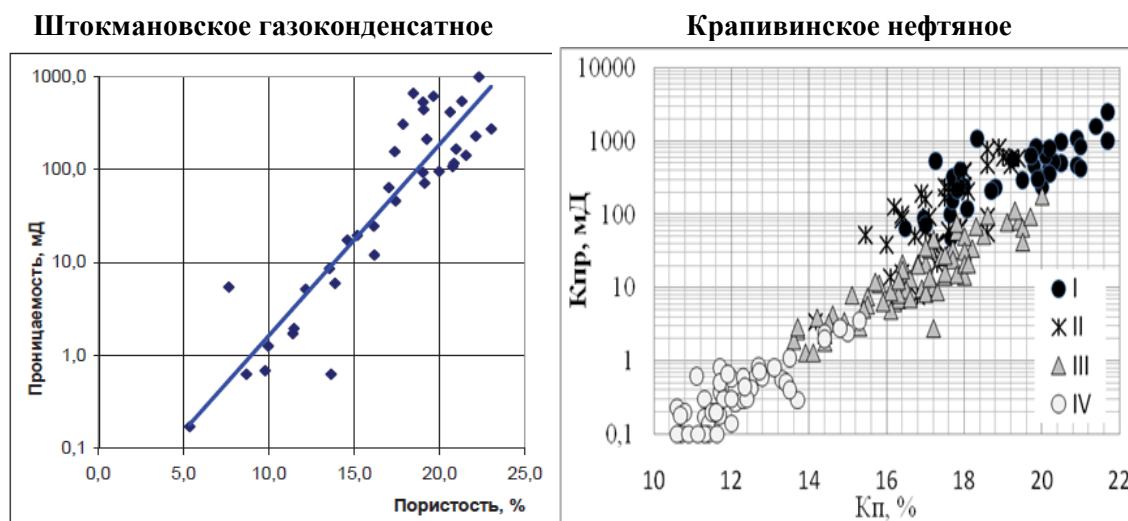


Рис. 1. Зависимости между открытой пористостью и проницаемостью продуктивных юрских пластов Штокмановского [1] и Крапивинского (для разных типов коллектора) [3] месторождений

Сравнивалась вся имеющаяся петрофизическая информация по коллекторам месторождений, в первую очередь петрофизические уравнения, устанавливающие взаимосвязь между пористостью ($Kп$) и проницаемостью ($Kпр$), а также между электрическими параметрами пористости ($Pп$) и нефтенасыщенности ($Pн$) и пористостью, водонасыщенностью ($Kв$) соответственно (рис.1, табл.1).

Таблица 1

Петрофизические уравнения коллекторов сравниваемых месторождений

Месторождение	$\lg Kпр = a \cdot Kп + b$		$Pп = c / Kп^m$		$Pн = d / Kв^n$	
	a	b	c	m	d	n
Штокмановское	0,2054	-1,854	1,644	1,471	0,81	1,98
Юрхаровское	0,281	-4,56	1,001	1,793	1,011	1,786
Крапивинское, I тип	0,2059	-1,405	0,773	1,875	0,983	1,988
Крапивинское, III тип	0,2832	-3,606	2,153	1,31		

Результаты проведенных исследований кратко сводятся к следующему.

Петрофизические уравнения, выбранные для сравнения месторождений, существенно различаются по тесноте связи между параметрами, оцененной по коэффициенту надежности аппроксимации R^2 . Наибольшей теснотой связи отличается уравнение для оценки нефтегазонасыщенности коллекторов $Pн = d / Kв^n$ ($R^2 > 0,91$), что можно объяснить предельно высокой нормализацией (обезличиванием) $Pн$. По этому уравнению сравниваемые месторождения (табл.) равно как и типы коллекторов и отдельные пласты на Крапивинском и

Юрхаровском месторождениях практически не различаются. Несколько меньшие значения R^2 ($>0,7$) у уравнения $Pn = c/Kn^m$ в связи с влиянием на коэффициенты уравнения глинистости и структуры порового пространства коллектора [3].

Минимальными значениями R^2 (до 0,47 у Юрхаровского месторождения) характеризуется уравнение, связывающее между собой основные ФЕС коллектора – пористость и проницаемость. Именно по уравнению $lgKnp = a*Kn+b$ сравниваемые месторождения в наибольшей степени различаются между собой, образуя две группы. Группа «Штокмановское-Крапивинское I тип» отличается большей проницаемостью пород при конкретных значениях пористости – свободный член в уравнении (b) (табл.), а также значительным влиянием на проницаемость других, кроме пористости, факторов (невысокий коэффициент « a » в уравнении). В соответствии с теоретической моделью Козени-Кармена [3], такими факторами скорее всего являются больший размер пор и низкая остаточная водонасыщенность коллекторов Штокмановского и Крапивинского (I тип) месторождений.

Таким образом, по результатам проведенного исследования гигантское газоконденсатное Штокмановское месторождение имеет близкие ФЕС с лучшими коллекторами крупного Крапивинского нефтяного месторождения (I тип). Общими показателями этих месторождений являются юрский возраст продуктивных пластов и битуминозные отложения в качестве региональной покрывки.

Литература

1. Взаимосвязь фильтрационно-емкостных свойств и петрофизических параметров юрских отложений Штокмановского месторождения. /В.С. Жуков, Ю.Б. Силантьев, А.В. Дахнов, А.Е. Рыжов //Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. научных трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 108-117.
2. Маргулис Е.А. Факторы формирования уникального Штокмановско-Лудловского узла газонакопления в Баренцевом море //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3.- № 2.
3. Номоконова Г.Г. Петрофизика коллекторов нефти и газа: учебное пособие. – Томск, Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 146 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ПОРОД НА ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ И РЕАЛИЗАЦИЮ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО ЯМАЛА)

А.А. Искоркина, А.В. Власова

Научные руководители профессор В.И. Исаев, доцент Г.А. Лобова

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

Введение. В наших работах [1, 2] исследовалось влияние *векового хода температур на поверхности Земли*, а также *неоплейстоценовой мерзлоты* на термическую историю и реализацию нефтегенерационного потенциала материнских баженовских и тогурских отложений южной палеоклиматической зоны Западной Сибири. Получена оценка существенного влияния этих факторов палеоклимата на степень реализации генерационного потенциала нефтематеринских свит.

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

Цель настоящих исследований – оценить влияние неоплейстоценовой толщи мерзлоты на геотермический режим баженовских отложений *северной* палеоклиматической зоны Западной Сибири (на примере Арктического нефтегазового месторождения Южного Ямала). Эта задача приобретает особую актуальность для количественной оценки перспектив нефтегазоносности арктических территорий Западной Сибири [3].

Объект и методика исследований. Моделирование [1] палеогеотемпературных условий баженовских отложений выполнено для скважины 11 (табл. 1).

Посвитная разбивка от подошвы осадочного чехла до верхнего мела, включая березовскую свиту, взята по данным ИНГГ СО РАН (2015). Расчленение нижне-среднепалеогеновых свит от ганькинской до ирбитской заимствовано из материалов ВСЕГЕИ (2016), вышележащие толщи расчленены на основе работ ИНГГ СО РАН и СНИИГГиМС (2002, 2011).

Таблица 1

Характеристика разреза скважины Арктическая 11

Характеристики	Значение
Забой, м	3624
Отложения на забое (свита)	Левинская (J ₁ lv)
Кровля баженовской свиты (J ₃ +K ₂ bg), м	2792
Мощность баженовской свиты, м	16
Мощность палеогеновых отложений, м	690
Мощность неоген-четвертичных отложений, м	418
Размыв палеоген-неогеновых отложений (14,5-18,5 млн. лет назад), м	535
Размыв неогеновых отложений (4,1-5,4 млн. лет назад), м	113
Мощность вечномерзлых пород в плиоцен-квартере (0,52-0,18 млн. лет назад), м	600
Мощность вечномерзлых пород в плиоцен-квартере (0,18-0,0 млн. лет назад), м	300
Результаты испытаний верхнеюрских-нижнемеловых пластов	Не испытывались
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; температура, °С)	Левинская; 3533 м; 125. Левинская; 3560 м; 126.
«Измеренные» температуры по ОСВ (глубина отбора; (R_{vt}^0); температура, °С)	2000м; (0,65); 100. 2500; (0,80); 120.

Генерационный потенциал баженовских отложений в разрезе Южного Ямала обусловлен содержанием рассеянного органического вещества (РОВ) сапропелевого-гумусового типа, достаточно высоким содержанием органического углерода (Сорг) – от 1 до 2 % (ИНГГ СО РАН, 2016).

По отражательной способности витринита (ОСВ) – $R_{vt}^0=0,96\%$ – в пределах Арктической площади баженовская свита находится в конце главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

Оценка выполняется на основе анализа вариабельности результатов палеотемпературных реконструкций для 4-х вариантов:

- *1 вариант* – без учета векового хода температур (ВХТ) на поверхности земли, без учета вечной мерзлоты (ВМ);

- 2 вариант – с учетом «стандартного» ВХП [1], без учета ВМ;
- 3 вариант – с учетом «арктического» ВХТ, без учета ВМ;
- 4 вариант – учет «арктического» ВХТ, учет ВМ. «Арктический» ВХТ построен нами на основе анализа и обобщения данных 25 научных публикаций.

Результаты. В случае учета «арктического» ВХТ и ВМ «невязка» результатов моделирования наиболее оптимальна (табл. 2).

Заключение. На примере Арктического месторождения Южного Ямала показано, что при учете регионального («арктического») векового хода температур и толщи плейстоцен-четвертичной мерзлоты, получаем оптимальную и наиболее «богатую» термическую историю нефтематеринских отложений.

Таблица 2

Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур, расчетных значений теплового потока и палеотемпературного максимума в скважине Арктическая 11

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Расчетные, 1 вариант, °С		Расчетные, 2 вариант, °С		Расчетные, 3 вариант, °С		Расчетные, 4 вариант, °С	
		Значение	Разница	Значение	Разница	Значение	Разница	Значение	Разница
2000	100	91	-9	97	-3	99	-1	102	+2
2500	120	109	-11	115	-5	117	-3	121	+1
3533	125	133	+8	128	+3	126	+1	124	-1
3560	126	133	+7	129	+3	127	+1	125	-1
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С		±9		±4		±2		±1	
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²		55,7		54,1		56,4		58,4	
Палеотемпературные максимумы ГЗН баженосвкой свиты, °С		119		125		128		132	

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-35-00080 мол_a

Литература

1. Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал, 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64– 80.
2. Искоркина А.А., Исагалиева А.К., Исаева О.С., Косыгин В.Ю., Исаев В.И. Позднечетвертичная вечная мерзлота как фактор геотермического режима и

реализации нефтегенерационного потенциала баженовской свиты (Томская и Новосибирская области) // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов, 2015. – Т. 326. – № 10. – С. 6 – 23.

3. Конторович А.Э. Проблемы реиндустриализации нефтегазового комплекса России // Нефтяное хозяйство, 2016. – № 3. – С. 14 – 15.

ИСТОЧНИКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН ПРИ МОРСКОЙ И ПРИБРЕЖНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

А.А. Ислямова

Научный руководитель профессор М.М. Немирович-Данченко

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

В настоящее время особое внимание уделяется задаче геологического изучения углеводородных ресурсов континентального шельфа. По некоторым данным порядка 75% углеводородов российского шельфа сосредоточено в арктических регионах [2]. Среди них особо выделяют сейсморазведку как основной метод построения пространственной структуры разреза и выделения углеводородных ловушек, в том числе и в морских и прибрежных условиях.

Наиболее распространенным типом возбуждающего устройства в морской сейсморазведке являются *пневматические источники*. Начальный всплеск энергии значителен, однако сложное взаимодействие давления в воздушном «пузыре» и воды приводят к появлению посторонних всплесков энергии следом за первичным (рис. 1а). Амплитуда и период между импульсами зависят от глубины расположения пушки и от размера основной ее камеры [4].

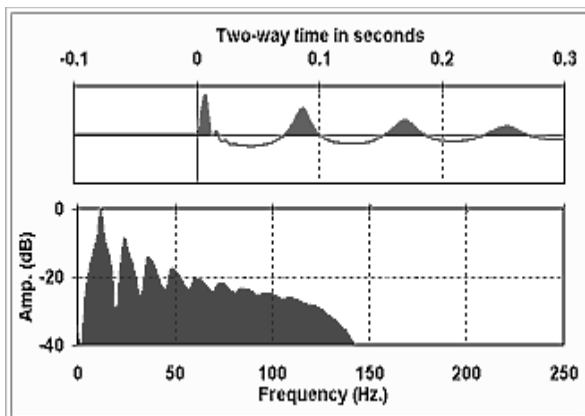


Рис.1а Временная и частотная характеристика одиночного пневмоисточника

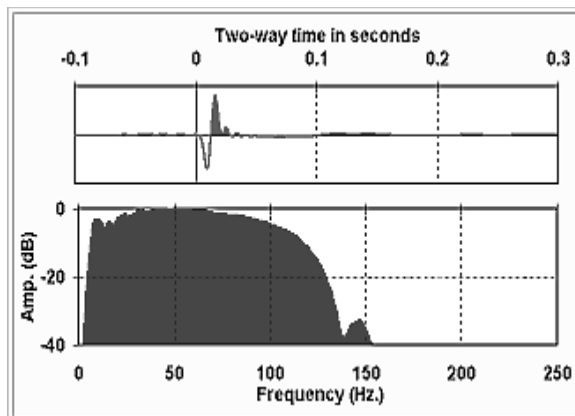


Рис.1б Временная и частотная характеристика группировки пневмоисточников

Улучшить характеристику источника позволяет группировка пушек с различным объемом основной камеры. Когда инициируется вся расстановка, амплитуда импульса по частотным характеристикам возрастает по сравнению с диапазоном обычных сейсмических частот, и становится близка к прямоугольному сигналу, который является идеальным случаем сейсмоимпульса (рис. 1б).

В морской сейсморазведке также используются установки, основанные на других принципах возбуждения энергии. Например, в источниках *газовой детонации* продукты взрыва газа выбрасываются в воду, образуя упругую волну.

Такая система позволила поднять КПД за счет усиления низкочастотной составляющей, однако используется редко из-за конструктивных сложностей.

Основными элементами *электроискровых* источников сейсмических колебаний являются электроды, погруженные в жидкость, между которыми по импульсу с сейсмостанции происходит электрический пробой. Расстояние между электродами выбирается таким, чтобы напряжение заряда накопительных ёмкостей не приводило к самопроизвольному разряду, однако опасность работы высоких электрических напряжений исключена не полностью.

Существуют источники *имплозивного типа*, основанные на эффекте кавитации, который возникает в результате местного понижения давления в жидкости. Однако параметры возбуждения такого источника недостаточны для создания стабильного сигнала.

Рассмотренные типы источников успешно функционируют в системе плавающего заборного оборудования. Однако зона мелководья арктических морей, которая составляет 526 тыс. км² остается практически неизученной [2]. Традиционное оборудование и флот в данном случае не применимы, так как мелководье не позволяет ни судам, ни сухопутным средствам подойти к месту производства работ. Одним из вариантов решения данной задачи для прибрежной полосы является использование вездеходов, на которых смонтирована буровая установка, что позволяет применять пневмоисточник, погружая его в скважину. Недостатком такого метода является низкая производительность и невозможность использовать опережающее бурение. Поэтому ведется активная работа по созданию невзрывных источников для мелководья.

Одним из эффективных способов образования сейсмических волн, работающих и в глубокой воде, и в донных условиях мелководья является *индукционно-динамическое* возбуждение. Образование сигнала происходит при перемещении твердой поверхности под действием индукционного электромагнитного поля. Источники такого типа широко используются в практике наземной сейсморазведки, разработаны и морские модификации «Аква» [5]. Их преимущество в водной среде заключается в генерации импульса упругих колебаний без создания агрегатных неоднородностей в окружающей жидкости, что улучшает частотные характеристики сигнала.

Таблица 1

Характеристики различных типов сейсмоисточников

Параметры	Тип источника					
	Взрывные	Пневматические	Газовой детонации	Электроискровые	Вибраторы	Имплозивные
1	2	3	4	5	6	7
Запасенная энергия, кДж	>400	200-300	80	0,1-150	-	200-400
Полоса частот излучаемой энергии, Гц	10-80	5-50	40-100	80-1000	10-270	0-250
Амплитуда сигнала, приведённая к расстоянию 1 м, МПа	30	5-15	10	-	-	1-8,3
Акустический КПД, %	-	2-3	<2	1,5-2	20-40	2-5
Периодичность воздействия, с	15-30	3-30	6-10	4-30	-	6-8

Генераторы *вибрационного возбуждения* отличаются методиками приема и обработки сигнала. Вместо кратковременного импульса здесь используется непрерывный свип-сигнал, у которого возможно менять рабочие параметры. Управление характеристиками позволяет выдавать оптимальный сейсмический сигнал для конкретных сейсмогеологических условий.

Сводные характеристики рассмотренных видов сейсмоисточников для морских и прибрежных условий приводятся в таблице 1 [3].

Очевидно, что трудности с производством сейсморазведочных работ в транзитных и мелководных зонах возникают в летний период. В зимнее время на этих участках устанавливается достаточно мощный ледяной покров, на котором возможно использование наземных источников. Однако при расположении их на льду регистрируемое на поверхности волновое поле оказывается осложненным интенсивными помехами. В результате математического моделирования [1] было установлено, что наиболее вероятной причиной этого является шероховатость нижней поверхности ледового покрова. Помехи имеют случайно-коррелированный характер с чрезвычайно большим разбросом спектра скоростей, поэтому создание эффективного алгоритма их подавления в ближайшее время маловероятно.

Существование большого количества различных видов сейсмоисточников позволяет сделать вывод о продолжающемся поиске наиболее оптимального варианта. Усовершенствование систем геофизической разведки в условиях шельфа Арктики позволит увеличить объемы поисково-разведочных работ и выявить пригодные к разработке углеводородные ресурсы.

Литература

1. Гольдин С. В. и др. Изучение процессов формирования и распространения сейсмических волновых полей в транзитной зоне в зимний период // Технологии сейсморазведки. – 2006. – №. 01. – С. 9-15.
2. Еремин Н. А., Кондратюк А. Т., Еремин А. Н. Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2010. – №. 1. – С. 1-11.
3. Кордик В. Н. Технические средства для возбуждения сейсмических сигналов в морской сейсморазведке. Текст: Региональная и морская геофизика: Обзор // В.Н. Кныш. М. : ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ. ВИЭМС, 1990. – 55 с.
4. Регистрация данных – морские работы. [Электронный ресурс]. // INTERGEO: полный комплекс обработки материалов сейсморазведки – URL: <http://inter-geo.org/Study/Seismic/Acquisition/Recording-offshore.php?lang=ru>.
5. Яковлев Д.А. Силовая электромагнитная импульсная система для возбуждения сейсмических волн в водной среде: автореф. дис. канд. техн. наук : 05.09.03. - М, 2007.

ВЛИЯНИЕ АНИЗОТРОПИИ ЛЬДА НА ФРОНТЫ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН

А.А. Ислямова, Н.А. Мельникова

Научный руководитель профессор М.М. Немирович-Данченко

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

Развитие инфраструктуры в арктических условиях требует проведения специальных исследований как промерзлого грунта, так и собственно льда – пресноводного и морского [3]. В этих исследованиях существенную роль отводят геофизическим методам, в частности акустическому просвечиванию. В [3] подчеркивается, что формулы, таблицы и номограммы, относящиеся к методологии акустического просвечивания, справедливы лишь для изотропных сред. Для анизотропных сред требуется знание коэффициента анизотропии, то есть параметров эллиптичности волнового фронта. В данной работе рассмотрена задача построения фронтов для анизотропных сред (на примере монокристаллов льда). Для изотропных сред эта задача является тривиальной. В случае же реальных геосред (неоднородных, слоистых, первично-анизотропных, блочных и т.п.) построение фронтов сопряжено с рядом вычислительных особенностей.

Следуя [5], будем рассматривать двумерные волновые картины для гексагональных кристаллов для случая, когда ось Z совмещена с главной осью анизотропии. Корни биквадратного уравнения Кристоффеля

$$\begin{vmatrix} \Gamma_{11} - v^2 & \Gamma_{13} \\ \Gamma_{13} & \Gamma_{33} - v^2 \end{vmatrix} = 0 \quad (1)$$

выглядят так:

$$v_{1,2} = \sqrt{\frac{\Gamma_{11} + \Gamma_{33} \pm \sqrt{(\Gamma_{11} - \Gamma_{33})^2 + 4\Gamma_{13}^2}}{2\rho}}, \quad (2)$$

где ρ – это плотность, а тензор Кристоффеля имеет вид:

$$\Gamma_{11} = \begin{pmatrix} c_{11}m_x^2 + c_{55}m_z^2 & (c_{13} + c_{55})m_xm_z \\ (c_{13} + c_{55})m_xm_z & c_{55}m_x^2 + c_{33}m_z^2 \end{pmatrix}$$

При вычислениях по формуле (2) следует иметь в виду, что угол θ в плоскости (x, z) отсчитывается от оси Z, поэтому для вектора волновой нормали имеем $m_x = \sin(\theta), m_z = \cos(\theta)$.

Таблица 1

Константы C_{ij} для ряда гексагональных кристаллов

Вещество	C_{11}	C_{13}	C_{33}	C_{55}	ρ
Лёд	13,84	5,81	14,99	3,19	919
Цинк	165	50,1	62	39,6	7100
Кобальт	307	103	358	75,5	8900
Апатит	167	66	140	66,3	3200
Графит	1109	0	38,7	4,95	2267

В таблице 1 приведены константы C_{ij} для ряда гексагональных кристаллов (компоненты c_{ij} даны в ГПа, плотность в кг/м^3).

На рис. 1 приведен результат расчета волнового фронта для тела, сложенного из разноориентированных монокристаллов льда. В случае изотропной среды фронт был бы нормален направлению падения и прямолинеен. В каждом кристалле происходит изменение направления распространения фронта, что хорошо видно на рисунке. Отдельные аспекты расчета фронтов лучевых поверхностей обсуждаются в работе [1], метод расчета изложен в работе [4]. Применение численного метода из [4] для многолетнемерзлых пород рассмотрено в [2].

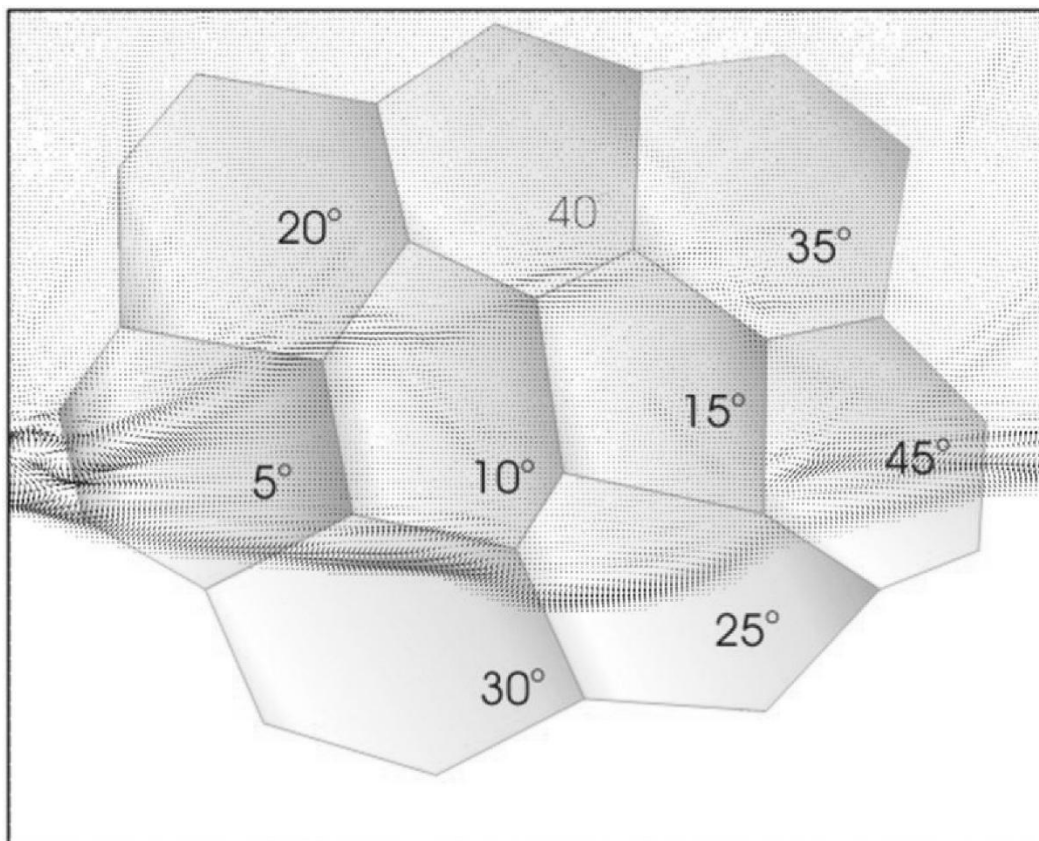


Рис. 1 Искривление первоначально прямого фронта продольной волны в конгломерате из монокристаллов льда.

Изложенная методология может быть использована на стадии камерального изучения грунтов в арктических условиях, при анализе временных сейсмических разрезов, при оценке особенностей распространения сейсмических волн в неизотропных средах.

Литература

1. Postma G. W. Wave propagation in a stratified medium // Geophysics, Vol. 20, No. 4 (October, 1955), pp. 780-806
2. Немирович-Данченко М.М., Стефанов Ю.П. Применение конечно-разностного метода в переменных Лагранжа для расчета волновых полей в сложнопостроенных средах // Геология и геофизика. - 1995. Т. 36. - № 11. - С. 96-105.

3. Рекомендации по лабораторному изучению строения мерзлых грунтов. ПНИИС, М., Стройиздат, 1984.
4. Уилкинс М.Л. Расчет упругопластических течений // Вычислительные методы в гидродинамике. - М.: Мир, 1967. - С. 212 - 263.2. Федоров Ф.И. Теория упругих волн в кристаллах. М.: Наука, 1965. 300 с.
5. Федоров Ф.И. Теория упругих волн в кристаллах. М.: Наука, 1965. 300 с.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА НА АРКТИЧЕСКОМ МЕЛКОВОДЬЕ

М.В. Наумова

Научный руководитель профессор М.М. Немирович-Данченко

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

Бурное развитие морской сейсморазведки сопровождается не только постоянным увеличением объемов работ, но и непрерывным повышением сложности решаемых задач. В последнее время растет объем работ на мелководье. Еще относительно недавно сейсморазведочные работы на мелководье носили разовый характер, проводились с опытно-методическими целями или не проводились вообще (например, на предельном мелководье), то сейчас начинает активно осваиваться даже такая сложная область как переход от суши к морю – так называемая транзитная зона.

Известные площади мелководных зон довольно велики. Согласно данным [2], общая площадь шельфа РФ с глубинами моря до 20 м составляет более 700 тыс. км², при этом более 130 тыс. км² занимает предельное мелководье – первые метры глубины. Значимая часть этих площадей имеет очень высокие перспективы нефтегазоносности, где проведение разведочных работ представляется наиболее важным.

Часто под термином мелководье подразумевают различные глубины. Так, в задачах океанологии глубина 200 м – это мелководье. С другой стороны, средняя глубина внешнего края шельфа Мирового океана – 132 м – это средняя глубина мелководья. Северное море, наиболее изученное с геофизической точки зрения, считается мелководным, более 2/3 моря имеет глубину менее 100 м (в Северном море разработка британского месторождения Леман-Банк ведётся на глубине 30 м, Фортис — 115 м, Берил — 125 м, а норвежского Экофиск — на глубине 70 м).

Для наших условий принято считать мелководьем глубины до 20 м (платформа Приразломная расположена как раз на таком участке Баренцева моря). Глубины до 6-7 метров иногда называют предельным мелководьем, а зону с глубинами от 0 до 6 метров – переходной, или транзитной зоной.

Основная проблема при работах на море вообще, и на шельфе в частности – это относительная дороговизна закладки скважин. Поэтому для выполнения качественной инверсии желательно повысить разрешающую способность сейсмических данных. Это, в свою очередь, влечёт за собой требования к расширению частотного диапазона регистрируемых сигналов [1]. Главным фактором, препятствующим расширению диапазона регистрируемых сигналов в морской сейсморазведке, является дополнительное отражение-спутник от границы “вода – воздух”. Именно оно увеличивает длительность элементарного сигнала, а значит, сужает его спектр.

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

В морской сейсморазведке традиционную косу с датчиками давления буксируют обычно на глубине 6–8 м. Амплитуда излучаемого пневмопушкой (Airgun) сигнала будет при этом меняться в зависимости от глубины погружения косы.

Для некоторых частот время пробега от источника или гидрофона до поверхности воды составляет половину периода. Поскольку коэффициент отражения отрицателен, волна-спутник оказывается примерно в противофазе с восходящей отраженной волной и обе волны почти гасятся. Максимальная амплитуда достигается на расстоянии четверти длины волны. Эти выводы иллюстрируются (рис. 1) результатами расчетов амплитудного множителя по формуле, приведенной ниже. Она определяет зависимость амплитуды сигнала $A_{\text{отн}}$ от глубин погружения пневмопушки d_g и косы d_c .

$$A_{\text{отн}} = 4\cos\left(\frac{\pi}{2} + \frac{2\pi d_g f}{V}\right)\cos\left(\frac{\pi}{2} + \frac{2\pi d_c f}{V}\right) \quad (1)$$

Здесь f – частота источника в Гц, V – скорость звука в морской воде, зависящая от солёности и температуры и примерно равная 1520 м/с.

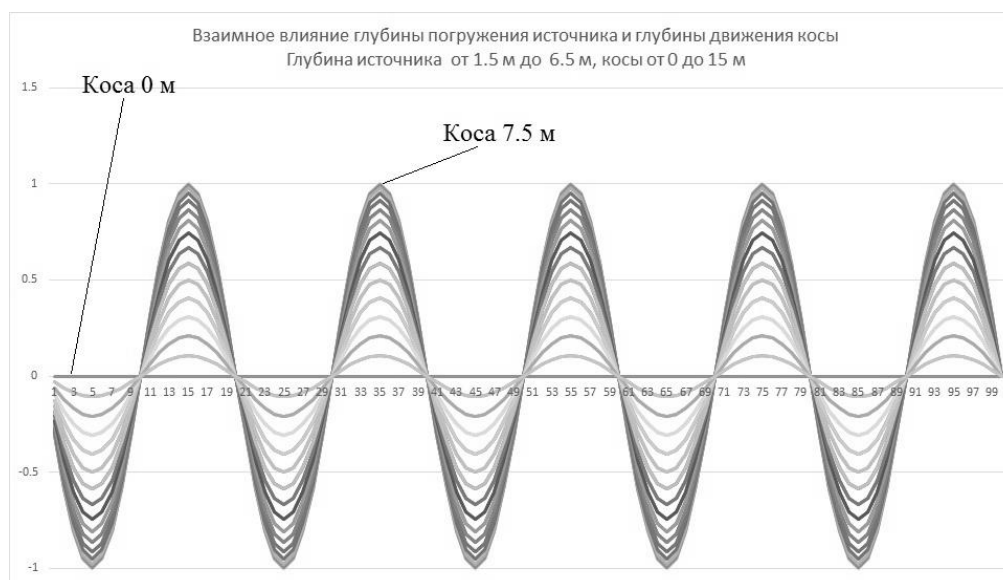


Рис. 1. Изменение относительной амплитуды сигнала для различных конфигураций «источник-коса»

Волнение на поверхности создает некоторое рассеяние, и может даже способствовать улучшению качества записи. Так, в работе [3] показано, что если высота морских волн сопоставима с длиной волны, то ослабление в области минимумов и усиление в области максимумов всегда меньше 100%, особенно на высоких (> 10 Гц) частотах. Это связано с тем, что без учета волнения амплитуда записывается в виде произведения множителей (1), при этом нули любого сомножителя становятся нулями произведения. А для волнения амплитуда получается в аддитивном виде [3], что позволяет компенсировать влияние нулей.

Знание этих закономерностей позволяет настраивать взаимное положение системы «источник-приемник» для достижения лучших результатов.

Литература

1. Ампилов Ю.П. Сопоставление альтернативных технологий широкополосной морской сейсморазведки // Технологии сейсморазведки, № 2, 2015, с. 77–85
2. Гагельганц А.А., Серебренников Г.П. и др. Отчет по теме 105-80Н.: Совершенствование методики сейсмических исследований на мелководном шельфе (в 2-х частях). Мурманск, НИИМоргеофизика ВМНПО «Союзморгео», 1983.
3. Причетт У. Получение надежных данных сейсморазведки: Пер. с англ. – М.: Мир, 1999. – 448 с.

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЛОКАЛИЗАЦИИ ГИГАНТСКИХ ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АНОМАЛЬНОМ МАГНИТНОМ ПОЛЕ
ЯМАЛО-КАРСКОГО РЕГИОНА**

Ф.А. Ожеред, Е.С. Голов

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

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

Ямало-Карский регион (полуостров Ямал и Южно-Карское море) является самым крупным углеводородным регионом Арктики. В его пределах сосредоточены гигантские газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения (табл.1, рис.1). Ленинградское и Русановское газовые и, частично, Харасавейское газоконденсатное месторождения локализованы в акватории Карского моря. Остальные месторождения, в том числе и уникальное по запасам нефтегазоконденсатное Бованенковское месторождение, размещены на Ямале. Месторождения отличаются большим диапазоном газоносности – преимущественно сеноман-альп-аптские комплексы [2].

Таблица 1

Общая характеристика месторождений Ямало-Карского региона

№*	Месторождение	Открыто	Запасы, трлн. м ³	Фазовый состав [1]
1	Ямбургское**	1969	5,2	Нефтегазоконденсатное
2	Бованенковское	1971	4,9	Нефтегазоконденсатное
3	Ленинградское	1992	3	Газовое
4	Русановское	1992	3	Газовое
5	Арктическое	1968	2,7	Нефтегазоконденсатное
6	Тамбейские	1974/1983	1,9	Газоконденсатное
7	Харасавейское	1974	1,9	Газоконденсатное
8	Крузенштерновское	1976	2,0	Газоконденсатное

*Номер месторождения на рис.1 **Относится к Уренгойской группе

Сравнительный анализ карты аномального магнитного поля Ямало-Карского региона (ВСЕГЕИ, 1995) и плана расположения месторождений (рис.1) позволил выявить следующие закономерности.

Месторождения углеводородов (УВ) локализованы в зоне положительных аномалий магнитного поля северо-западного (СЗ) простирания. Интенсивность этих аномалий возрастает в СВ направлении и на ЮВ. Ямал-Карская зона магнитных аномалий является продолжением близкой по структуре зоне магнитных аномалий севера Западно-Сибирского бассейна [3], в пределах которой локализованы уникальные Уренгойское и Ямбургское (рис.1) нефтегазоконденсатные

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

месторождения, входящие в тройку самых больших по запасам газовых месторождений мира. Магнитные аномалии Уренгойско-Ямбургского района обусловлены магнитными неоднородностями в доюрском фундаменте, прежде всего базальтоидами триасового рифтогенеза [3], что можно предположить и для положительных аномалий Ямало-Карской магнитной зоны. То есть, по геофизическим данным месторождения УВ Ямало-Карского региона контролируются рифтогенными структурами.

Пространственно месторождения УВ Ямало-Карского региона тяготеют к положительным аномалиям магнитного поля, хотя им самим соответствуют отрицательные магнитные аномалии (рис.1), что указывает на их «обрамляющее» положение относительно рифтов. Ближе всего к положительным аномалиям размещены нефтегазоконденсатные месторождения, наиболее удалены – газовые. Увеличение частоты появления и интенсивности положительных аномалий Ямало-Карской магнитной зоны на юго-восток согласуется с изменением фазового состава месторождений: газ – газоконденсат – нефтегазоконденсат.

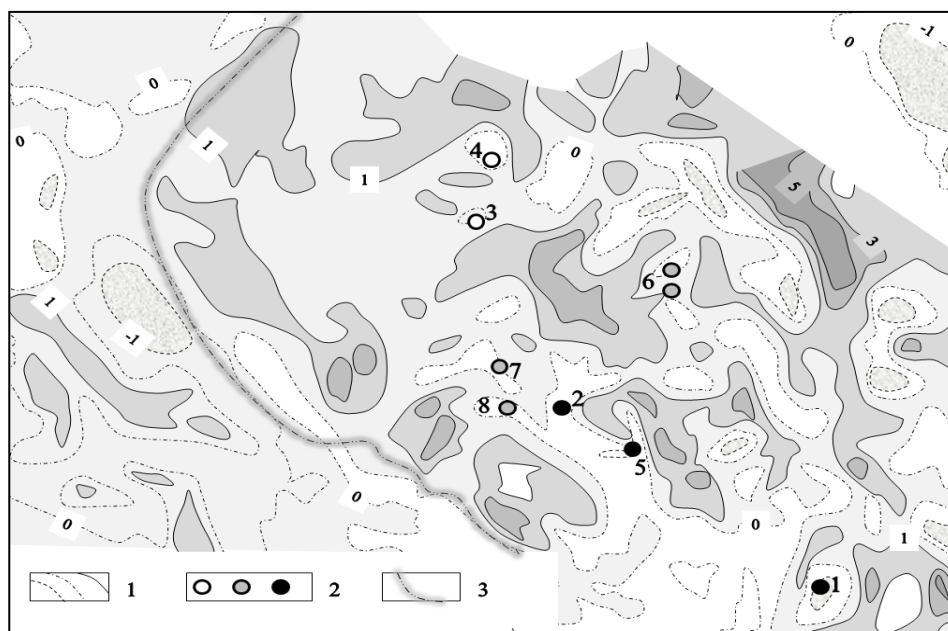


Рис. 1. Карта аномального магнитного поля Ямало-Карского региона с расположением гигантских газовых месторождений.

1 – изолинии (ΔT)а в мЭ: отрицательные, нулевая, положительные; 2 – месторождения газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные (наименование месторождений в табл.); 3 – западная граница Карского моря

Месторождения Ямало-Карского региона вместе с магнитными аномалиями в целом образуют гигантскую концентрическую структуру, слегка вытянутую и ассиметричную в СЗ направлении и открытую на юго-востоке, вблизи Ямбурга с его кольцевой магнитной аномалией (рис.1). Вся концентрическая Ямало-Карская структура соответствует понижению гравитационного поля в среднем на 10 мГл, в юго-восточной части – до 20 и больше, что указывает на значительное разуплотнение здесь литосферы. Аналогичная концентрическая геомагнитная структура, но вытянутая в субмеридиональном направлении, вмещает уникальные Уренгойское, Ямбургское и Медвежье месторождения УВ [3], в кольцевых рифтогенных структурах локализованы месторождения УВ Северного моря [4].

Литература

1. Астафьев Д.А., Скоробогатов В.А. Тектонический контроль газонефтеносности полуострова Ямал //Геология нефти и газа. – 2006. №2. – С.20-29.
2. Газоконденсатные месторождения [Электронный ресурс]. // Электронный журнал «Вокруг газа» – URL: <http://www.trubagaz.ru/gkm/>.
3. Номоконова Г.Г., Расковалов Д.Ю., Серов В.В. О закономерностях и причинах отражения месторождений углеводородов в региональном магнитном поле Западной Сибири //Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири.- Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – С. 213-219.
4. Смирнова М.Н. Нефтегазоносные кольцевые структуры – каналы миграции углеводородных флюидов //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2002, № 5.- С. 20-27.

ПРОБЛЕМЫ ИЗУЧЕННОСТИ АРКТИКИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫМИ РАБОТАМИ

М.П. Рожина

Научный руководитель профессор М.М. Немирович-Данченко

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

Принципиальные отличия морской сейсморазведки обусловлены водной средой, в которой происходит возбуждение, формирование и регистрация сейсмических волновых полей. Вся необходимая для этих целей аппаратура и оборудование размещаются на специализированных геофизических судах. Но на мелководье (глубина Н до 20 метров), на предельном мелководье (Н порядка 5-6 м) и в транзитных прибрежных зонах (0-2 м) требуется применение специальной, подчас высокотехнологичной, техники и аппаратуры.

Транзитные зоны даже на хорошо изученных территориях часто представляют собой белые пятна. Это связано с повышенной сложностью проведения работ. Традиционное оборудование и техника, особенно для глубин 0-2 м, не применимы, так как мелководье не позволяет (уже) подойти ни судам, ни (еще) сухопутным средствам. Поэтому требуется специальное оборудование, которое не у каждой компании есть в распоряжении. Кроме этого, буровзрывная технология порой не применима, особенно в последнее время, в связи с ужесточением экологических нормативов. А традиционные источники типа airgun (пневмопушка) имеют свои ограничения по эффективности работы на сверхмалой глубине воды.

Именно этими особенностями транзитных зон, в основном, и обусловлена неравномерная изученность Арктического шельфа РФ (рис. 1). На площади шельфа России выполнено около 1080 тыс. км сейсмопрофилей с низкой плотностью сейсмических наблюдений и чуть более 5700 км² 3D-сейсморазведки [4]. Транзитное мелководье Арктики составляет 526 тыс. км² и является самой неизученной частью этого региона. Затраты на ГРП в транзитных зонах выше аналогичных работ в открытом море в 2–3 раза.

Поэтому ведущие геофизические компании разрабатывают как специальную аппаратуру, так и специализированную технологию для работ на мелководье и в транзитных зонах. Так, европейская геофизическая компания WesternGeco (Geco-Prakla, ранее немецкая фирма «Prakla-Seismos AG») [2] применяет традиционную

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

технологии работ с использованием одного судна, на котором располагается весь аппаратный комплекс. Используется фланговая система наблюдений с автоматическими регуляторами глубины. Информация регистрируется цифровой бортовой сейсмостанцией.

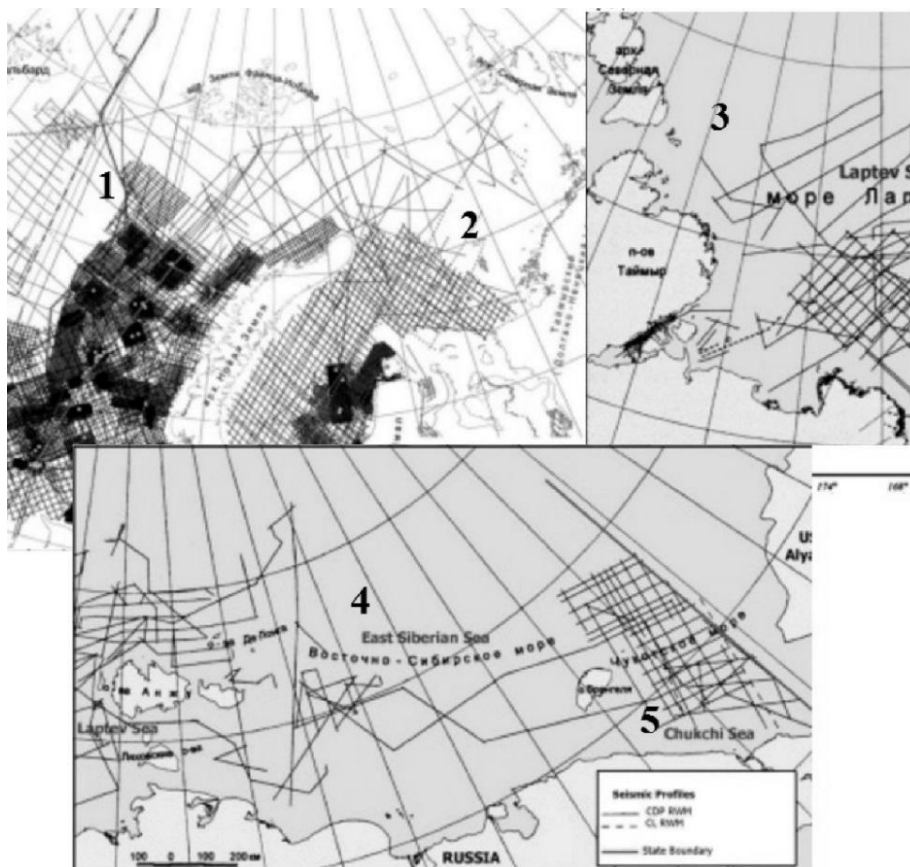


Рис. 1. Изученность арктического шельфа сейсморазведкой. Цифрами обозначены моря 1 – Баренцево, 2 – Карское, 3 – Лаптевых, 4 – Восточно-Сибирское, 5 – Чукотское.

При глубине моря от 2-3 м до 0.7-1.0 м, фирма Geco-Prakla применяет двухсудовую технологию сейсморазведочных работ с использованием донной косы и пневматического источника, установленного на специальном самоходном переоборудованном понтоне (осадка 0.3-0.4 м).

При глубине моря менее 0.7-1.0 м, а также в переходной зоне «суша-море» данная фирма использует суда на воздушной подушке, при этом в качестве взрывных источников возбуждения до недавнего времени нередко применялись детонирующие шнуры «Cortex», «Aquaflex», взрывы конденсированных ВВ.

В интервале глубин моря от 1.5 до 5 м работы выполнялись по старт-стопной технологии при этом на переходах донная аналоговая коса, снабженная антиабразивным защитным покрытием, движется вдоль дна, а в момент остановки опускается полностью на дно. Для регистрации данных использовалась 24/48-канальная цифровая сейсмостанция SN-338, привязка осуществлялась специально разработанной радионавигационной системой.

Очевидно, что помимо описанных технологий существует значительное число иных аппаратных разработок и методологических приемов [1, 3]. Отдельно следует подчеркнуть, что основу изученности в относительно простых условиях глубин 20 м и более составляют специализированные суда, например, фирмы PGS. Однако принятая схема распределения шельфовых лицензий не позволяет

использовать такой удобный инструмент как мультиклиентскую съемку при геофизических работах. Такой подход позволял бы сервисным компаниям за свои средства и на свой риск проводить работы, а затем многократно продавать полученные данные всем заинтересованным компаниям.

Литература

1. CGG: Equipment [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cgg.com/>
2. Seismic Acquisition | Schlumberger [Электронный ресурс]. URL: http://www.slb.com/services/seismic/seismic_acquisition.aspx
3. Ампилов Ю.П. Сейсморазведка на российском шельфе // Offshore Russia. — 2015. — № 2. — С. 26–33.
4. Еремин Н. А., Кондратюк А. Т., Еремин А. Н. Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. — 2010. — № 1. — С. 1-11.

ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ И ШЕЛЬФОВЫХ ТЕРРИТОРИЙ АРКТИКИ ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ

С.С. Степанова, М.С. Кириллина, Е.С. Плотникова, М.Н. Сибгатуллин

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

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

Изучение акваторий и континентальной части Арктики уходит к началу XX века, когда под руководством академика В.И. Вернадского в 1915 году была создана Комиссия по изучению природных ресурсов. В 20-е годы здесь были открыты и частично осваивались месторождения угля, алмазов, цветных и благородных металлов. Арктические окраины России представляют собой часть огромного осадочного супербассейна, где уже открыты гигантские по запасам углеводородов месторождения, такие как Русановское и Ленинградской в Карском море, Штокмановское – в Баренцовом. Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» приоритетным является реализация инновационных капиталоемких энергетических проектов, связанных, в том числе и с территорией Арктики. При проектировании комплекса поисково-разведочных работ предлагается включать геотермию [2], как относительно недорогой, но наукоемкий метод косвенной оценки перспектив нефтегазоносности.

На акватории Баренцева моря геотермические исследования проводились в 90-х годах прошлого столетия сотрудниками Геологического института КНЦ РАН с целью оценки нефтегазоносности структур. Исследования проводились высокоточным измерением температур донных осадков с последующим расчетом геотермического градиента и теплового потока. В результате исследования установлена связь между повышенными значениями теплового потока и локальными залежами углеводородов. Позже, работы по изучению Арктического шельфа, континентального склона и смежных акваторий Северной Атлантики западнее архипелага Шпицберген проводились в 2007-2008 годах в рамках научной программы РАН «Геологическая история и литосфера полярных районов» группа ученых из Геологического института РАН [2]. Измерение теплового потока проводилось зондом «Геос-М» (рис. 1) с борта судна «Академик Николай Страхов».



Рис. 1. Научное судно «Академик Николай Страхов» и спуск зонда «Геос-М»

В результате выполненных исследований построены карты геотемпературного поля на глубине 4 км (рис. 2). Показано положение скважин, пробуренных на этой территории. Было установлено, что практически все скважины, в которых получены притоки углеводородов, располагаются в пределах температур, соответствующих главной зоне нефтеобразования и нижней зоне газообразования (110-180 °С).

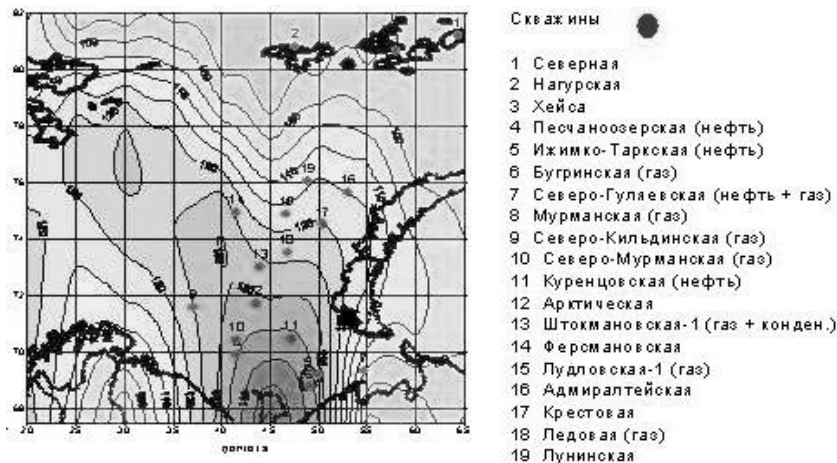


Рис. 2. Модель распространения тепла в пределах Баренцева моря с положением глубоких скважин

Решение задач прогнозирования перспектив нефтегазоносности для глубокозалегающих горизонтов выполняется так же и с применением палеотемпературного бассейнового моделирования. Одним из основных факторов, определяющих термический режим материнских отложений и интенсивность нефтегенерации, является плотность глубинного теплового потока. Определение теплового потока из основания выполняется решением обратной задачи геотермии. При этом используются температуры, измеренные в глубоких скважинах и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита. Решением прямой задачи геотермии восстанавливается термическая история нефтематеринских отложений и по геотемпературному критерию выделяются очаги

интенсивной генерации на все времена существования условий главной зоны нефтеобразования. С учетом времени существования и площади распространения очагов интенсивной генерации нефти рассчитывается коэффициент относительной плотности ресурсов баженовских или тогурских нефтей. Это позволяет ранжировать территория исследования по степени перспективности. Такие исследования выполнены для Южно-Ямального геоблока в пределах континентальных арктических широт Исаевым В.И. и Поповым С.А. с применением программного пакета ТеплоDialog [1].

Таким образом, геотермия является разведочным геофизическим методом, а включение геотермических работ в комплекс поиско-разведочных исследований является обоснованным при разведке нефтяных месторождений.

Литература

1. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 104–110.
2. Хуторской М.Д. Геотермия арктических морей / Хуторской М.Д., Ахметзянов В.Р., Ермаков А.В. и др.; Отв. ред. Ю.Г. Леонов. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.

ПОЗДНЕЗОЦЕНОВАЯ РЕГРЕССИЯ КАК ФАКТОР ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО ЯМАЛА)

В.В. Стоцкий, А.А. Искоркина

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

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

Постановка задачи. Юрский комплекс Ямальской нефтегазоносной области (НГО), включая баженовскую сланцевую формацию, – один из главных объектов потенциального прироста запасов УВ Западно-Сибирской НГП [2].

Осадочный мезозойско-кайнозойский чехол территории исследования начинает формироваться в ранней юре (табл. 1). Осадконакопление происходит без видимых перерывов. Во времена бореальных трансгрессий формируется глинистая толща китербютская (J_1kt), обладающая нефтематеринским потенциалом. К концу волжского века трансгрессия моря расширяется, идет накопление баженовской свиты (J_3+K_2bg), обогащенной органическим веществом.

Начиная с апт-сеномана, морской режим господствует до начала эоцена. Раскрытие котловины Арктического бассейна приводит к смене знака вертикальных тектонических движений и наступает позднеэоценовая регрессия. Анализ мощностей палеоген-неогена [3] показывает, что отложения люлинвора (ирбита) в кровле подверглись денудации. При этом размытый слой мог составить порядка 700 м.

По нашим расчетам, приводимым ниже, накопление шло до середины миоцена на протяжении 31,9 млн. лет (нюрольская, тавдинская, атлымская, новомихайловская, туртасская, абросимовская свиты) в объеме 535 м, и за 4 млн. лет в раннебищеульское время эти отложения были размыты.

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

Таблица 1

Описание седиментационной истории (скважина Арктическая 11)

Свита, толща (стратиграфия)	Возраст, млн. лет назад	Время, млн. лет	Мощность (1 вариант), м	Мощность (2 вариант), м
Квартер+плиоцен Q- P ₂	0-4.1	4.1	280	280
N ₁₋₂	4.1-5.4	1.3	-113	-
Новопортовская N ₁₋₂	5.4-8.4	3	50	-
Таволжинская N ₁	8.4-12.5	4.1	25	-
Бищеульская bsch N ₁	12.5-14.5	2	38	-
N ₁	14.5-18.5	4	-535	-
Абросимовская N ₁	18.5-23.0	4.5	25	-
Туртасская tur P ₃	23.0-28.0	5	90	-
Новомихайловская nvm P ₃	28.0-30.0	2	70	-
Атлымская atl P ₃	30.0-34.0	4	100	-
Тавдинская tv P ₂	34.0-42.6	8.6	150	-
Нюрольская nl P ₂	42.6-50.4	7.8	100	-
Ирбитская (люлинворская) P ₂ ir	50.4-55.0	4.6	20	20
Серовская P ₁ sr	55.0-58.0	3	43	43
Тибейсалинская P ₁ tb	58.0-63.7	5.7	120	120
Ганькинская K ₂ +P ₁ gn	63.7-73.0	9.3	40	40
Березовская K ₂ b	73.0-89.0	16	136	136
Кузнецовская K ₂ kz	89.0-92.0	3	31	31
Марресалинская K ₂ -K ₁ mr	92.0-102.0	10	550	550
Яронгская K ₁ jar	102-108.5	6.5	690	690
Танопчинская K ₁ tn	108.5-133.2	24.7	353	353
Ахская K ₁ ah	133.2-142.7	9.5	529	529
Баженовская J ₃ +K ₂ bg	142.7-149.3	6.6	16	16
Нурминская J ₂ nr	149.3-161.7	12.4	65	65
Малышевская J ₂ ml	161.7-171.0	9.3	95	95
Леонтьевская J ₂ ln	171.0-173.0	2	130	130
Вымская J ₂ vm	173.0-175.0	2	127	127
Лайдинская J ₂ ld	175.0-177.0	2	75	75
Надояхская J ₁ +J ₂ nd	177.0-182.5	5.5	95	95
Китербютская (тогурская) J ₁ kt	182.5-184.0	1.5	39	39
Шараповская J ₁ shr	184.0-186.0	2	50	50
Левинская J ₁ lv	186.0-186.7	0.7	140	140
Мощность разреза, м			3624	3624

Ингрессиям бореального моря в среднем миоцене-раннем плиоцене, с конца бищеульского времени и до конца новопортовского, обязаны накопления осадков толщиной 113 м, которые, в последующий этап положительных тектонических движений за 1,3 млн. лет денудированы. С началом позднего миоцена идет накопление плиоцен четвертичных озерно-аллювиальных осадков (табл. 1).

Цель наших исследований – оценить влияние позднеэоценовой регрессии на геотермический режим китербютских (тогурских) и баженовских потенциально нефтематеринских отложений на примере Арктического месторождения.

Методика и результаты исследований. Моделирование геотермического режима осадочного разреза [1] выполнено для скважины 11 (табл. 1). Оценка выполняется на основе анализа результатов палеотемпературных реконструкций 2-х вариантов:

- *1-й вариант* – учет накопления нюрольской, тавдинской, атлымской, новомихайловской, туртасской и абросимовской свит, а затем – основная позднеэоценовая регрессия;

- *2-й вариант* – без учета эрозионных процессов.

В случае учета эрозионных процессов (*1 вариант*) «невязка» результатов моделирования получена оптимальной (табл. 2). А результаты *2-го варианта* – со всей очевидностью неприемлемы.

Таблица 2

Сопоставление измеренных и расчетных геотемпературных параметров

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Способ измерения	Расчетные, 1 вариант, °С		Расчетные, 2 вариант, °С	
			Значение	Разница	Значение	Разница
2000	100	по ОСВ*	99	-1	80	-20
2500	120	по ОСВ	117	-3	99	-21
3533	125	пластовые	126	+1	136	+11
3560	126	пластовые	127	+1	138	+12
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С			±2		±16	
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²			56.4		60.8	
Палеотемпературный максимум ГФН** баженовской свиты, °С			128		110	
Палеотемпературный максимум ГФН китербютской (тогурской) свиты, °С			149		133	

Примечание: * – геотемпературы, определенные по отражательной способности витринита; ** – главная фаза нефтеобразования

Вывод. Факт позднеэоценовой регрессии обеспечивает оптимальную расчетную и наиболее «богатую» термическую историю нефтематеринских отложений.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-35-00080 мол. а.

Литература

1. Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Фомин А.Н., Старостенко В.И. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокома по плотности ресурсов

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

- сланцевой и первично-аккумулятивной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины) // Геофизический журнал. – 2016. – Т. 38. – № 3. – С. 29–51.
2. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2015. – №5. – С. 8 – 17.
 3. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кн.9: Кайнозой Западной Сибири /в 9 кн/ ИГНиГ СО РАН, СНИИГГиМС: Изд-во СО РАН, 2002. – 246 с.

Секция 6
СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО
ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМ НАДЕЖНОГО И БЕЗОПАСНОГО
ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ,
В ТОМ ЧИСЛЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО
СЕВЕРНОМУ МОРСКОМУ ПУТИ В АРКТИКЕ

П.А. Стрижак, профессор

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

Бесперебойное обеспечение энергоносителями промышленных предприятий является важнейшим фактором стабильности производственных процессов и эффективного их функционирования [3]. Возникновение новых потребителей энергоресурсов в районах, географически удалённых от централизованных энергосетей, требует поиска экономически выгодных источников энергоснабжения [1, 2]. Зачастую проблема снабжения энергоносителями удалённых промышленных предприятий решается с помощью использования автономных энергоустановок. В частности, для обеспечения функционирования вспомогательного оборудования промышленных предприятий транспортирующих углеводородное сырьё (в том числе пункты телемеханики, радиорелейные станции и т.п.) в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России успешно используют мини-ТЭС с замкнутым термодинамическим циклом пара.

Мини-ТЭС полностью автономны и автоматизированы, используют в качестве топлива транспортируемое углеводородное сырьё (природный газ), характеризуются длительными межремонтными периодами при условии эксплуатации в соответствии с требованиями завода-изготовителя [4]. Зачастую климатические условия на севере и востоке России характеризуются значительными перепадами температур наружного воздуха. Такие условия эксплуатации являются возможными причинами возникновения нерегламентированных отказов в работе мини-ТЭС, связанных, в частности, с несоответствием температуры рабочей органической жидкости, (используемой в термодинамическом цикле) данным завода-изготовителя. В связи с тем, что конструктивной особенностью рассматриваемой автономной энергоустановки является использование в качестве смазывающей подшипник вала турбины жидкости органического вещества, возвращаемого в цикл после охлаждения воздушного конденсатора, обеспечение требуемых параметров рабочей жидкости является определяющим фактором для обеспечения бесперебойной работы энергоустановки. В условиях, когда температура рабочей жидкости направляемой на смазку подшипника отличается от номинальных значений, возникает риск появления технического сбоя в работе турбогенератора мини-ТЭС. Для предупреждения возникновения нештатных ситуаций в работе рассматриваемых энергоустановок необходимо определить первопричины их возникновения, а также разработать рекомендации по снижению числа отказов в работе автономных мини-ТЭС по причине несоответствия условий эксплуатации требованиям завода-изготовителя.

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

Для решения проблемы возникновения отказов в работе автономных мини-ТЭС при эксплуатации в климатических условиях севера и востока России была разработана численная модель, позволяющая прогнозировать нештатные режимы работы энергоустановки в широком диапазоне условий внешней среды (температура окружающего воздуха) и внутренних условий эксплуатации (мощность, вырабатываемая мини-ТЭС) [5]. Разработанная математическая модель [5] включала уравнения энергии для паров рабочего вещества, уравнения теплопроводности для плёнки конденсата и стенки трубки, уравнения диффузии, движения, неразрывности и состояния паров рабочего вещества. Система нестационарных дифференциальных уравнений с соответствующими начальными и граничными условиями решена методом конечных разностей с использованием неявной четырёхточечной разностной схемы.

Результаты применения разработанной прогностической модели [5] позволяют сделать следующие выводы:

- 1) основным параметром, существенно влияющим на выходную температуру рабочего потока из трубки конденсаторной установки, являются температура окружающей среды и электрическая мощность, а так же начальная температура рабочего вещества на входе в конденсатор;
- 2) при высоких значениях температур наружного воздуха надёжность работы автономной энергоустановки снижается вследствие малой эффективности способа дополнительной интенсификации теплообмена за счёт применения вентилятора для обдува внешних поверхностей трубок конденсатора; существенно большей эффективности охлаждения можно достичь при использовании систем водяного охлаждения поверхностей трубок конденсатора;
- 3) большая вероятность превышения температуры рабочего вещества на участке смазывания подшипников скольжения обусловлена широким диапазоном температур наружного воздуха при различной мощности энергоустановки (по данным завода-изготовителя, температура рабочего вещества на входе в зону смазывания подшипника скольжения не должна превышать 300 К).

Полученные результаты позволяют определить необходимые и достаточные условия безаварийной эксплуатации подшипников скольжения турбогенератора мини-ТЭС.

В случае эксплуатации энергоустановок на номинальных параметрах (3000 Вт и 4000 Вт) повышается вероятность возникновения нештатных ситуаций, связанных с остановом энергоустановок в условиях диапазонов температур наружного воздуха от 283 К и выше и 253 К и выше, соответственно.

Увеличение площади теплообмена между рабочим веществом и наружным воздухом позволит добиться оптимальной температуры рабочего потока на выходе из конденсатора, что обеспечит уменьшение количества технических происшествий связанных с “механической неисправностью турбоагрегата”.

Литература

1. Кононенко, П.И. Малая энергетика – первооснова больших свершений / П.И. Кононенко, В.Г. Михайлуц, А.Е. Беззубцев-Кондаков // Энергетик. – 2007. – № 3. – С. 43 – 44.
2. Ливинский, А.П. Пути решения проблем автономного энергоснабжения потребителей удалённых регионов России / А.П. Ливинский, И.Я. Редько // Энергетик. – 2010. – № 4. – С. 22 – 26.

3. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года // Утверждена распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234.
4. Eps operation & maintenance manual (powered by CCVT) / ORMAT SYSTEMS LTD. 2006. – part 2. – 600 p.
5. Piskunov M.V., Voytkov I.S., Vysokomornaya O.V., Vysokomorny V.S. Operation reliability analysis of independent power plants of gastransmission system distant production facilities // EPJ Web of Conferences – 2015 – Vol. 82. – Article number 01011.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЦЕССА ТУШЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ ВОДЯНЫМИ ОГNETУШАЩИМИ СОСТАВАМИ

Д.В. Антонов

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

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

Для использования воды при ликвидации возгораний органических горючих жидкостей необходимо обеспечить полное испарение тушащего состава над поверхностью топлива и создание в этой области парового облака, вытесняющего кислород из зоны пламени. В качестве альтернативы распылению воды до мелкодисперсного состояния с целью повышения интенсивности испарения может быть рассмотрено применение в качестве тушащего состава воды с добавлением твёрдых примесей, наличие которых изменит результирующие теплофизические свойства тушащего состава, а также внесёт специфику в механизмы тепломассопереноса при движении распылённого потока в среде высокотемпературных продуктов сгорания нефти и нефтепродуктов. Представляет интерес количественная оценка характеристик тушения модельных очагов пламени горючих жидкостей огнетушащими составами на основе воды с твёрдыми примесями для анализа эффективности и выбора оптимальных параметров жидкостного потока для ликвидации пламени.

При проведении исследований использован экспериментальный стенд, по основным своим элементам аналогичен использованному в работе [2]. Исследования проводились с использованием панорамных оптических методов визуализации и диагностики гетерогенных потоков Particle Image Velocimetry (PIV) [5], Particle Tracking Velocimetry (PTV) [4], Stereoscopic Particle Image Velocimetry (Stereo PIV) [4] и Shadow Photography (SP) [1]. В качестве тушащего состава применялись водный раствор NaCl размерами частиц около 100 мкм, а также суспензия на основе воды с частицами глины (размеры частиц менее 10 мкм). Относительная массовая концентрация соли в растворе менялась в диапазоне $\gamma_{\text{NaCl}}=1-5\%$, массовая концентрация частиц глины в суспензии $\gamma_{\text{clay}}=0,1-1\%$.

В результате проведения экспериментальных исследований установлены характерные времена подавления пламени модельных очагов пожара t_e . На рис. 1, а представлены зависимости характерного времени тушения t_e горючих жидкостей раствором хлорида натрия от концентрации γ_{NaCl} .

**СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ.
СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ
АРКТИКИ**

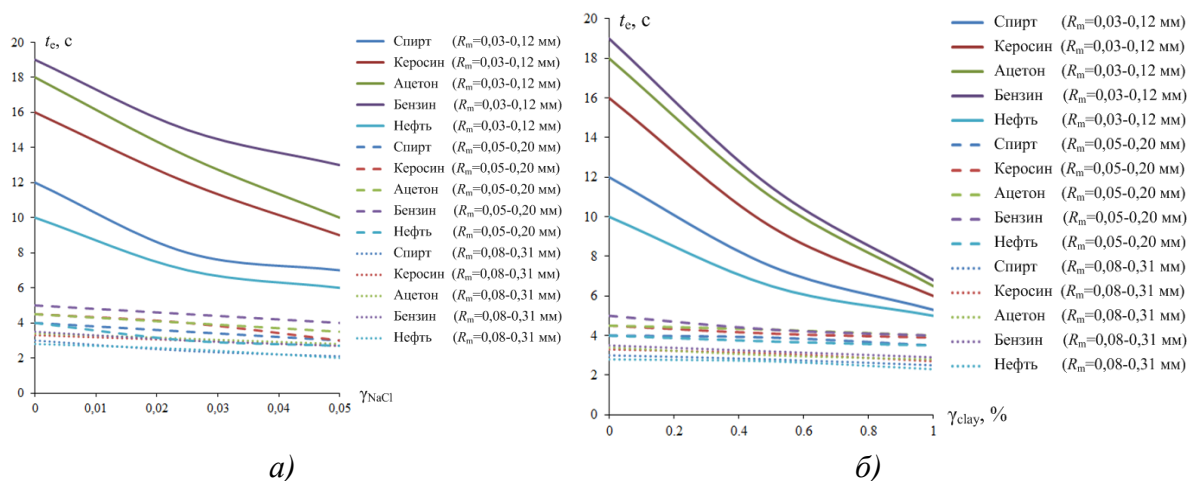


Рис. 1. Зависимость характерных времён тушения t_e типичных горючих веществ от величины массовой концентрации соли γ_{NaCl} (а) и частиц глины γ_{clay} (б) для различных начальных размеров капель R_m ($U_m \approx 3,5$ м/с; $U_g \approx 0,4$ м/с)

Результаты, представленные на рис. 1, а, позволяют сделать вывод о целесообразности применения в качестве тушащего состава при подавлении пламён жидких топлив и органических горючих жидкостей водного раствора NaCl. Наиболее выраженный эффект снижения характерных времён при добавлении в воду хлорида натрия t_e был получен в условиях формирования жидкостного потока с относительно крупными каплями ($R_m=0.08–0.31$ мм). При использовании настроек распылителя, позволяющих формировать поток меньшей дисперсности ($R_m=0.05–0.20$ мм и $R_m=0.03–0.12$ мм) влияние увеличения концентрации NaCl в тушащем составе не столь значительно. Интенсификацию процессов теплопереноса (прогрева и испарения капель водного раствора NaCl) можно объяснить изменением теплофизических свойств тушащего состава по сравнению с водой без примесей.

На рис. 1, б представлены результаты экспериментов по тушению жидких топлив и органических горючих жидкостей полидисперсным потоком суспензии на основе воды с примесью частиц глины. Значения характерных времён тушения горючих жидкостей t_e снижаются при увеличении массовой концентрации частиц глины в тушащем составе. Аналогично результатам экспериментов с применением в качестве тушащего состава водного раствора хлорида натрия, в опытах с суспензией на основе воды с примесью глины наибольшая динамика сокращения времён t_e была зафиксирована для потока с дисперсностью $R_m \approx 0,08–0,31$ мм. Необходимо отметить, что подавление модельных очагов горючих жидкостей распылённой суспензией осуществлялось за меньшие времена по сравнению с применением раствора хлорида натрия. Такой результат связан со спецификой процессов теплопереноса при движении капли, содержащей твёрдые нерастворимые частицы, в области пламени. В отличие от раствора NaCl, интенсификация испарения которого относительно воды без примесей связана с изменением теплопроводности, ускорение процессов теплопереноса в гетерогенной капле с твёрдыми нерастворимыми частицами можно объяснить тем, частицы глины благодаря своим оптическим свойствам поглощают и аккумулируют энергию излучения пламени, создавая таким образом дополнительные микроисточники нагрева внутри капли.

Результаты проведённых исследований могут быть использованы при разработке технологий тушения крупных техногенных пожаров распылёнными

огнетушащими жидкостными составами на объектах добычи, транспортировки, хранения и переработки нефти.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 14-39-00003).

Литература

7. Dehaeck S., Van Parys H., Hubin A., Van Beeck J. P. A. J. Laser marked shadowgraphy: a novel optical planar technique for the study of microbubbles and droplets // *Experiments in Fluids*. – 2009. – Vol. 47. – Iss. 2. – Pp. 333–341, doi: 10.1007/s00348-009-0668-8.
8. Dmitrienko M. A., Zhdanova A. O., Nyashina G. S. The characteristics of water droplet evaporation in the flames of various flammable liquids // *MATEC Web of Conferences*. – 2015. – Vol. 23. – Article number 01066, doi 10.1051/mateconf/20152301066.
9. Foucaut J. M., Stanislas M. Some considerations on the accuracy and frequency response of some derivative filters applied to particle image velocimetry vector fields // *Measurement Science and Technology*. – 2002. – Vol. 13. – Pp. 1058–1071.
10. Kreizer M., Ratner D., Liberzon A. Real time image processing for particle tracking velocimetry // *Experiments in Fluids*. – 2010. Vol. 48. – Pp. 105–110.
11. Stepanov E. Yu., Maslov V. P., Zakharov D. L. A stereo PIV system for measuring the velocity vector in complex gas flows // *Measurement Techniques*. – 2009. – Vol. 52. – No. 6. – Pp. 626–631, doi: 10.1007/s11018-009-9318-z.

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В ГЕОЛОГИИ ПРИ ОСВОЕНИИ АРКТИКИ

Ю.К. Атрошенко

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

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

Введение

Сегодня Арктика является одним из перспективных направления освоения с целью развития добычи природных ресурсов. Арктика представляет собой богатейший регион по количеству энергетических ресурсов, в том числе по запасам нефти. Развитие Арктики в России сегодня является одним из приоритетных направлений, однако, его реализация требует значительных объемов инвестиций. Это связано, прежде всего, с необходимостью реализации комплексного и системного подхода к вопросам освоения Арктики. Развитие арктических регионов затрудняется относительно слабо развитой инфраструктурой, что обуславливает важность целенаправленного освоения региона [1, 3]. Процесс освоения связан с использованием высокотехнологичной техники и машин, выполнения сложных технологических процессов. Качество и безопасность технологических процессов в значительной степени определяется метрологическим обеспечением [2, 4].

Постановка задачи

Погрешность измерения температуры с помощью информационно-измерительных систем, включающих n измерительных устройств, определяется выражением:

**СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ.
СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ
АРКТИКИ**

$$\gamma_{ис} = \sqrt{\lambda_1^2 + \lambda_2^2 + \lambda_3^2 + \dots + \lambda_n^2}, \quad (1)$$

где γ_i – приведенная погрешность измерения i -м измерительным устройством системы.

На рисунке 1 приведены структурные схемы типовых измерительных систем температуры.

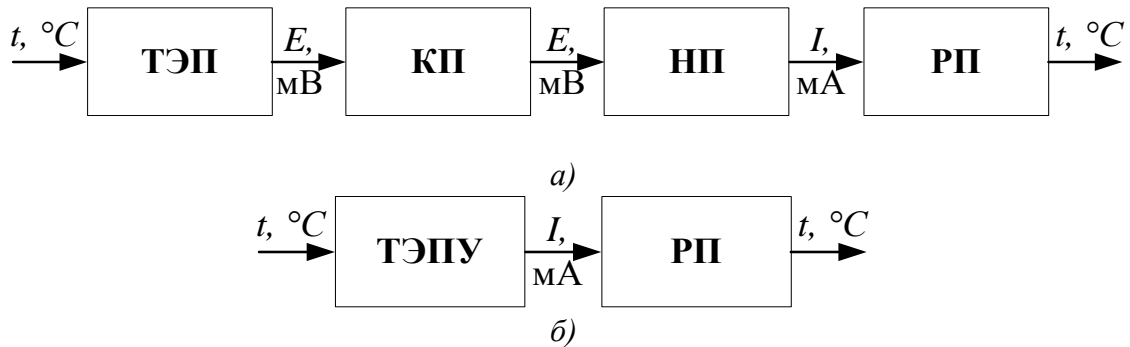


Рис.1. Структурные схемы измерительных систем температуры: ТЭП – термоэлектрический преобразователь; КП – компенсационные провода; 3 – нормирующий преобразователь; РП – регистрирующий прибор; ТЭПУ – термоэлектрический преобразователь с унифицированным выходным сигналом

При фиксированных значениях погрешности регистрирующего и передающего оборудования точность измерения температуры с помощью системы будет определяться показателями погрешности первичных датчиков – термоэлектрических преобразователей.

В случае поверхностных измерений определяющее влияние на погрешность измерения температуры будет иметь контакт датчика с объектом измерения [4].

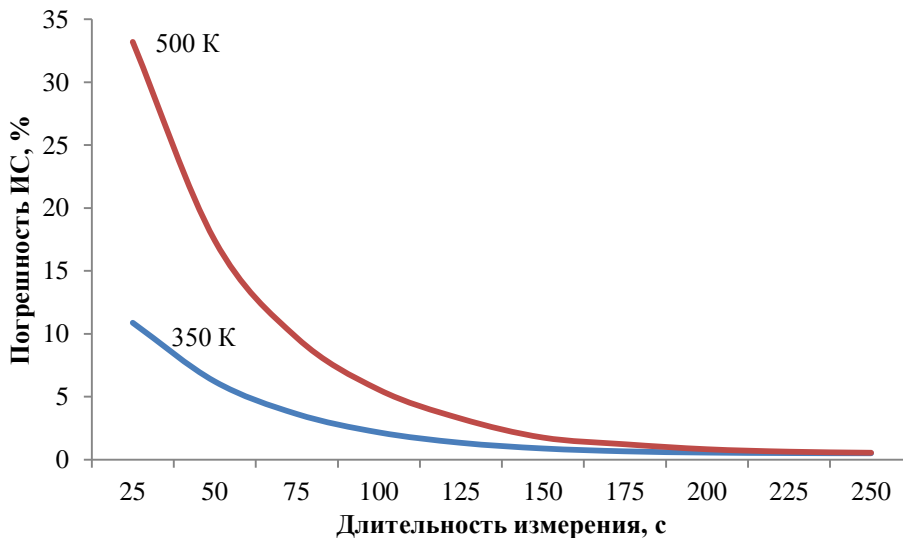


Рис.2. Зависимость погрешности измерения температуры измерительными системами

Результаты исследований и их обсуждение

На основе результатов исследований определены погрешности измерения температуры измерительными системами, включающими термоэлектрический преобразователь с унифицированным выходным сигналом и регистрирующий

преобразователь класса точности 0,25. Видно (рис. 2), что обоснованный выбор длительности выполнения измерения в условиях наличия воздушного зазора позволяет получить требуемый уровень точности измерений температуры.

Заключение

Проанализированы схемы измерительных систем температуры, используемых в системах контроля и управления процессами, выполнен расчет погрешности измерительных систем в условиях наличия воздушного зазора между объектом измерения и первичным преобразователем.

Литература

1. Игумнова Т.Н., Корелкин А.Ю. Инвестиции в Арктику: планы и перспективы // Вопросы образования и науки: теоретический и методический аспекты: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции, Том 3. – 2015. – 164 с.
2. Кочарян С.А., Пронин А.Н. Особенности и современное состояние обеспечения единства гидрологических измерений // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Метрология гидроакустических измерений». – 2013. – С. 174–196.
3. Селин В.С., Российская Арктика: современные проблемы и перспективы развития // Журнал экономических реформ. – 2014. – № 3 (15). – С. 134-144.
4. Atroshenko Y.K., Strizhak P.A., Yashutina O.S. Determination of Necessary Time of Measurements of Surface Thermocouple Depending on Conditions of Technological Process // EPJ Web of Conferences. – 2014. – 01061.

НЕОБХОДИМЫЕ И ДОСТАТОЧНЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДШИПНИКОВ СКОЛЬЖЕНИЯ АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК ТИПА ORMAT В СУРОВЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

А.С. Бек

Научный руководитель инженер-исследователь О.В. Высокоморная

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

Энергообеспечение промышленных предприятий является важнейшим фактором бесперебойного и эффективного их функционирования [4]. Основной проблемой при введении новых энергопотребителей в удаленных от централизованной энергосистемы районах, является поиск экономически выгодного источника энергоснабжения [2, 3]. Зачастую проблема снабжения энергией удалённых промышленных объектов решается с применением автономных энергоисточников. В частности, для обеспечения функционирования вспомогательного оборудования (крановые узлы, пункты телемеханики и др.) магистральных газопроводов в России успешно используются мини-ТЭС малой мощности с замкнутым термодинамическим циклом. Однако их эксплуатации в суровых климатических условиях характеризуются значительными перепадами температур воздуха, что может привести к нерегламентированным отказам в работе мини-ТЭС (тепловых электрических станций), связанных, в частности, с несоответствием температуры рабочего вещества (органическая жидкость), используемого в термодинамическом цикле, проектным значениям. Указанное несоответствие зачастую является причиной отказа мини-ТЭС вследствие высокой

**СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ.
СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ
АРКТИКИ**

температуры на выходе из воздушного конденсатора [1, 6]. Кроме того, конструкция рассматриваемого автономного источника энергоснабжения предусматривает использование в качестве смазывающей подшипник вала турбины жидкости органическое рабочее вещество, возвращаемое в цикл после охлаждения в конденсаторе. В условиях, когда температура направляемой на смазку подшипника жидкости превышает регламентные значения [5], возникает риск возникновения сбоя в работе турбогенератора установки. Для предупреждения возникновения нештатных ситуаций необходимо оценить условия их возникновения, а также разработать рекомендации для снижения числа отказов в работе автономных мини-ТЭС по причине несоответствия условий эксплуатации регламенту завода-изготовителя. Цель работы – проведение численных исследований для определения параметров рабочего вещества мини-ТЭС на стадии смазывания подшипника скольжения турбогенератора при эксплуатации в климатических условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока России.

Физическая и математическая постановки решаемой задачи тепломассопереноса представлены в работах [1, 6]. Принималось, что рабочее вещество в парообразном состоянии из турбины поступает в воздушные конденсатор, где происходит теплоотвод через стенки труб к окружающему воздуху. Затем теплоноситель в виде конденсата направляется в парогенератор для нагрева и испарения, попутно проходя подшипник скольжения турбогенератора и смазывая его. Математическая модель, описывающая процесс конденсации рабочего вещества, включала уравнения энергии для паров рабочего вещества, уравнения теплопроводности для плёнки конденсата и стенки трубки, уравнения диффузии, движения, неразрывности и состояния паров рабочего вещества. Система нестационарных дифференциальных уравнений с соответствующими начальными и граничными условиями решалась методом конечных разностей с использованием неявной четырёхточечной разностной схемы [1, 6].

С использованием представленной в [1, 6] модели получены значения температуры рабочего вещества на участке смазывания подшипников мини-ТЭС T_{output} при различных значениях температуры наружного воздуха T_{out} , а также при различных температурах рабочего вещества на входе в конденсатор T_{input} , соответствующих мощности энергоустановки (табл. 1).

Таблица 1

Зависимость температуры рабочего вещества на участке смазывания подшипника T_{output} (К) от температуры наружного воздуха T_{out} при разных значениях температуры на входе в конденсатор T_{input}

T_{input}, K $P, Вт$	T_{out}, K							
	243	253	263	273	283	293	303	313
405 1000	294,46	295,69	296,26	295,58	294,69	296,50	304,12	313,85
426 2000	309,54	312,74	315,19	316,64	316,81	316,35	315,18	316,86
437 3000	315,97	319,95	323,78	325,91	327,23	327,89	327,21	326,00
449 4000	323,05	327,34	331,63	334,64	337,65	340,67	343,68	346,70

Согласно данным завода-изготовителя [5], температура рабочего вещества на входе в зону смазывания подшипника скольжения должны быть не выше 345 К.

Результаты численного моделирования позволяют сделать вывод, что условия превышения данного параметра создаются в большом диапазоне условий эксплуатации и варьирования мощности, что требует разработки конструкторских решений во избежание снижения эффективности функционирования газопровода.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ 14-08-00057. Разработка численной модели конденсации рабочего вещества выполнена при финансовой поддержке стипендии Президента РФ СП-1350.2015.1.

Литература

12. Высокоморная О.В., Высокоморный В.С., Стрижак П.А. Оценка влияния конструкции конденсаторных установок автономных источников энергоснабжения на надёжность их работы // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2014 – № 1. – С. 25 - 30.
13. Кононенко, П.И. Малая энергетика – первооснова больших свершений / П.И. Кононенко, В.Г. Михайлуц, А.Е. Беззубцев-Кондаков // Энергетик. – 2007. – № 3. – С. 43 – 44.
14. Ливинский, А.П. Пути решения проблем автономного энергоснабжения потребителей удалённых регионов России / А.П. Ливинский, И.Я. Редько // Энергетик. – 2010. – № 4. – С. 22 – 26.
15. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года // Утверждена распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234.
16. Eps operation & maintenance manual (powered by CCVT) / ORMAT SYSTEMS LTD. 2006. – part 2. – 600 p.
17. Piskunov M.V., Voytkov I.S., Vysokomornaya O.V., Vysokomorny V.S. Operation reliability analysis of independent power plants of gastransmission system distant production facilities // EPJ Web of Conferences – 2015 – Vol. 82. – Article number 01011.

ИСПАРЕНИЕ ГРАФИТОВЫХ СУСПЕНЗИЙ ПРИ НАГРЕВЕ В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ГАЗОВОЙ СРЕДЕ

А.Г. Борисова, М.В. Пискунов, К.А. Рыбацкий

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

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

Введение

Различные примеси и добавки в жидкостях способствуют улучшению их теплофизических свойств [2]. Этот эффект позволяет достигать большей производительности и эффективности рабочих жидкостей.

Для исследования эффектов интенсификации теплообмена жидкости с какой-либо средой за счет добавления различных примесей важным является изучение процессов фазовых превращений на границах раздела сред «твердая частица – жидкость». Целесообразным является проведение исследований указанных процессов при высоких температурах, а анализ и обработка полученных результатов позволит дополнить существующие гетерогенные высокотемпературные технологии (например, [1]).

Целью данной работы является экспериментальное исследование влияния добавления включений графита различных размеров в капли воды на процесс интенсификации их испарения.

**СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ.
СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ
АРКТИКИ**

Экспериментальный стенд и методы исследований

Эксперименты выполнены на стенде, схема которого изображена на рис. 1.

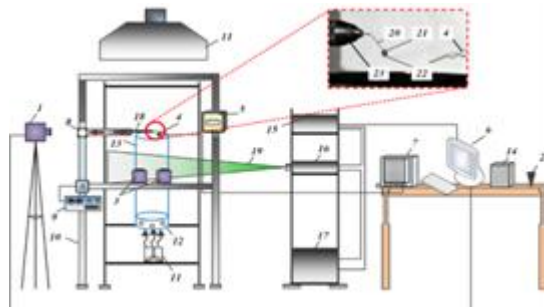


Рис. 1. Схема экспериментальной установки: 1 – высокоскоростная видеокамера, 2 – дозатор, 3 – кросс-корреляционные видеокамеры, 4 – термопара, 5 – прожектор, 6 – компьютер, 7 – регистратор температуры, 8 – координатный механизм, 9 – блок питания для координатного механизма, 10 – стойка, 11 – система обеспечения воздушного потока, 12 – горелка, 13 – цилиндр из кварцевого стекла, 14 – аналитические весы, 15 – синхронизатор ПК, кросскорреляционных видеокамер и лазера, 16 – лазер, 17 – генератор лазерного излучения, 18 – направляющая для закрепления керамического стержня, 19 – лазерный «нож», 20 – керамический стержень, 21 – графитовое включение, 22 – капля воды / суспензии, 23 – устройство для закрепления керамического стержня

При проведении опытов применена высокоскоростная видеорегистрация для установления временных характеристик и визуализации особенностей процесса испарения капель. По основным этапам методика проведения экспериментов являлась аналогичной примененной в [1]. Для установления влияния мелких графитовых включений в каплях воды на процесс интенсификации их испарения исследовалось два типа суспензий и вода без дополнительных примесей: № 1 – размер частиц графита $d_p = 0,05$ мм, массовая концентрация частиц графита в объеме воды $\gamma_p = 1$ %; № 2 – $d_p = 0,05$ мм, $\gamma_p = 2$ %; № 3 – вода. На крупное графитовое включение 21 в форме куба со стороной 2 мм, закрепленное на керамическом стержне 20 (рис. 1), опускалась капля воды или суспензии объемом 5, 10 или 15 мкл. Такие включения предварительно взвешивались с использованием аналитических весов 14. В каждом опыте полное обволакивание включения 21 каплей воды или суспензии 22 являлось строго обязательным условием. С помощью высокоскоростной видеокамеры 1 фиксировались времена существования капель воды или суспензий 22. Контроль температуры газовой среды выполнялся хромель-алюмелевой термопарой 4.

При одинаковых условиях проводилось 3 серии экспериментов по 4-6 опытов. Систематические погрешности определения времен существования капель воды / суспензий составляли 10^{-3} с. Систематические погрешности средств измерения размеров включения – 0,05 мм.

Результаты исследований и их обсуждение

На рис. 2 приведены времена существования неоднородных капель жидкости объемом 5 мкл с массовыми концентрациями мелких (диаметром 0.05 мм) графитовых частиц 1 % (2) и 2 % (3), а также без добавления частиц (1). Во всем рассматриваемом диапазоне температур нагрева наблюдается уменьшение времен существования неоднородных капель жидкостей за счет добавления мелких графитовых включений. Наименьшие времена существования характерны для капель воды с массовой концентрацией графитовых включений 2 %.

Сделано предположение о формировании парового слоя на поверхности рассматриваемых капель вследствие активации механизма парообразования на границах раздела сред «мелкое графитовое включение – вода» при высоких (около

850 К) температурах нагрева. Формирование такого слоя с низкой теплопроводностью увеличивало время существования капель суспензий в высокотемпературной газовой среде.

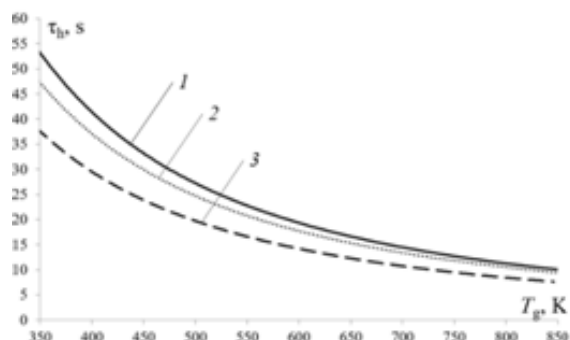


Рис. 2 Времена полного испарения неоднородных капель жидкости объемом 5 мкл с массовыми концентрациями мелких (диаметром 0.05 мкм) графитовых частиц 1 % (2) и 2 % (3), а также без добавления частиц (1)

Заключение

Установлено, что неоднородная капля суспензии объемом 5 мкл с массовой концентрацией мелких графитовых включений 2 % испаряется быстрее (до 30 %), чем неоднородная капля воды такого же объема. Сделано предположение о формировании парового слоя у поверхности неоднородных капель жидкости при их испарении в высокотемпературной (850 К) газовой среде, который увеличивает времена существования капель.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации (МД-2806.2015.8).

Литература

1. Kuznetsov G.V., Piskunov M.V., Strizhak P.A. Evaporation, boiling and explosive breakup of heterogeneous droplet in a high-temperature gas// International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2016. – V. 92. P. 360–369.
2. Volkov R.S., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Experimental investigation of mixtures and foreign inclusions in water droplets influence on integral characteristics of their evaporation during motion through high-temperature gas area//International Journal of Thermal Sciences. – 2015. – V. 88. – P. 193–200.

ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ УСТРОЙСТВА МОРСКИХ СУДОВ ПОВЫШЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

В.П. Бурков¹, Д.Е. Жарченко¹, Р.Н. Кахиев²

Научный руководитель доцент Ю.А. Орлов²

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

²*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*

При изучении шельфа Арктики и прибрежных зон Арктических морей, применяют специальные дорогостоящие технические средства. Перемещение этих средств осуществляется грузоподъемными устройствами (ГУ) морских судов. Инциденты и аварии ГУ могут привести к серьезному материальному ущербу

**СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ.
СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ
АРКТИКИ**

(порча и потеря оборудования) и человеческим жертвам. В связи с чем, вопросам повышения надежности и безопасности эксплуатации ГУ морских судов придается большое значение.

Действующими правилами НД 2-020101-083 предписывается оснащение ГУ ограничителями грузоподъемности и регистраторами параметров, действие которых основано на использовании датчиков усилий, которые являются единственным каналом информации о величине эксплуатационных нагрузок [2].

Для повышения надежности и безопасности эксплуатации ГУ, предлагается использовать резервный канал информации, основанный на энергетическом мониторинге приводного двигателя грузоподъемной лебедки [1].

Известно, что активная потребляемая мощность приводного двигателя (P_1) зависит от приведенной нагрузки к его валу, что и позволяет при наличии зависимостей $P_1 = (m_r)$, $P_1 = (M_T)$, (m_r – масса перемещаемого груза, M_T – тормозной момент) контролировать эксплуатационные нагрузки и техническое состояние ГУ (Рисунок 1) [3].

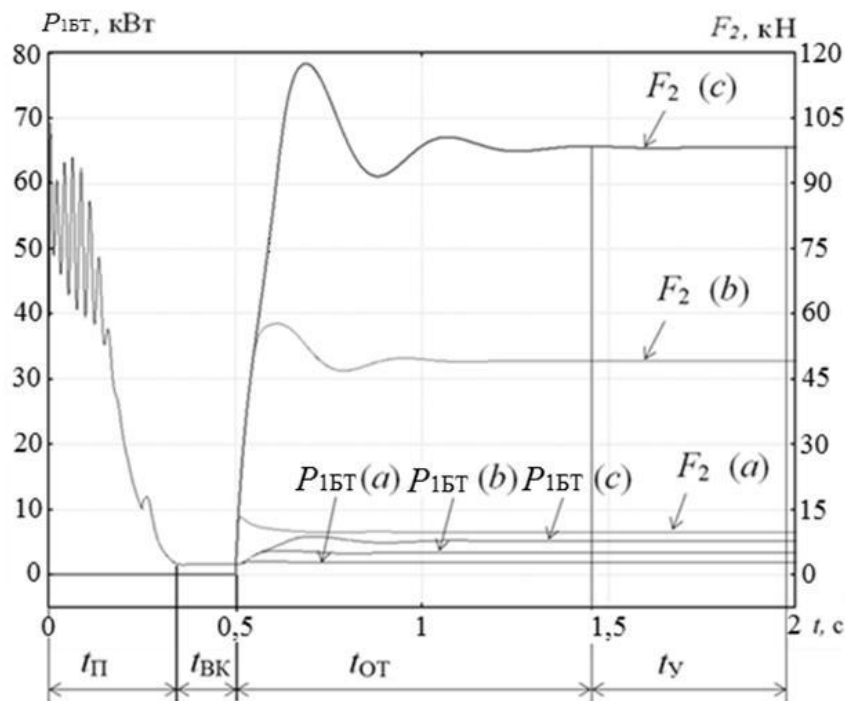


Рис. 1. Зависимость потребляемой активной мощности и усилия от времени

На рисунке 1 показаны значения потребляемой активной мощности ($P_{1БТ}(a)$, $P_{1БТ}(b)$, $P_{1БТ}(c)$) и усилия в полиспасте грузоподъемной лебедки ($F_2(a)$, $F_2(b)$, $F_2(c)$) от времени при пуске и в установившемся режиме работы: где (a), (b), (c) – груз массой 1000, 5000, 10000 соответственно, кг; $t_П$ – время пуска электропривода; $t_{ВК}$ – продолжительность выбора слабины каната, с; $t_{ОТ}$ – отрыв груза и продолжительность колебаний груза, с; $t_У$ – установившийся режим подъема, с.

Дополнительным преимуществом использования энергетического мониторинга, является то, что при отказе датчика усилия, работоспособность

ограничителя грузоподъемности и регистратора параметров обеспечивается за счет резервного канала информации о величине нагрузок.

Одним из ответственных узлов любого механизма подъема является тормоз, отказ которого может привести к падению груза.

Еще одно преимущество энергетического мониторинга, это возможность контроля технического состояния тормоза по критерию работоспособности, определяемое величиной тормозного момента. Для того чтобы выделить мощность, потребляемую на преодоление тормозного момента из всей потребляемой активной мощности лебедки, необходимо, сначала измерить мощность приводного двигателя при работе лебедки на холостом ходу P_1 , а затем измерить мощность потребляемую приводом при кратковременном замыкании тормоза P'_1 (Рисунок 2). Разница мощностей $P_1 - P'_1 = \Delta P$ это мощность, потребляемая на преодоление тормозного момента.

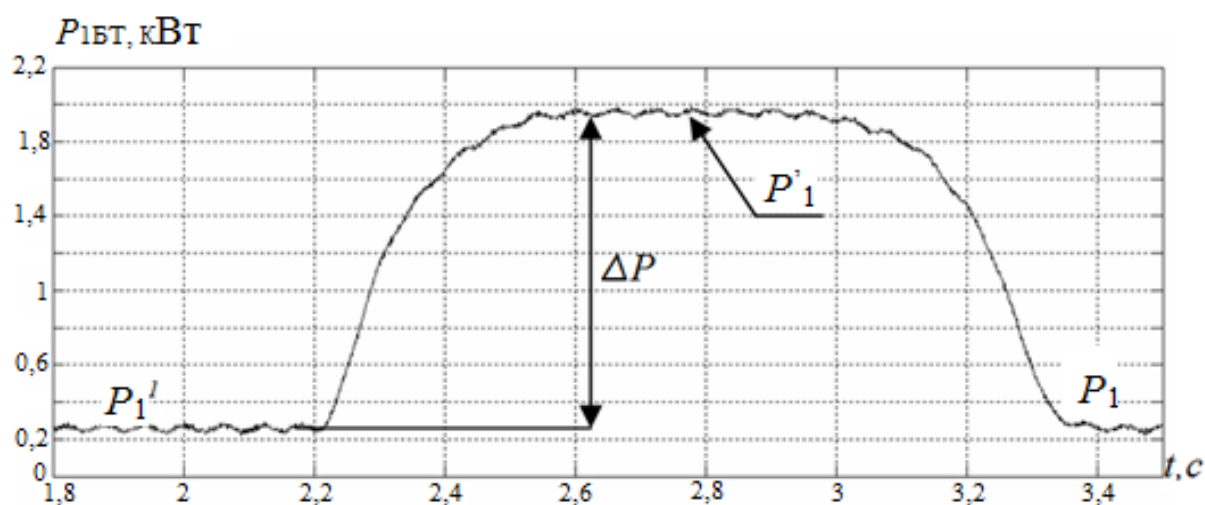


Рис. 2. Осциллограмма потребляемой активной мощности при работе ГУ

Литература

1. Мониторинг параметров приводного двигателя механизма подъема электрического крана / Д.П. Столяров, Ю.А. Орлов, Г.И. Однокопылов, Д.Ю. Орлов, И.Г. Однокопылов; Том. гос. архит.-строит. ун-т., – Томск, 2008. – 11 с. – Рус. деп. в ВИНТИ 04.05.08 № 377-В2008.
2. НД 2-020101-083. Правила по оборудованию морских судов. Правила по грузоподъемным устройствам морских судов. Правила о грузовой марке морских судов.
3. Энергетический мониторинг электроприводов как средство повышения надежности и безопасности эксплуатации подъемных сооружений / Ю.А. Орлов, Д.Ю. Орлов, Д.П. Столяров, Р.Н. Кахиев, // Современные тенденции в науке и образовании: Сборник научных трудов по материалам научно–практической конференции 3 марта 2014 г. В 6 частях. Часть III. М.: «АР-Консалт», 2014 г. – 175 с.

**О ЗАЖИГАНИИ КАПЕЛЬ ЖИДКИХ КОМПОЗИТНЫХ ТОПЛИВ
В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР**

Т.Р. Валиуллин

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

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

В последние десятилетия в качестве перспективных водоугольных (ВУТ) [1] рассматриваются органоводоугольные топливные (ОВУТ) суспензии, полученные на основе нефтей и продуктов их переработки, различных горючих жидкостей и углей, объемы которых ежегодно растут [8]. Создание технологий энергоэффективного и экологически чистого сжигания ВУТ и ОВУТ позволит утилизировать в промышленных масштабах многочисленные отходы. Объемы использования угля к 2020 году могут значительно увеличиться, что приведет к существенному возрастанию отходов [2, 3].

Целью исследования является определение условий и интегральных характеристик зажигания жидких композиционных топлив (ОВУТ) при температурах менее 1000 К в потоке окислителя, достаточны для эффективного сжигания в теплоэнергетических установках в условиях низких температур [4, 5].

Одно из перспективных направлений определения интегральных характеристик процессов сжигания ОВУТ – зажигание одиночных капель в режиме витания в специализированной камере сгорания, изготовленной из оптически прозрачного кварцевого стекла. Эксперименты проводились с использованием стенда, схема которого приведена на рис. 1.

Используемый экспериментальный метод по определению интегральных характеристик зажигания капель ОВУТ, соответствует наиболее приближенным процессам, которые протекают в реальных теплоэнергетических установках.

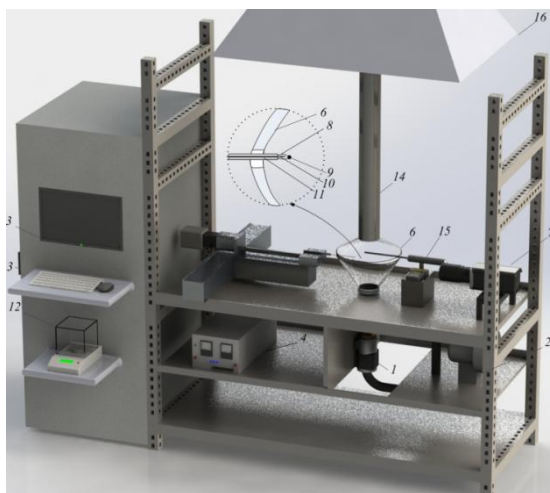


Рис.1. Схема экспериментального стенда: 1 – воздухонагреватель; 2 – нагнетатель; 3 – пульт управления; 4 – блок питания и управления координатного механизма; 5 – координатный механизм; 6 – камера сгорания; 7 – высокоскоростная видеокамера; 8 – нихромовая нить; 9 – капля топливной композиции; 10 – режущий элемент; 11 – металлические полые стержни; 12 – весы; 13 – персональный компьютер; 14 – гофрированный термоизолированный канал; 15 – цифровой измеритель температуры (в комплекте с хромель-алюмелевой термопарой); 16 – вытяжная вентиляция.

В процессе проведения экспериментов регистрировались параметры: температура (T_g) и скорость движения (V_g на входе в камеру сгорания, т.е. в ее нижней цилиндрической части) воздуха (окислителя); размер (радиус R_d) и масса (m_d) капли топливной композиции; время введения капли в камеру до сброса (τ_m); время задержки зажигания (τ_d). Для проведения экспериментов использовались уголь марки «Б2», кек «К», отработанное моторное и турбинное масло. Результаты экспериментальных исследований по определению времени задержки зажигания ОБУТ представлены на рис. 2 и рис. 3.

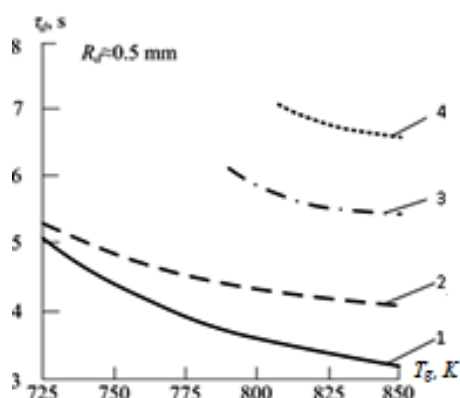


Рис.2. Зависимость времени окислителя при витании в камере сгорания задержки зажигания капель ОБУТ от температуры

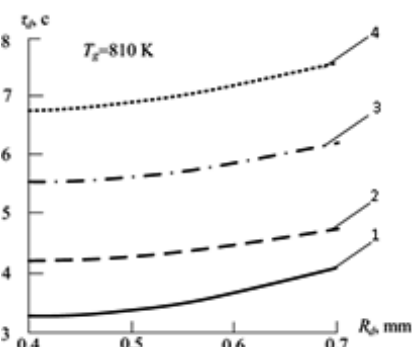


Рис.3. Зависимость времени задержки зажигания капель ОБУТ от их размера при витании их в камере сгорания.

В условиях режима витания капли регистрировалось снижение времени задержки зажигания по сравнению с наиболее распространённым подходом к определению характеристик зажигания и горения [6, 7]. Установлено, что, в среднем, сокращение времени задержки зажигания (при сравнении этих режимов) составляло от 0,5 с до 4 с, а также диапазоны температур зажигания и горения от 700 К до 1000 К.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект 15-19-10003).

Литература

1. Горлов Е.Г. Композиционные водосодержащие топлива из углей и нефтепродуктов // Химия твердого топлива. 2004. № 6. С. 50–61.
2. BP Statistical Review of World Energy. 2015. <http://www.bp.com>.
3. Coal Information. International Energy Agency. 2015. <http://www.iea.org/>
4. Glushkov D.O., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Low-Temperature Ignition of Coal Particles in an Airflow // Russian Journal of Physical Chemistry B. 2015. V. 9. № 2. P. 242–249.
5. Glushkov D.O., Strizhak P.A., Vysokomornaya O.V. Numerical research of heat and mass transfer during low-temperature ignition of a coal particle // Thermal Science. 2015. V. 19. № 1. P. 285–294.
6. Glushkov D.O., Shabardin D.P., Strizhak P.A., Verzhinina K.Yu. Influence of organic coal-water fuel composition on the characteristics of sustainable droplet ignition // Fuel Processing Technology. 2016. V. 143. P. 60–68.
7. Kijo-Kleczkowska A. Combustion of coal-water suspensions. Fuel 2011;90(2):865–77.

**СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ.
СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ
АРКТИКИ**

8. Kontorovich A.E., Epov M.I., Eder L.V. Long-term and medium-term scenarios and factors in world energy perspectives for the 21st century // Russian Geology and Geophysics. 2014. V. 55. № 5-6. P. 534–543.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ДЛИТЕЛЬНОСТИ СОХРАНЕНИЯ ПОНИЖЕННЫХ
ТЕМПЕРАТУР ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ В СЛЕДЕ КАПЕЛЬНОГО ПОТОКА
И.С. Войтков**

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

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

Ведение

Тщательный подход к вопросам пожарной безопасности на промышленных предприятиях обусловлен, прежде всего, тем, что развитие промышленности неизбежно сопровождается ростом числа пожаров и возгораний на производствах, которые зачастую приводят к самым катастрофическим последствиям. Сегодня все больше ужесточаются правила и требования к персоналу, вводятся в эксплуатацию современные системы автоматического пожаротушения на базе микропроцессорных комплексов, предлагаются разнообразные методы ликвидации возгораний и подачи тушащих составов в зону пожара, одним из самых распространенных из которых является использование распыленной воды при локализации и ликвидации возгораний [2-4]. Тем не менее, до настоящего времени не получено достоверной экспериментальной информации о диапазонах изменения температур продуктов сгорания при воздействии на них капельным потоком, а также значениях характерных времен сохранения пониженных (относительно начальных) температур продуктов сгорания в следе последнего.

Цель настоящей работы – экспериментальное исследование динамики изменения температуры продуктов сгорания в следе капельного потока при его движении в пламени.

Экспериментальный стенд и методы исследований

При проведении исследований использовался экспериментальный стенд (рис.1, а) для диагностики двухфазных газо-, парожидкостных потоков, работающий на базе панорамных оптических методов «Particle Image Velocimetry» (PIV) и «Shadow Photography» (SP). Для регистрации температур газовой среды (T_g) в следе капельного потока применялся измерительный комплекс «National Instruments». По основным элементам установка аналогична использованной в экспериментах [1].

В ходе проведения каждого эксперимента внутренняя полость цилиндра (горелки) предварительно наполнялась керосином в количестве 250 мл. Инициировалось его зажигание. В трех по высоте цилиндра точках размещались термомпары. Осуществлялся распыл воды во внутреннюю полость цилиндра и проводилась непрерывная регистрация температуры продуктов сгорания. Данные сохранялись на персональном компьютере, где впоследствии выполнялась их обработка и определение характерных значений перепада температур (ΔT_g), а также времен (τ) сохранения пониженных (относительно начальных) температур продуктов сгорания в следе капельного потока. Параметр τ представлял временной интервал от начала снижения температуры продуктов сгорания до момента полного восстановления ее первоначального значения. Погрешность определения значений времен τ не превышала 1 с.

Результаты исследований и их обсуждение

На (рис. 1) приведены полученные по результатам обработки экспериментальных данных времена восстановления (τ) температур в следе капельного облака. Установлено (рис. 1), что определяющее влияние на интенсивность снижения температуры в следе капельного потока оказывают начальные размеры капель воды.

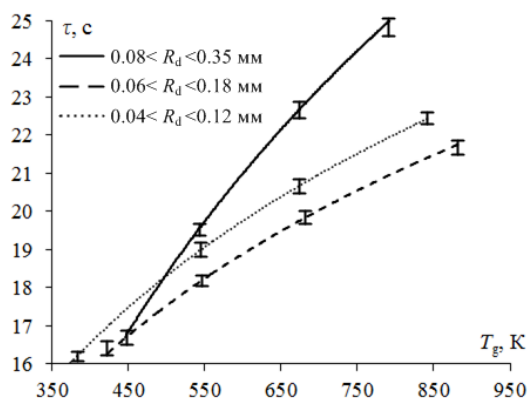


Рис. 1. Зависимости времен восстановления (τ) температур в следе капельного облака до начальных значений (до впрыска воды) от начальных температур продуктов сгорания

Так, наибольшие времена восстановления температуры до исходного значения фиксировались для относительно крупного распыла ($R_d=0,08-0,35$ мм). Для двух других типов распыла можно отметить небольшие различия времен τ (в пределах 8-10 %), что, скорее всего, вызвано близкими диапазонами изменения размеров капель в потоке для данных типов распыла жидкости: $R_d=0,06-0,18$ мм – среднего и $R_d=0,04-0,12$ мм – мелкого, соответственно.

Кроме того при анализе полученных данных можно сделать заключение, что снижение температуры в следе капельного потока определяется двумя механизмами: сбиванием пламени горючей жидкости и снижением концентрации продуктов сгорания в следе капельного потока; расходом энергии пламени и продуктов сгорания на испарение капель воды.

Заключение

В результате проведенных экспериментов определены диапазоны изменения температур, а также значения времен сохранения пониженных температур продуктов сгорания в следе капельного потока. Установленные значения времен τ для разных температур T_g , а также размеров капель R_d могут быть использованы при выборе параметров работы распылителей в системах пожаротушения на основе тонкораспыленной воды [2–4]. С использованием полученных результатов можно прогнозировать условия, обеспечивающие эффективное снижение температуры продуктов сгорания.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект 14-39-00003).

Литература

1. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Экспериментальное исследование эффективности распыления жидкости при тушении возгораний в помещениях // Безопасность жизнедеятельности. 2014. № 7. С. 38-42.

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

2. Корольченко Д.А., Громовой В.Ю., Ворогушин О.О. Применение тонкораспыленной воды для тушения пожаров в высотных зданиях // Пожаровзрывобезопасность. 2011. Т. 20, № 9. С. 54–57.
3. Саламов А.А. Современная система пожаротушения «водяной туман» высокого давления // Энергетик. 2012. № 3. С. 16–18.
4. Соковиков В.В., Тугов А.Н., Гришин В.В., Камышев В.Н. Автоматическое водяное пожаротушение с применением тонкораспыленной воды на электростанциях // Энергетик. 2008. № 6. С. 37–38.

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

Н.А. Волохов, И.А. Рындин, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

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

Арктическая зона России является важным направлением развития российской экономики в XXI веке. В первую очередь она привлекательна большим количеством полезных ископаемых, таких как нефть и газ, добыча которых уже началась на шельфе в Беринговом и Охотском морях. Активное развитие северного морского пути также позволяет привлекать дополнительные инвестиции в Российскую Арктику. На данный момент существуют как уже проверенные временем традиционные источники электрической энергии, так и источники возобновляемой энергии, но все они имеют свои преимущества и недостатки. В данной работе проводится анализ особенностей различных источников электроэнергии в условиях Арктики.

В настоящее время наиболее распространенным источником электрической энергии, с помощью которых выполняется энергообеспечение полярных станций в Арктике, являются дизель-генераторы. Однако их использование вызывает достаточно много проблем. Во-первых, для работы генераторов необходимо топливо, которое нужно завозить на станции и запасать в необходимом количестве. Вторая проблема: Арктику постоянно чистят от тысяч бочек из-под дизельного топлива. И все же, несмотря на вышеупомянутые недостатки, дизель-генераторы зарекомендовали себя как надёжные, компактные и относительно дешёвые источники электроэнергии в условиях сурового климата, что и обуславливает их широкое распространение. Все преимущества и недостатки дизель-генераторов характерны и для тепловых электростанций, которые также очень распространены в арктической зоне. Однако значительные недостатки традиционных источников электроэнергии требуют разработки и внедрения более современных источников.

Районы вдоль северной морской границы характеризуются довольно большими средними скоростями ветра. По оценкам экспертов, в северных районах имеется высокий потенциал для ветроэнергетики.

В целом применение ветроэнергетики имеет один существенный минус – большая стоимость ветряных установок, необходимость в установках аккумулирования энергии и резервных источниках. Но есть так же и довольно весомые преимущества.

Во-первых, плотность холодного воздуха выше, чем у теплого, поэтому при прочих равных условиях выработка энергии здесь выше [3].

Во-вторых, низкие температуры обуславливают высокое удельное потребление электричества и тепла. Все это позволяет рассматривать ветроэнергетику в качестве перспективного источника выработки электроэнергии.

Находят применение и солнечные установки. Для Арктики, расположенной в высоких широтах, толщина проходимого солнечным излучением слоя выше, чем для низких широт. Это связано с более низким солнцестоянием над горизонтом. В то же время применение возобновляемых источников не сможет обеспечить выработку электричества постоянно и стабильно.

Как и в случае с ветроустановками необходимо оснащать солнечные установки собственными накопителями энергии (аккумуляторами) [1]. Крайне интересным решением является разработка портативной солнечной энергоустановки, которая включает в себя непосредственно фотоэлектрический модуль, аккумулятор и гарантированный источник питания. С помощью данной установки появляется возможность обеспечить электроэнергией потребителей, которые находятся вне зоны действия локальных или централизованных сетей. К данным потребителям могут относиться охотники, геологи, туристы, оленеводы и т.д. Применение данного типа солнечных установок позволяет увеличить площадь применения электроэнергии в арктической зоне.

Исторически ядерная энергия рассматривалась, прежде всего, в контексте военных целей. Однако с развитием гражданских атомных технологий и появлением большого количества атомных реакторов на военных судах, подводных лодках и ледоколах, стали очевидны выгоды мобильных источников энергии, которые можно было использовать в отдалённой и неосвоенной местности [2].

В данное время ведётся строительство и проектирование плавучих атомных электростанций, способных работать в суровых условиях севера и обеспечивать электроэнергией большое количество потребителей [2]. При наличии большого количества положительных качеств данных станций, таких как долговечность, большая удельная мощность, отсутствие необходимости в дополнительных расходах на транспортировку большого количества топлива, они всё же обладают некоторыми недостатками. Прежде всего, это экономический аспект: не только само строительство, очевидно весьма затратное, но и эксплуатация требуют строительства инфраструктуры, что тоже обходится достаточно дорого.

В то же время, если говорить о долгосрочном стратегическом планировании, развитие атомной энергетики в России, появление новых технологий, которые обеспечивают экологичность и безопасность атомных станций малой мощности, а также большое количество преимуществ у станций данного типа по сравнению с дизель-генераторами и тепловыми станциями позволяет говорить о перспективности дальнейшего развития данного направления электроэнергетики.

Таким образом, достаточно сложно определить, какой тип источников электроэнергии является наиболее эффективным, надёжным и экономичным, так как каждый из них обладает своими преимуществами и недостатками. Однако стоит обратить внимание на возобновляемые источники энергии. Несмотря на высокую стоимость оборудования, они обладают рядом ключевых преимуществ перед традиционными источниками. В первую очередь они сокращают значительные транспортные расходы на перевозку топлива, а особенности географического расположения и климата Арктики позволяют вырабатывать электроэнергию в необходимом количестве. И все же в составе большинства установок возобновляемых источников энергии должны

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

присутствовать аккумуляторы и дизель-генераторы для повышения надежности электроснабжения.

Литература

1. Ветроэнергетика и ветроэнергетические установки в условиях Заполярья. [Электронный ресурс] – URL: <http://zeleneet.com/vetroenergetika-i-vetroenergetic-heskie-ustanovki-v-usloviyah-zapolyarya-chast-1/1959/>
2. Первая плавучая атомная электростанция к 2016 году. [Электронный ресурс] / Военное обозрение. – URL: <http://topwar.ru/30634-pervaya-plavuchaya-atomnaya-elektrostantsiya-k-2016-godu.html>
3. Попель А. С., Киселева С.В., Моргунова М.О. Использование возобновляемых источников энергии для энергоснабжения потребителей в Арктической зоне Российской Федерации // Арктика: экология и экономика. – 2015. – № 1. – С. 64 – 69.

О ПОСЛЕДСТВИЯХ СТОЛКНОВЕНИЯ КАПЕЛЬ ВОДЫ В ВОДЯНЫХ ЗАВЕСАХ НА ОБЪЕКТАХ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

М.А. Дмитриенко

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

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

Объекты переработки углеводородного сырья считаются самыми взрыво- и пожароопасными, так как возникающие аварийные ситуации, являются причиной не только значительного материального ущерба в зоне пожара, но также наносят ущерб окружающей природной среде, угрожают жизни и здоровью людей [3].

Тепловое излучение – наиболее опасный фактор пожара [1]. Среди средств защиты от воздействия теплового излучения следует особо выделить водяные завесы (распыленные водяные струи) [4]. Теоретические [2] и экспериментальные [5] исследования позволили установить минимальные размеры, количество капель тушащей жидкости (воды) и расстояния между ними, достаточные для активного поглощения энергии пожара. Однако представляет интерес анализ закономерностей столкновения двух капель в потоке высокотемпературных газов.

Целью данной работы являлся статистический анализ последствий столкновения двух капель воды в потоке высокотемпературных газов с использованием панорамных оптических методов «трассерной» визуализации.

При проведении экспериментов использовался экспериментальный стенд, представленный на рис. 1.

При проведении экспериментов производилась регистрация изображений капель воды в процессе их движения через высокотемпературные продукты сгорания керосина в полном цилиндре высотой 1 м. Температура продуктов сгорания в экспериментах составляла 1070 ± 30 К. Начальная температура вводимых в газовую среду капель воды поддерживалась около 300 К. Размеры r_m и скорости перемещения u_m капель измерялись с использованием методов «Particle Image Velocimetry» (PIV) [6] и «Interferometric Particle Imaging» (IPI) [7].

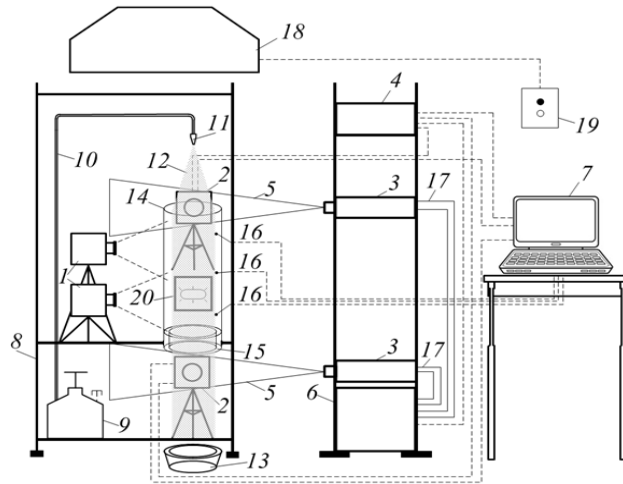


Рис. 1. Схема экспериментального стенда:

1 – высокоскоростные видеокамеры; 2 – кросскорреляционные камеры; 3 – двойной твердотельный импульсный лазер; 4 – синхронизатор ПК, кросскорреляционной камеры и лазера; 5 – лазерный «нож»; 6 – генератор лазерного излучения; 7 – ПК; 8 – штатив; 9 – емкость с водой; 10 – канал подачи воды; 11 – форсуночное устройство; 12 – капли воды; 13 – уловитель; 14 – цилиндр из кварцевого стекла; 15 – полый цилиндр, во внутреннее пространство которого залита горячая жидкость; 16 – термопары; 17 – канал движения охлаждающей жидкости лазера; 18 – нагнетательная система; 19 – пульт включения/отключения нагнетательной системы; 20 – прожектор

В результате статистического анализа полученных экспериментальных данных установлено, что после столкновения возможны три варианта дальнейшего развития процесса: коагуляция и движение объединенной капли; капли сливаются, но затем конгломерат распадается на две капли с близкими начальным размерами; дробление на несколько (от 3 до 10) мелких капель. Частоты появления каждого из трех вариантов достаточно существенно отличались (рис. 2).

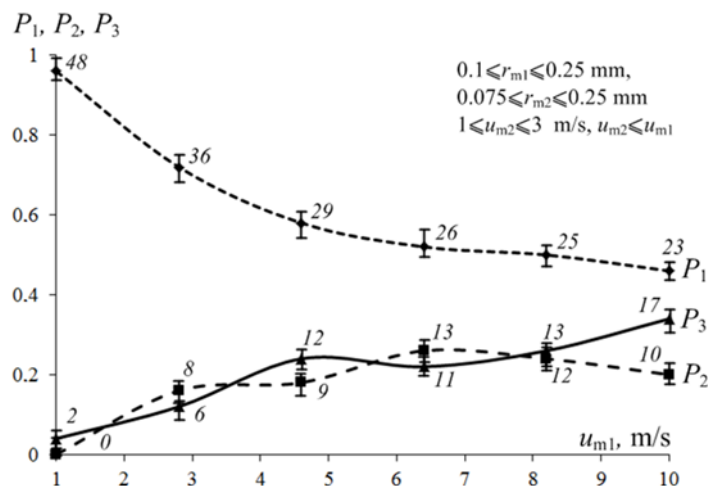


Рис. 2. Статистический анализ последствий столкновений двух капель воды при их движении в высокотемпературном газовом потоке

При малых ($u_m < 3$ м/с) и сопоставимых скоростях перемещения капель наибольшая частота последствий столкновений соответствует P_1 . С ростом разности

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

скоростей движения сталкивающихся капель существенно возрастают P_2 и P_3 .

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект 14-39-00003).

Литература

1. Виноградов А. Г. Расчет коэффициентов пропускания сферических капель воды для типовых спектров теплового излучения при пожаре / А. Г. Виноградов // Вісник Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут". Сер. : Машинобудування. - 2013. - № 2. - С. 108-115.
2. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Численная оценка оптимальных размеров капель воды в условиях ее распыления средствами пожаротушения в помещениях // Пожаровзрывобезопасность. – 2012. – № 5. – С. 74–78.
3. Сажин В.В., Ермоленко Б.В., Кошкин Л.И., Селдинас И.М., Сажин В.Б., Селдинас О.И. / Успехи в химии и химической технологии. 2007. Т. 21. № 11 (79). С. 47-58.
4. Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. The Motion of a Manifold of Finely Dispersed Liquid Droplets in the Counter flow of High Temperature Gases // Technical Physics Letters, 2014. V. 40, № 6. P. 499–502.
5. Volkov R.S., Vysokomornaya O.V., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Experimental study of the change in the mass of water droplets in their motion through high-temperature combustion products // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 2013. – V. 86, № 6. P. 1413–1418.
6. Westerweel J., Fundamentals of digital particle image velocimetry // Meas. Sci. and Technol. 1997. V. 8. P. 1379–1392.
7. Willert C., Assessment of camera models for use in planar velocimetry calibration // Exp. Fluids. 2006. V. 41. P. 135-143.

СИСТЕМА АЭРОМОНИТОРИНГА ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

М.Н. Морозов

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

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

В настоящее время для борьбы с хищениями и комплексного мониторинга используются системы обнаружения утечек (СОУ). В настоящее время в СОУ используются в основном следующие методы обнаружения утечек: по профилю давления, параметрический, метод акустической эмиссии [2]. Распространение получили системы, работа которых основана на двух методах обнаружения утечек: акустические, параметрические. Анализ технических характеристик таких систем показывает, что они обеспечивают регистрацию крупных утечек, сопровождающихся падением давления, и имеют предел чувствительности, который составляет около 1 % производительности трубопровода. При этом утечки с низкой интенсивностью такие системы не регистрируют, т.к. чувствительность рассматриваемых систем ограничена «шумом» измеряемых параметров.

На основании анализа вышеописанных СОУ дополнительно к их индивидуальным недостаткам можно отнести следующие общие:

- выявление факта обнаружения утечки не позволяет предотвратить противоправные действия преступников, у которых достаточно времени на отбытие с места преступления до того, как система засечет факт утечки, а служба безопасности приедет на то самое место;
- уязвимость рассмотренных СОУ вызывает огромное нарекание, т.к. вывод из строя даже линии питания автоматики СОУ, установленной на трубопроводе, означает потерю контроля за протяженным участком;
- монтаж СОУ связан с огромными по объему полевыми работами, а также требует временную остановку транспортировки.

Стоит отметить, что и руководство ОАО «Газпром» признает ограниченность развития таких СОУ. Поэтому ведутся работы по созданию перспективной аэрокосмической системы дистанционного зондирования Земли «Смотр». Основу такой системы составят оптические и радиолокационные спутники на солнечно-синхронных орбитах высотой около 670 км. При таком подходе потребуются слишком большие капиталовложения [3].

Повысить надежность функционирования газотранспортной системы предлагается следующим образом. В дополнение к простейшим параметрическим системам добавляется система воздушного мониторинга. Особенностью такой системы является использование различных методов наблюдения. Один из способов – видеонаблюдение. При этом обеспечивается качественная детализация охраняемого объекта.

В данном случае необходимо учитывать огромную протяженность трубопроводов. Именно поэтому предлагается использование мобильных платформ, в качестве которых могут использоваться дистанционно управляемые беспилотные летательные аппараты (БЛА). При таком подходе количество элементов системы видеонаблюдения снижается на порядок. Однако снижается и суммарная зона наблюдения, которая теперь ограничивается возможностями средств наблюдения, установленных на БЛА. Однако данный эффект можно компенсировать. Для дальнейшей разведки (первичный мониторинг) используется малогабаритная радиолокационная система (МРЛС). Наилучший вариант – закрепление МРЛС на БЛА аэростатного типа. Тогда при приемлемой дальности обнаружения целей (свыше 100 км) потребуется значительно меньше средств на мониторинг трубопровода. Структурная схема системы аэромониторинга представлена на рисунке.

При обнаружении посторонних объектов в охраняемой зоне передается соответствующая информация с аэростата в центр контроля, далее при необходимости БЛА со средствами визуального наблюдения получает задание на детализирование указанного места. БЛА следует к указанному месту и проводит детализацию с обработкой видеоданных в соответствии с заложенным алгоритмом.

Стоит заметить, что при подземном расположении трубопровода или ином, при котором затруднено прямое визуальное наблюдение, следует использовать наряду с визуальными средствами контроля специальные оптико-электронные средства, позволяющие вести мониторинг даже сквозь землю. Также планируется использование современных газовых анализаторов для поиска утечек продуктов транспортировки. Также установлено, что для тех же целей можно использовать стандартные тепловизионные ИК-приборы [1].

При организации видеонаблюдения возникла задача минимизации потока данных между центром контроля и БЛА. Оптимальным вариантом является использование видеоаналитической подсистемы для автоматического получения

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

систематизированной информации из видеопотока, получаемого от камер систем видеонаблюдения. Возможности применения видеонаблюдения можно качественно перевести на новый уровень используя современные технологии обработки видеоданных. Тогда система сама сможет оценить возникшее отклонение от нормы и, классифицировав его, сможет даже подсказать оператору список дальнейших действий, а если оператор определенное время не принимает никаких действий, то система должна автоматически выполнить список превентивных действий в зависимости от типа тревоги. Для реализации рассмотренных выше возможностей в состав средств получения видеоданных необходимо включить автономное видеоаналитическое устройство. Таким образом, обработка данных будет происходить непосредственно на борту БЛА. Такое решение положительно влияет на надежность распределенной системы. К тому же требуется меньший штат операторов в центре контроля.

С учетом внедрения видеоаналитики область применения системы мониторинга расширяется. Каждый БЛА сможет автономно выполнять важные задачи по определению террористической угрозы, угрозы вследствие внезапных пожаров, наводнений, изменения рельефа местности (сползание грунта и т.д.), первичного теплового обследования (т.к. БЛА имеет тепловизор), контроль соблюдения правил охраны и эксплуатации контролируемых объектов, несанкционированной деятельности в охранных зонах, построек и сооружений в охранных зонах и др.

Литература

1. Врагова Е. В., Скляр Л. А.. Обнаружение утечек газа из магистральных газопроводов в тепловом поле излучения земной поверхности [Электронный ресурс] URL: http://it.nsu.ru/sites/default/files/06_5.pdf (дата обращения 15.10.2015).
2. Мокшаев А.Н., Дрошнев В.А. Опыт применения СОУ на трубопроводном транспорте углеводородов [Электронный ресурс] // ООО НПФ «ТОРИ». URL: <http://www.torinsk.ru/publication/32-osp2010.html> (дата обращения 14.01.2016).
3. Новые проекты ОАО «Газпром космические системы» [Электронный ресурс] // ОАО «Газпром космические системы». URL: http://www.gascom.ru/ru/new_projects/smotr/ (дата обращения 11.01.2016).

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТОНКОРАСПЫЛЕННОЙ ВОДЫ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Г.С. Няшина

Научный руководитель инженер-исследователь Д.О. Глушков

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

Нефть является одним из самых ценных компонентов природно-ресурсной базы не только топливной, но и всей добывающей индустрии. В его состав входят нефтедобывающие предприятия, нефтеперерабатывающие заводы и предприятия по транспортировке, сбыту нефти и нефтепродуктов [1]. Обеспечение промышленной безопасности в нефтяной отрасли представляет собой важную задачу, имеющую

государственный масштаб. Качественное проектирование систем противопожарной защиты – ключевой элемент обеспечения промышленной безопасности [2].

Для тушения пожаров на объектах промышленности широко применяются системы пенного пожаротушения. Однако, исходя из методики получения рабочего раствора вытекает главный недостаток таких систем. Он заключается в том, что готовый раствор пенообразователя в резервуарах и в сети трубопроводов должен перемешиваться не реже одного раза в три месяца, что приводит к необходимости приобретения специального перемешивающего оборудования и возникновению дополнительных затрат электроэнергии.

Наряду с пеной в настоящее время популярным средством пожаротушения стали современные системы, использующие тонкораспыленную воду. Самое главное достоинство установок пожаротушения тонкораспыленной водой – высокая огнетушащая эффективность при минимальных последствиях их применения для помещений и находящегося в них имущества. Благодаря высокой удельной теплоте парообразования 2256 кДж/кг – при кипении воды идет эффективный отбор тепла из зоны горения, что может привести к полному прекращению реакции горения [3]. В следствие недостатка экспериментальных и теоретических данных о применении тонкораспыленных водных потоков для тушения горючих жидкостей и нефти, представляется интерес в исследовании закономерностей фазовых превращений и процессов тепломассопереноса при движении тонкораспыленных капельных потоков через пламена нефти и нефтепродуктов.

Цель данной работы заключается в экспериментальном исследовании фазовых превращений капель распыленной воды при их движении в высокотемпературных продуктах сгорания нескольких наиболее распространенных жидких нефтепродуктов.

В качестве горючих жидкостей в экспериментах с распыленными водяными потоками использовались следующие наиболее широко распространенные жидкие нефтепродукты: бензин, керосин, технический ацетон, технический спирт.

Цикл опытов включал в себя две серии. В первой серии экспериментов фиксировались видеокadres распыленной рабочей воды на входе в цилиндрические каналы с пламенами. Во второй серии регистрировались изображения капель после прохождения ими пламенной зоны горения. Процесс движения распыленной рабочей жидкости в высокотемпературной газовой среде регистрировался высокоскоростными видеокамерами а также кросскорреляционными камерами. Видеозаписи передавались на рабочую станцию, где выполнялась их обработка при помощи программного комплекса «Тема Automotive». Для измерения размеров капель тонкораспыленной воды использовался метод SP. Применение методов PIV, PTV позволяло получать осредненные двухкомпонентные поля скоростей капельного потока [4,5].

В результате исследований были получены зависимости. На рисунке 1а. представлена зависимость параметра, характеризующего изменение размеров капель воды при движении через высокотемпературную газовую среду ΔR от начальных размеров капель. В этом случае можно сделать вывод, что тонкораспыленная вода за счет сокращения времени испарения, увеличения коэффициента теплопередачи с уменьшением диаметра испаряется намного интенсивнее.

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

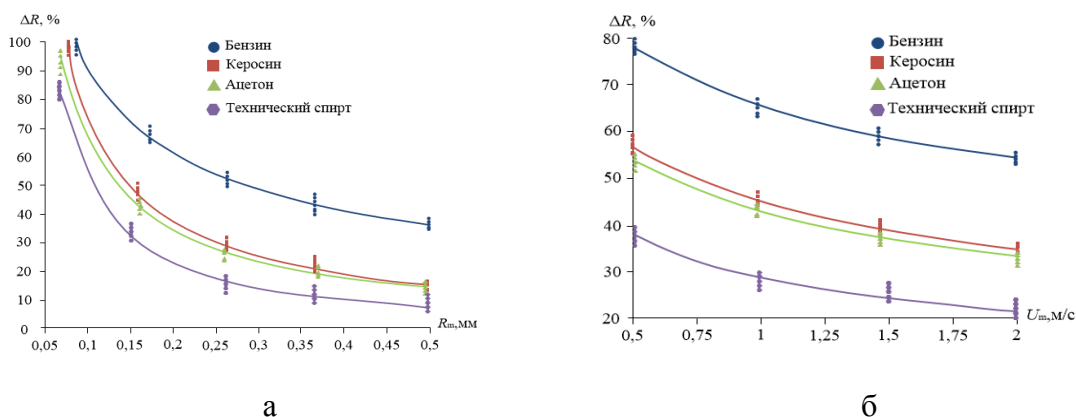


Рис. 2. Зависимость параметра ΔR : а – от начального размера R_m ; б – начальной скорости движения U_m

Так же в ходе экспериментального исследования были установлены масштабы влияния скорости перемещения капель на интегральные характеристики их испарения (рис 1.б): с увеличением скорости движения капельного потока в диапазоне 0,5–2 м/с снижается интенсивность испарения последних. Данное явление объясняется влиянием инерционности прогрева жидкости на условия ее испарения.

Выполненные экспериментальные исследования позволяют получить довольно хорошую корреляцию зависимостей интегрального параметра ΔR для капель воды от определяющих факторов для продуктов сгорания большой группы типичных жидких горючих веществ.

Исследования выполнены за счет средств гранта РФФ 14-39-00003.

Литература

1. Баширов М.Г., Юмагузин У.Ф., Талаев В.Л. Оценка технического состояния оборудования предприятий нефтегазовой отрасли на основе применения техноценологического метода//Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 293 – 302.
2. Корольченко Д. А. Условие тушения горючих жидкостей распыленной водой//Пожаровзрывобезопасность. – 2012. – Т. 21. – № 6. – С. 74 – 76.
3. Hadad T., Gurka R. Effects of particle size, concentration and surface coating on turbulent flow properties obtained using PIV/PTV // Experimental Thermal and Fluid Science. 2013. Vol. 45. P. 203–212.
4. Xiangyang Zhou, Stephen P. D’Aniello, Hong-Zeng Yu., Spray characterization measurements of a pendent fire sprinkler// Fire Safety Journal. 2012. V. 54. P. 36–48.
5. Young C.N., Johnson D.A., Weckman E.J. A Model-Based Validation Framework for PIV and PTV // Experiments in Fluids. 2004. Vol. 36, № 1. P. 23-35.

УСЛОВИЯ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

Ю.Н. Пахоменко, Н.А. Старцев

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

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

На крайнем севере, в Арктике, на шельфе морей Северного Ледовитого океана сосредоточены колоссальные природные ресурсы. Электрооборудование,

применяемое в этих тяжелейших условиях, должно обладать особыми свойствами: устойчивостью к отрицательным температурам (до -60°C) и воздействию льда, к вибрации и шуму, к обледенению различных конструкций; способностью сохранять функциональность и устойчивость к негативному воздействию окружающей среды, повышенной прочностью для предотвращения повреждения [2].

В основной части мира на новых производственных объектах зоны могут классифицироваться по зональной схеме, как зона 0, зона 1 или зона 2. Вне зависимости от классификации зоны, как по категорийной, так и по зональной схеме, требования к конструкции и монтажу оборудования нацелены на обеспечение безопасной эксплуатации оборудования в условиях, которые потенциально могут наступить. Низкие температуры могут повлиять как на эффективность устанавливаемых электрических изделий, так и на их способность выдерживать возможные взрывы газа. Это может явиться источником проблем при монтаже и эксплуатации электрооборудования в таких зонах. Исследования показали, что давление, генерируемое при воспламенении взрывоопасных газов при низких температурах, выше, чем при высоких температурах [1]. На рисунке 1 показано испытание повышенным давлением, требуемое для сертификации Ex d (взрывобезопасные оболочки).

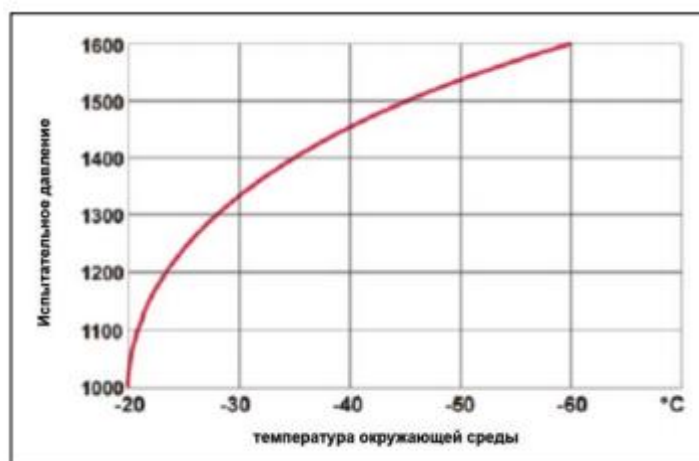


Рис. 1. Увеличение давления испытания (кПа) для оболочек класса Ex d при низких температурах

Как видно, требования к испытанию под давлением значительно возрастают при снижении температур окружающей среды. В дополнение к этому, в зависимости от используемого материала сами оболочки могут терять свои прочностные свойства и становиться более хрупкими при низких температурах. В зависимости от стандартов, по которым оборудование допускается к применению и испытывается, могут возникнуть проблемы, поскольку взрывобезопасные оболочки могут оказаться более непригодными для удержания внутреннего взрыва.

В дополнение к безопасности оборудования, крайне важным является и его функционирование. Оборудование может быть безопасным для эксплуатации в опасных зонах благодаря своей конструкции. Взрывобезопасная оболочка, сертифицированная для безопасного применения при низких температурах до -50°C может содержать в себе коммутационное устройство, переключатели, реле и прочие электрические устройства. Если эти устройства рассчитаны на минимальную температуру, равную лишь -25°C , то весь узел оборудования в целом, взрывобезопасный при -50°C , будет пригоден к эксплуатации только при

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

температурах выше -25°C , если только внутренняя температура в оболочке не будет повышаться благодаря теплу, генерируемому внутренними устройствами или нагревателем. Некоторые типы консистентных смазок также могут впитывать влагу и замерзать при очень низких температурах. При очень низких температурах металлы могут терять пластичность и становиться более хрупкими, что влияет на их способность в достаточной степени выдерживать ударные и взрывные нагрузки для обеспечения защиты. Кнопки иногда могут становиться жесткими при низких температурах, тогда их трудно нажимать. Зачастую консистентная смазка, применяемая для обеспечения плавной работы компонентов кнопочного механизма, может становиться очень вязкой в холодную погоду, что мешает нормальной работе оборудования. Следует проявлять тщательность при выборе материалов, смазки и конструкций электродвигателей, предназначенных для эксплуатации при низких температурах. Используемые материалы должны выдерживать влияние температурного охрупчивания.

При разработке, выборе и монтаже изделий для установок, работающих при низких температурах, необходимо принимать во внимание как безопасность, так и работоспособность оборудования [3]. Оборудование должно быть пригодно для монтажа при требуемой температуре, а также обеспечивать работоспособность при любых температурах, ожидаемых в период эксплуатации. Как правило, монтаж при очень низких температурах не приветствуется, но иногда такая необходимость может возникнуть. Оборудование будет эксплуатироваться при очень низкой температуре, поэтому оно должно обеспечивать безопасность и работоспособность при низкой температуре окружающей среды, в которой оно устанавливается. При выборе материалов следует проявлять тщательность, поскольку определенные материалы непригодны для применения при низких температурах. Также необходимо учитывать температурное воздействие на электрические характеристики оборудования. Для некоторого оборудования, такого как щиты и панели управления, требуется установка внутренних нагревателей для удержания внутренней температуры выше минимального рабочего значения температуры для внутренних компонентов.

Литература

1. V.G. Rowe , G.F Howell, G. Lobay “Cold Weather Effects on Class I Hazardous Electrical Installations,” IEEE Industrial Application Magazine, Sept/Oct 2001
2. Большая советская энциклопедия// Н.Н. Баранский, А.Н. Бах, А.С. Бубнов и др.// Изд-в: Советская энциклопедия. Том I.. 1960 г. С.800.
3. Стратегия развития арктической зоны российской федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года, 2010 (утв. Президентом РФ) /.[Электронный ресурс]. URL:[http:// www.consultant.ru/ document/cons_doc_LAW_142561](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_142561)
4. Пилясов А. Н. Контуры стратегии развития Арктической зоны России // Арктика: экология и экономика. 2011 г. -№ 1. С. 38 – 47.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ СОЛНЕЧНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ РАБОТЫ ПРИ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ

А.С. Петрусёв

Научные руководители профессор Б.В. Лукутин, доцент Н.М. Космынина

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

На данный момент на значительной части территории арктической зоны РФ (4387 тыс. км²), на которой проживает порядка 2,5 млн. человек, отсутствует централизованное электроснабжение. Стоимость вырабатываемой дизельными установками электроэнергии может быть крайне высокой и достигать свыше 50 руб. за кВт·ч, что связано в основном с трудоёмкостью доставки топлива в некоторые районы. Это говорит о необходимости использования в таких областях альтернативных источников энергии, в частности солнечной.

Солнечная энергетика имеет несколько преимуществ в сравнении с традиционными источниками энергии (уголь, газ, нефть) – отсутствие потребности в топливе для работы, единоразовые капиталовложения на несколько лет, автономность работы, экологичность. Но при этом также имеются недостатки, которые ограничивают распространение солнечных установок. Например, зависимость выработки от погодных условий, времени года и суток (сильная неравномерность генерации в течение любого длительного промежутка времени), высокая стоимость фотоэлементов, невысокая эффективность преобразования солнечной энергии в электрическую в течение дня. В связи с этим требуется установка дополнительных устройств и алгоритмов, способных повысить эффективность генерации и снизить удельную себестоимость.

Единственным способом значительно снизить себестоимость энергии, вырабатываемой солнечными элементами, является установка концентратора.

Концентратор представляет собой устройство, осуществляющее сбор солнечного потока с большей площади и направляя его на солнечные элементы с меньшей площадью. Но имеющиеся концентраторы имеют ряд весомых недостатков, которые ограничивают их массовое распространение. Для параболических концентраторов это, в первую очередь, крайняя массивность и громоздкость, а также проблемы с эксплуатацией – из-за чашеобразной формы концентратора в нём скапливаются атмосферные осадки, а конденсат внутри резко снижает эффективность работы. Для решения первой проблемы предложено использовать акриловый концентратор, который описан в [1]. Он представляет собой оптическую систему, выполненную преимущественно из акрила. Концентратор выполнен таким образом, что лучи, падающие на его поверхность, в результате серий преломления и полного внутреннего отражения перенаправляются в торцы, на которых расположены небольшие фотоэлементы.

Данный концентратор имеет ряд преимуществ в сравнении со своими аналогами:

- Низкие массогабаритные характеристики
- Отсутствия скопления конденсата на поверхности
- Широкая диаграмма направленности на солнце
- Отсутствие необходимости в мощных системах охлаждения

Он позволит снизить приблизительно в 5 раз объём необходимых фотоэлементов при той же выходной мощности, что значительно снизит стоимость

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

системы в целом. Температура эксплуатации – от -45 до + 70 градсов. Но для работы данного концентратора необходим солнечный трекер.

Солнечный трекер – устройство, периодически ориентирующая солнечные панели или концентратор на солнце, в результате чего большее количество солнечных лучей достигают поверхности и вырабатывается больше электроэнергии. При использовании солнечного трекера вырабатываемая в течение дня солнечными панелями мощность повышается примерно на 30% [2]. Особенно заметен прирост в утренние и вечерние часы, которые как раз приходятся на пик электропотребления. Актуально это и для полярных дней, где солнце хоть и не заходит за горизонт, но совершает вращательное движение по небосводу. Поэтому солнечный трекер эффективен не только для концентраторов, но и для стандартных солнечных панелей.

В работе предложена реализация солнечного трекера, имеющего преимущества в сравнении со своими аналогами.

Благодаря разработанной управляющей плате без использования микроконтроллеров в качестве электропривода можно использовать коллекторный двигатель постоянного тока, поэтому питание электропривода осуществляется напрямую от аккумуляторной батареи, которая заряжается от солнечных панелей. Отсутствие инвертора для питания трекера делает систему проще и дешевле. При этом простота конструкции и отсутствие программируемых частей задает высокий срок службы с низкой стоимостью сервисного обслуживания. На основании результатов теоретических и экспериментальных исследований с помощью экспериментальной модели солнечной установки [2], создана полноразмерная установка номинальной мощностью 190 Вт.

Для выбора электропривода поворотного механизма произведён расчёт максимального момента вращения используемой солнечной батареи.

Получено, что выходной вал электропривода должен выдерживать максимальный момент вращения не менее 14,56 Н·м [3]. Электропривод построен на основе коллекторного двигателя с редуктором, заполненным маслом на весь срок службы. Масло редуктора и смазка подшипника имеют температуру эксплуатации до -45 градусов, что обеспечивает им бесперебойную работу в течение большей части года даже в суровых условиях Арктики.

В связи с этим, можно считать, что установка трекера является экономически и энергетически обоснованным решением, которое позволит сэкономить деньги и более равномерно генерировать солнечную энергию в течение дня.

Разработанные технические средства обеспечивают точность регулирования и запас прочности с учетом возможного климатического влияния, позволяя минимизировать основные проблемы солнечных установок.

Литература

1. Петрусёв А.С. , Сарсикеев Е.Ж. , Ляпунов Д.Ю. Энергоэффективная фотоустановка// Журнал Межд.научных публикаций. – 2014 - №. 8. - стр. 399 – 404. – Режим доступа: <http://www.scientific-publications.net/ru/article/1000188/>.
2. Петрусёв А. С. , Юрченко А. В. Эффективный способ увеличения мощности солнечных установок // Физика. - 2014 - №. 2 (960). - С. 4-8
3. Петрусёв А. С. , Сарсикеев Е. Ж. , Ляпунов Д. Ю. Разработка технических средств повышения эффективности солнечных установок [Электронный ресурс]

// Вестник науки Сибири. - 2015 - №. Спецвыпуск (15). - С. 77-82. - Режим доступа: <http://sjs.tpu.ru/journal/article/view/1201>.

НОВЫЕ ИДЕИ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА И ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКИ ПО СЕВМОРПУТИ

М.П. Поротников, Б.С. Страхов, А.В. Мананков

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*

Гигантский выброс метана на Ямале в 2015 году (рис.1) вызвал интерес к проблеме газогидратов метана на арктических территориях и шельфе. Последние экспедиции ученых обнаружили резкое увеличение концентрации метана в морской воде в Карском, Восточно-Сибирском и Чукотском море (рис.2, подробнее об этом в статье секции 6 данного сборника).



Рис.1. Газовая кальдера в результате выброса метана на Ямале

Слабые землетрясения, в большом количестве зафиксированные на шельфе Арктики, могут быть обусловлены подводными выхлопами метана (рис.3). Была выдвинута гипотеза: опасные выбросы метана из газогидратного слоя арктического шельфа увеличиваются по экспоненте и уже достигли в 2014 году (по оценкам западных и российских ученых) нескольких сотен млн. тонн. В критических зонах шельфа летом арктические моря просто «кипят».

Авторами статьи был предложен проект технического решения этой глобальной проблемы. Суть проекта заключается в технологии сбора эманации растворенного метана в морской воде и со дна шельфа специальными сборно-разборными купольными конструкциями. Купольные конструкции имеют нулевую регулируемую плавучесть и способность перемещаться в места наибольшего

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

выброса метана. Из куполов метан перекачивается в газохранилище на судне или на суше. Для отправки газа на экспорт мы предлагаем вариант транспортировки газа не в форме сжиженного переохлажденного метана, а вновь в форме ледгидрата метана. Заполнение трюмов судов-рефрижераторов в форме газогидратов производится специальным запатентованным устройством из смеси газа и воды. Судовые дизели также работают на метане из газогидрата и этим резко снижается стоимость транспортировки Северным морским путем в страны Азии.



Рис. 2. Резкое увеличение концентрации метана в морской воде в Карском, Восточно-Сибирском и Чукотском море

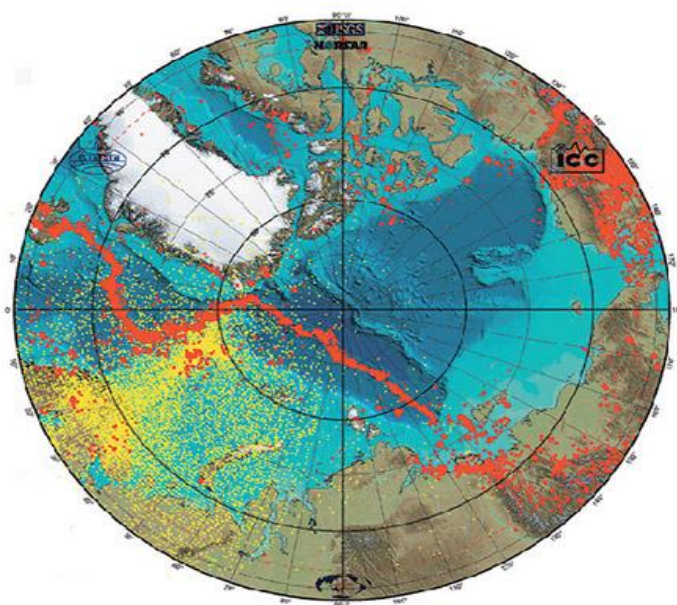


Рис.3 Слабые землетрясения вдоль шельфовой зоны Арктики

Предложенные идеи создают много проблем, начиная со строительных материалов и конструкций. Вариант их решения представлен нами в этой же 8 секции.

ДИЗЕЛЬ – ГЕНЕРАТОРЫ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ

В.С. Сафонов, С.К. Логин, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

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

Арктическая зона РФ содержит большой сырьевой запас страны и относится к малому числу регионов мира, где существуют практически нетронутые запасы газа, нефти и минерального сырья. На сегодняшний день в Арктической зоне добывается 10-ая часть общемировых объёмов нефти и 4-ая часть — природного газа.

На Крайнем Севере страны сосредоточено около 80% всей арктической нефти и практически весь газ.

За полярным кругом было открыто более чем 400 месторождений нефти и газа, на части из них активно ведётся добыча, однако большая часть еще не разработана. Так же, в Арктической зоне имеются уникальные запасы довольно редких металлов и многих других полезных ископаемых, например месторождения угля, никеля, вольфрама, урана, золота, меди, и алмазов.

С другой стороны, арктический регион является источником не только полезных ископаемых, но и пищевых и рекреационных ресурсов, зоной проживания коренных народов Севера. Территория Арктической зоны Российской Федерации составляет 4386,6 тыс. км², или 25,7% общей площади страны. Население данной зоны примерно 2,5 миллионов человек. Это примерно 2% населения РФ и составляет примерно 40% населения всей Арктики [1].

Освоение Арктики во многом зависит от обеспечения энергией требуемой территории. Поскольку существование человека в условиях, где крайне низкие температуры возможно лишь только при наличии постоянного тепла и электроснабжения в нужном количестве. Так же необходимо постоянное обеспечение безопасности движения всех видов транспорта. Это является особенно важным именно в данном регионе с учетом наличия международных торговых коммуникаций (Северного морского пути) и большой зависимости населенных пунктов от доставляемых водными, наземными и воздушными путями грузов. Для навигационных целей широко используются автономные светосигнальные устройства: буи, маяки, аэродромные огни.

Электроэнергетика является слабой частью производственной инфраструктуры Арктической зоны. Главной проблемой в развитии отрасли выступает неоптимальная структура генерирующих мощностей, слабая приспособленность оборудования к существующим условиям эксплуатации, невысокий уровень надежности энергоснабжения локальных систем.

В условиях освоения новых арктических месторождений природных ресурсов приходится решать вопрос электроснабжения и обеспечения теплом вахтовых поселков с помощью дизельных электростанций.

Дизельная электростанция (дизель-генератор) представляет собой энергетическую установку стационарного или подвижного типа (рисунок 1).

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

Состав энергоустановки: электрические генераторы (один или несколько), приводом которых является дизельный двигатель внутреннего сгорания. Применение дизель-генераторов достаточно широкое. Это основные, аварийные, резервные источники электроэнергии для потребителей трёхфазного переменного тока или однофазного переменного тока; энергообеспечение вахтовых посёлков; электропитание разнообразной техники, например, карьерные самосвалы, тепловозы [3].



Рис.1. Переносные дизель-генераторы с воздушным охлаждением

Несогласованность развития энергоснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей обусловили в прошлом возникновение значительного числа мелких дизельных электростанций. Как следствие, оборудование местных коммунальных теплоэнергетических систем стремительно стареет, что приводит к расточительному использованию дорогого завозимого топлива. По стратегии развития арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года установлено, что в энергетической сфере будет проведена модернизация дизель-генераторов и оптимизирован марочный состав и типы энерговырабатывающего оборудования с учетом ускоренного внедрения дизельных электрических станций, производящих комбинированную выработку электрической и тепловой энергии [2]. При этом будет обеспечиваться не только централизованное энергоснабжение малых и средних поселений, но также экономное и эффективное вовлечением местных, резервных, альтернативных источников тепла и энергии - в итоге снижение зависимости от завоза топлива и нефтепродуктов [2].

В заключении хочется отметить, что Арктика является будущей перспективой Российской Федерации, для развития которой необходимо вкладывать усилия для достижения требуемой комфортности и технологичности работы. Одним из важных направлений является электроэнергетика, без совершенной работы которой не удастся достичь требуемых целей.

Литература

1. Отчет о научно-исследовательской работе по теме «Разработка подпрограммы государственной программы Российской Федерации “Экономическое и социальное развитие Арктической зоны Российской Федерации на 2011—2020 годы” в Республике Саха (Якутия)» // [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sakha.gov.ru/en/node/65700>.
2. Стратегия развития арктической зоны российской федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года, 2010 (утв. Президентом

РФ) // [Электронный ресурс]. URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_142561.

3. Хорольский, Владимир Яковлевич. Эксплуатация систем электроснабжения: учебное пособие / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. – Москва: Форум Инфра-М, 2015. – 288 с.

НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ ИЗ ПЕТРОСИТАЛЛОВ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ АРКТИКИ И ЗАПОЛЯРЬЯ

Н.В. Харитонов, Б.С. Страхов, А.В. Мананков

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*



Рис.1. Повсеместное распространение озер и болот



Рис.2. Современное состояние дорог

При освоении полезных ископаемых в тяжелых условиях Сибири и Заполярья (рис.1,2) и требующих высоких затрат (до 70% в себестоимости нефти и газа) возникла потребность в применении высокопрочных и высокоэффективных строительных конструкций самого широкого спектра для промышленного, транспортного и гражданского строительства при значительно меньшей стоимости.

Освоение Ямала, выход на шельфы арктических морей, невозможность использования традиционных морских буровых платформ требует использования новых прорывных технологий добычи нефти и газа с искусственных островов на шельфе. Но такие технологии требуют и новых строительных материалов и конструкций, обладающих многократно большей прочностью, долговечностью, износостойкостью, кислотоустойчивостью и другими функциональными параметрами при меньшей стоимости и возможностью их производства из местного сырья. В последние годы и активно ведутся инициативные научно-исследовательские и опытно-конструкторские исследования по разработке из местного сырья новых малозатратных технологий производства инновационных строительных материалов и конструкций, обладающих высокими физико-

химическими свойствами. Для транспортного и промышленного строительства разработана и запатентована свайно-эстакадная дорожная конструкция позволяющая быстро и по приемлемой стоимости обустроить районы нефтегазодобычи первоклассной транспортной инфраструктурой: автодороги, железные дороги, аэродромы, причалы, кусты бурения и карьеры, искусственные острова.

В основе свайно-эстакадной дорожной конструкции лежат два элемента: усиленная дорожно-аэродромная-мостовая плита двух типоразмеров и винтовая криосвая. Винтовая криосвая, являясь опорой для дорожных плит, еще выполняет

**СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ.
СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ
АРКТИКИ**

функцию упрочняющего замораживания основания под дорогой, фундаментами зданий, дополнительно извлекая геотермальную энергию для отопления.

Основные направления научных и экспериментальных исследований:

1. Исследование методов управляемого синтеза фрактальных наноструктур пироксенов и β-волластонита в синтетических камнях – петроситаллах метасиликатного состава класса сикамов.
2. Исследование технико-экономических параметров плавильных печей (индукционных, электродных, плазменных) и устройств для управляемого синтеза фрактальных наноструктур пироксенов и β-волластонита в процессе кристаллизации ситаллов.
3. Исследование технологии производства сталеситалловых композитов.
4. Математическое моделирование и разработка многофакторных моделей прочностных параметров сталеситалловых композитных строительных конструкций различной топологии: плоских, цилиндрических и сферических.
5. Экспериментальная отработка строительных конструктивных решений различного назначения:
6. Автомобильные сборно-разборные дороги промышленного, военного и гражданского назначения в свайно-эстакадном исполнении.
7. Железные дороги, включая высокоскоростные магистрали - ВСМ, в инновационном безбалластно - плитном исполнении.
8. Трубопроводы с износостойкой ситалловой футеровкой на винтовых сваях.
9. Взлетно-посадочные полосы полярных аэродромов и военных авиабаз в Арктике.
10. Грузовые и нефтегазовые морские терминалы, порты и пирсы на арктическом побережье.
11. Искусственные острова и кусты бурения на мелководном шельфе с заморозкой основания криосваями.
12. Глубоководные кессонные буровые станции (типа «подводный колокол») смонтированные из сталеситалловых сферических фуллеровых тьюбингов.

Таблица 1

Эксплуатационные свойства петросикамов

Показатель (свойство)	Петросикам	Каменное литье	Природный отделочный камень базальт, гранит	Чугун серый	Бетон
Коэффициент линейного расширения (КТР) $10^{-7} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$	65-114	48-100	100	100	100
Температура начала размягчения, $^{\circ}\text{C}$	950-1100	900-1050	1150 – 1350	-	1400
Сопротивление истиранию, $\text{г}/\text{см}^2$	0,015-0,04	0,02—0,08	9,02 -0,08	-	-
Прочность при изгибе Мпа	100-188	47-80	45— 52	280	-
Прочность при сжатии Мпа	707-909	500	264—320	500	10-60
Химическая стойкость, %:					
H_2SO_4	94,6-99,9	99,8	95	-	-
NaOH	98,0-99,0	98,5	85	-	-
Цена 1 куб. метра продукции в рублях	9 000 – 12 000	30 000	От 7 000 до 240 000	112 000	18 000 ЯНАО

13. Подводные стартовые комплексы из сталеситалловых цилиндрических и сферических тубингов.
14. Фундаменты и основания зданий и сооружений промышленного и гражданского исполнения на винтовых криосваях и системой геотермального отопления на тепловых насосах.

Технико-экономические расчеты петросикама показали, что он по прочности на изгиб и сжатие сравним с чугуном, но легче в три раза, совсем не подвержены коррозии и дешевле в 12 раз [1].

Литература

1. Мананков А.В., Горюхин Е.Я., Локтюшин А.А. Волластонитовые, пироксеновые и другие материалы из промышленных отходов и недефицитного природного сырья. - Томск: Изд-во Том. ун-та, 2002. – 168 с.

НЕОБХОДИМОСТЬ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ АРКТИКИ

А.Е. Чистихин, Г.Е. Нестеров, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

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

Арктика характеризуется большим количеством нефти и газа, содержащихся в неразведанных в настоящее время месторождениях.

Так по оценкам зарубежных экспертов около 90 млрд баррелей составляют запасы нефти на шельфе и суше (сведения геологической службы США). С учетом годового потребления нефтяных ресурсов (32 млрд. баррелей нефти) неразведанных энергоресурсов Арктики достаточно для нефтеобеспечения в течение 3 лет (сведения «Бритиш Петролеум»). По данным геологических изысканий значительная часть неразведанных запасов нефти сосредоточена около берегов Аляски.

Арктика, обладающая громадными запасами углеводородного сырья, является громадным резервом для нефтяной и газовой промышленности России, особенно в связи с принятием программы развития энергетики России до 2020 года.

Без освоения Арктического шельфа и месторождений на суше выполнение задач Энергетической стратегии России проблематично. Российские компании ООО «Газпром нефть шельф», ОАО «Роснефть» получили право на разработку нефтяных месторождений; и с 2012 года ООО «Газпром нефть шельф» ведет такие работы на шельфе Арктики.

В 2013 году с месторождения "Приразломное", находящееся в Печорском море, была добыта первая нефть. Для реализации добычи было спроектировано и построено специальное сооружение платформа «Приразломная». Платформа приспособлена для работы в Арктике в экстремальных климатических условиях. Кроме того предусмотрены технические, конструкционные разработки для минимизации отрицательного экологического влияния добычи нефти на окружающую среду, так все отходы или вывозятся на сушу или закачиваются в специальную скважину.

По мнению ученых в Арктике имеется запасы примерно 1550 трлн. кубометров природного газа, причем все это сосредоточено у берегов России. Также геологические изыскания свидетельствуют о наличии в материковой части Арктики

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

уникальных запасов медно-никелевых руд, черных металлов, платиноидов, редкоземельных элементов и редких металлов, оптического сырья, олова, ртути, крупных запасов золота, вольфрама, алмазов и поделочных камней.

Недра Арктики содержат и дефицитные в России руды: важнейшие месторождения марганца агрохимических руд – на Новой Земле, хрома – в Ямало-Ненецком АО и Мурманской области, титана – на Кольском полуострове. На шельфе и арктических архипелагах установлены запасы и прогнозные ресурсы всех категорий россыпного олова, золота, алмазов, марганца, полиметаллов, серебра, флюорита, поделочных камней, различных самоцветов. Общие кондиционные прогнозные ресурсы залегающих здесь углей оцениваются как минимум в 780 млрд т, из них 599 млрд т – энергетических и более 81 млрд т – коксующихся. Здесь же добывается 100% алмазов, апатита, сурьмы, вермикулита, редкоземельных металлов, флогопита, редких металлов и, 98% платиноидов, 90% кобальта и никеля, 95% газа и 60% меди. Общая стоимость минерального сырья в недрах арктических районов России, по оценкам, превышает 30 трлн долларов, причем, две трети этой суммы приходится на долю энергоносителей. А общая стоимость разведанных запасов – 1,5-2 трлн. долларов. Это говорит о низкой степени разведанности, а тем более освоения недр, и не позволяет в полной мере реализовать потенциал этого региона [1].

Нефтяная и газовая отрасли промышленности, являясь основными производителями и поставщиками энергоресурсов, в то же время относятся к крупным потребителям электроэнергии. Поэтому, в отличие от прежней ориентации на крупномасштабное наращивание производства энергоресурсов, в настоящее время делается упор на эффективность энергопотребления и энергосбережения.

При добыче нефти главными потребителями электроэнергии являются: нефтяные насосы с электродвигателями мощностью 200 кВт, напряжением 380В., установленные на открытой площадке; блок - боксы с погружными насосами и с погружными электродвигателями мощностью до 180 кВт., напряжением до 2300 В; водозаборные скважины с погружным насосом и с электродвигателями мощностью 16 кВт; подземные емкости дренажные с электродвигателями, мощностью 18,5 кВт; блоки дозированной подачи реагента мощностью 5,2 кВт; скважины с погружными насосами мощностью 5,5 кВт; скважины со станком - качалками мощностью 18,5 кВт; ГЗУ “Спутник АМ 40 “ мощностью 10 кВт.

Для добычи природного газа необходимо снабжать электроэнергией газоанализаторы, газовые сепараторы, подогреватели, фильтр и т.д. [2].

В последние годы Россия начала активно обустроить военную инфраструктуру Арктики. Наша страна обладает самой большой территорией, имеющей выход к арктическим морям. В сентябре 2013 года Минобороны доставило на остров Котельный (Новосибирские острова) специальный отряд численностью около 150 человек, заложив тем самым основу будущей военной базы в этом районе Арктики.

Электрическая энергия в военных базах предназначена для жилого и административного комплекса для деятельности военнослужащих постоянного состава и командированных, также энергия нужна для узла связи, позиции радиолокационного отделения и пункта наведения авиации, необходимо снабжать электричеством аэродромы с местом для стоянки самолетов и комплексами радиотехнического обеспечения полетов и метеорологическим оборудованием, также необходимо снабжать электричеством медицинский пункт с лазаретом, склады продовольствия и имущества (вещевого, медицинского, технического, ЗИП

и материалов), столовую, в дополнение не надо забывать о системах вентиляции и кондиционирования воздуха. На любой военной базе очень большой расход электроэнергии идет на освещение, так как ночью весь периметр базы должен освещаться и должны работать прожекторы. Все электроснабжение планируется получать от следующих энергообъектов [2]: автоматизированной дизельной электростанции; центральных распределительных трансформаторных подстанций модульного типа; дизель генераторных установок; воздушных линии электроснабжения.

Литература

1. Отчет о научно-исследовательской работе по теме «Разработка подпрограммы государственной программы Российской Федерации “Экономическое и социальное развитие Арктической зоны Российской Федерации на 2011—2020 годы” в Республике Саха (Якутия)» // <http://www.sakha.gov.ru/en/node/65700>
2. Пилясов А. Н. Контуры стратегии развития Арктической зоны России // Арктика: экология и экономика. – 2011. – № 1. – С. 38 – 47.

ЭНЕРГОВООРУЖЕННОСТЬ ЛЕДОКОЛОВ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ

Т. С. Шарыгина, Н. В. Толкачев, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

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

В настоящее время Россия является единственной страной в мире, которая эксплуатирует суда атомного гражданского флота.

Открытие огромных залежей минералов в арктических районах привело к возникновению сложной задачи: создание в Арктике надежной транспортной системы. Транспортная система Арктики включает в себя: Северный морской путь, корабли речного и морского флота, авиацию, автомобильный, трубопроводный, железнодорожный и транспорт, береговую инфраструктуру.

Северный морской путь – это основная российская морская коммуникация в Арктике: вдоль северных берегов России по морям Северного Ледовитого океана; через устья судоходных сибирских рек; дальневосточные, европейские порты.

Работа морского транспорта выявила необходимость внесения более мощных ледоколов в ледокольный флот, так как без них дальнейшее расширение сроков арктической навигации невозможно.

В настоящее время в ледоколах применяется, в основном, два типа судовых энергоустановок: дизель-электрические; атомные турбо-электрические [2].

Дизель-электрические установки повышают маневренность судна, а так же дают возможность изменения мощности. С помощью силовой установки судно повышает свою автономность. В условия Арктики дозаправка судна является невозможной. Следует отметить, что паровые машины с непосредственной передачей первых ледоколов позволяли ледоколам пройти весь Северно - Морской путь без дозаправки.

50-е годы XX века являются началом активного освоения ресурсов Сибири, при этом возникла необходимость навигация по Северному морскому пути в течение всего года. И здесь явное преимущество показали атомные ледоколы. Имея большую мощность энергоустановки, атомоход может работать в течение

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

нескольких лет без дозаправки. Помимо этого, запасы ядерного топлива занимают на судне мало места. Следовательно, возможно увеличение полезной нагрузки, и продление времени отсутствия в портах [1]. Кроме того, применение ядерных энергетических установок позволило ограничить осадку ледоколов, и использовать их высокую пропульсивную мощность [1].

Впервые атомная энергетическая установка «Ленин» был принята в эксплуатацию в 1959 году. Ледокол с такой установкой вышел на Северный морской путь в 1960 году.

Ледоколы можно условно поделить по мощности судовой энергетической установки:

- мощные ледоколы (линейные ледоколы-лидеры в замерзающих неарктических и в арктических морях; мощность двигателей более 25000 л.с.);
- средние ледоколы (линейные ледоколы при проводке судов; мощность двигателей 12000 – 25000 л.с.);
- малые ледоколы (вспомогательные ледоколы; мощность двигателей 6000 – 12000 л.с.).

В таблице 1 приведены данные атомных ледоколов российских и зарубежных производителей [2].

Таблица 1

Основные технические характеристики атомных ледоколов

Название ледокола	Год постройки	Страна постройки	Водоизмещение, т	Мощность на валах, кВт
"Россия"	1985	СССР	23625	52800
"Советский союз"	1989	СССР	23460	52800
"Ямал"	1992	СССР	23460	52800
"50 лет Победы"	2007	СССР, Россия	211--	36000
"Таймыч"	1989	Финляндия, СССР	21100	36000
"Вайгач"	1990	Финляндия	21100	36000

В настоящее время Россия имеет 20 дизельных ледоколов и 6 атомных ледоколов. У нашей страны больше возможностей пользоваться богатствами Арктики, так как атомный ледокольный флот еще не используется другими государствами. Например, Дания имеет 4 ледокола, Норвегия – 1, США – 3, Канада – 2 тяжелых ледокола и больше десяти малых ледоколов. Между тем, анализируя современные исследования в данной области, специалисты утверждают, что к 2030 году потребуется до 200 проводок ледоколов в год. При этом ледоколы будут загружены не более, чем на 70%. Также, обеспечить обслуживание портов и работу маршрута круглый год смогут 5-6 атомных ледоколов мощностью 60-110 МВт, 6-8 неатомных ледоколов по 25-30 МВт и 8-10 неатомных ледоколов по 16-18 МВт [3].

Серьезная проблема атомных ледоколов: воздействие ионизирующего излучения на окружающую среду и членов экипажа. Это потребовало особой конструкции ледоколов и разработки специальных мер защиты от радиации. Ядерные реакторы расположены в средней части ледокольного судна. От внешнего мира реакторный отсек отгорожен герметичной бетонной капсулой метровой толщины. Сверху реактор накрыт многотонным стальным люком. Предусмотрены три уровня защиты: жаропрочные топливные таблетки, герметичные циркониевые

оболочки топливных элементов, конструкция реактора [3]. За время эксплуатации всех ледоколов России не было ни одного аварийного случая с атомными энергетическими установками. Они показали себя надежными и безопасными.

Литература

1. Котляр П.В. Плавающие мини-АЭС [Электронный ресурс] печ.изд. ЗАО "Газета.РУ" 2012. URL: [http://www.bio.spbu.ru/science/scienceinfo /el_resource.phphttp://www.proatom.ru/modules.php?file=article&name=News&sid=3696](http://www.bio.spbu.ru/science/scienceinfo/el_resource.phphttp://www.proatom.ru/modules.php?file=article&name=News&sid=3696)
2. Российская и мировая атомная энергетика : учебное пособие для студентов вузов / В. М. Кузнецов, Х. Д. Чеченов; Российская академия наук (РАН), Институт истории естествознания и техники им. С. И. Вавилова (ИИЕТ) ; Гидропресс. Москва: Изд-во Московского гуманитарного ун-та, 2008. – 764 с.
3. Становление атомного комплекса Российской Федерации (историко-технический анализ конструкционных, технологических и материаловедческих решений) / В. М. Кузнецов; Институт истории естествознания и техники им. С. С. Вавилова РАН. – Москва: Изд-во МНЭПУ, 2006. – 340 с.

КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ

Д.С. Щеголихин, М.Н. Морозов

Научный руководитель ассистент М.Н. Морозов

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

По мнению экспертов, к 2020 г. при благоприятных экономических условиях извлекаемые запасы в России при внедрении новейших технологий могут быть увеличены до 4 миллиардов тонн при годовой дополнительной добыче в 40-60 миллионов тонн. Новые технологии позволят России дополнительно получать 28-30 миллиардов долларов в год. К сожалению, в России процессы внедрения таких технологий идут медленно, в то время, как в США используя новейшие разработки ежегодно дополнительно получают более 30 миллиардов долларов.

Интеллектуальное нефтегазовое месторождение – система автоматического (автоматизированного) управления операциями по добыче нефти и газа, предусматривающая непрерывную в реальном масштабе времени оптимизацию интегральной модели месторождения и модели управления добычей, гарантирующей оптимальное управление на всех уровнях при контроле целей предприятия.

Основными условиями существования интеллектуального месторождения является: формализованность информационной модели месторождения, наличие аппарата управления, точные интерфейсы обратной связи, интерфейсы для оптимизации процессов, моделей и критериев.

В рамках концепции «интеллектуальное месторождение» можно получить информационные технологии, которые позволяют:

1) Оптимизировать производительность оборудования и продуктивность скважин за счет анализа данных телеметрии, замеров давлений и дебитов на «спутниках», акустического шума, температур, данных типовых и специальных гидродинамических и геофизических исследований, актов испытаний, результатов освоения скважин после ремонтов, данных о проведенных и проводимых геолого-

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

технических мероприятиях и сопутствующих простоев, описания событий в наземных трубопроводных системах и других данных.

2) Оптимизировать режим работы комплексной иерархической системы «пласты-скважины-коллектор» по критериям экономической эффективности - увеличение количества нефти, получаемой из конкретного месторождения и снижение затрат в том числе на освоение новых месторождений в удаленных районах.

3) Централизованно управлять большим количеством скважин с помощью систем дистанционного мониторинга.

4) Планировать в упреждающем режиме профилактическое обслуживание оборудования, точно и быстро принимать решения, в том числе в реальном времени.

5) На основе прошлых данных сроки исчерпания скважин, а данные старых скважин с богатой историей добычи использовать для прогнозирования поведения новых скважин.

6) Решать задачи связанные с оптимизацией тех или иных процессов нефтедобычи.

Целью автоматизации технологических и производственных процессов в нефтегазовой отрасли является более полное использование потенциальных возможностей, заложенных в технологии и управление, и, прежде всего:

1) Наиболее полное извлечение нефти и газа из продуктивных пластов и доставку их потребителю с установленными технико-экономическими показателями;

2) Повышение производительности нефтехимического оборудования;

3) Сокращение обслуживающего персонала;

4) Сокращение потерь всех видов ресурсов;

5) Улучшение качества подготовки нефти, газа, воды;

6) Транспортирование нефти и газа без потерь [1].

Основными показателями, определяющими экономическую целесообразность затрат на разработку, внедрение и эксплуатацию средств и систем автоматизации являются годовой экономический эффект, прирост прибыли, срок окупаемости капитальных вложений.

Ввиду сложности и нечеткой определенности геологических моделей (как части интегральной модели) построить полностью автоматическое управление нефтедобычей в обозримый период времени представляется невозможным, но при этом возможно использовать данный эталон для формирования целей для программ по снижению человеческого фактора в процессах управления жизненным циклом месторождений.

Предлагаемая система, верхнего и среднего уровня от диспетчерского пункта (ДП) до автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ), аналогична существующим системам (кабельным, на УКВ или GSM). При этом стоит отметить, что наиболее перспективным решением по измерению параметров добычи является использование проточных многофазных расходомеров. Однако такое решение в готовом виде существует только за рубежом. По причине активной политики импортозамещения, проводимой нефтегазовыми корпорациями, данное решение не принято в качестве основного.

Построение сенсорной сети для мониторинга состояния и автоматического управления оборудованием куста нефтяных скважин, оснащенных штанговыми глубинными насосами (ШГН) либо погружными насосами (ЭЦН), а также

мониторинг и управление исполнительными механизмами групповых замерных установок (ГЗУ).

Средний и нижний уровни АСУ ТП состоят из следующих подсистем:

1) АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка. Служит для определения объема добываемой жидкости, процентного содержания газа и воды, контроля давления в трубе коллектора;

2) СУ ЭЦН – Станция управления погружными насосами. Обеспечивает долговечность оборудования и правильность работы системы;

3) ОКС – общекустовые системы. Обеспечивают сбор информации, а также управление общекустовым оборудованием, реализацию общекустовых алгоритмов и передачу данных на верхний уровень (диспетчерский пункт).

Основной задачей общекустового оборудования является проведение замеров и мониторинг технологических параметров куста: объем нефти, качество нефти, состояние погружных насосов, расход воды, давление в трубе коллектора и др.

Литература

1. Громаков Е.И. Автоматизация нефтегазовыми технологическими процессами. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – С. 8-9.

**СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ,
ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

**Секция 7
ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ,
ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО
ПРЕБЫВАНИЯ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ**

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

А.А. Черкасов, А.А. Смуркин, П.В. Реус

Научный руководитель профессор Н.В. Барановская

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

Первые представители *Homo sapiens* проникли на побережье Северного Ледовитого океана около 30 000 лет назад. Об этом свидетельствуют стоянки древних людей в долине р. Усы (Республика Коми) и в устье р. Яна (Саха). Проникновение и освоение древними людьми высоких широт существенно повысили их адаптивные возможности как вида. В условиях постоянной борьбы с холодом и стихией формировались северные адаптивные типы популяций человека. В результате таких адаптивных изменений со временем произошла мутация гена, что привело к улучшению выживаемости индивида в данных условиях. Побуждающими факторами мутации послужила низкая интенсивность ультрафиолетового излучения, что характерно для районов севера. Проявление мутации — светлая кожа. Изучение проблем здоровья человека в условиях высоких широт северного полушария в настоящее время оформился в виде научного направления, названного «Арктической медициной»

Принято считать, что особенности адаптации организма человека к условиям Крайнего Севера определяются влиянием в этих районах особых природных факторов. Природные условия на Крайнем Севере для здоровья человека значительно более тяжелые, чем в средней полосе. Особенности климата здесь хорошо известны. Но дело не только в суровом климате и особом режиме освещенности (полярный день или полярная ночь). На Крайнем Севере на организм человека действуют космические факторы, поскольку магнитное поле Земли в этих широтах защищает от них Землю значительно хуже, чем в средних и низких широтах. Поэтому в Заполярье условия не просто более трудные, они отличаются от них принципиально.

Функционирование организма здорового человека всегда находится в соответствии с внешними условиями. Успешная адаптация пришлого населения Крайнего Севера является непременным условием его хорошего здоровья. Многие заболевания (сердечнососудистой и нервной систем, органов дыхания, печени и др.) в условиях Крайнего Севера возникают в более раннем возрасте и протекают более тяжело. Они связаны с тем, что человек плохо адаптируется к новым природным и космическим условиям. Это значит, что организм не может настроить свою работу на оптимальный режим, поэтому его органы и системы работают с напряжением, в режиме перегрузок, что и приводит к возникновению и развитию хронических заболеваний

Специфичность питания, является одним из факторов Крайнего Севера, имеющим прогностическое значение в отношении формирования уровня заболеваемости: малое потребление витаминов, свежих овощей и фруктов, много

консервированной пищи. Следует выделить проблему питьевой воды, которая характеризуется низкой минерализацией, что способствует развитию дефицитных состояний и приводит к изменениям в обмене веществ.

Есть данные и о снижении содержания в крови человека витаминов А, Д, Е. Установлено, что в условиях Заполярья имеет место дефицит водорастворимых витаминов: в крови снижается содержание витамина С, витамина В1, витамина В2.

Процесс адаптации к экстремальным условиям Крайнего Севера протекает неравномерно. В отдельные периоды организм человека находится в критическом состоянии, когда идет кардинальная перестройка работы различных систем организма. Поэтому важно не только отобрать для работы и проживания на Крайнем Севере здоровых людей соответствующего конституционного типа, но и держать их под непрерывным медицинским наблюдением.

Если человек в течение трех лет адаптировался к условиям Крайнего Севера, то в последующие примерно семь лет при условии правильного образа жизни, режима работы, отдыха, питания, переездов и правильного медицинского обслуживания его организм справляется с экстремальными нагрузками, обусловленными космическими и природными факторами.

В большинстве случаев после истечения этого периода начинается период истощения организма, поскольку последний уже не обладает достаточными резервными возможностями, чтобы функционировать нормально в этих условиях. Продолжительность нормального периода может быть и значительно меньше и значительно больше десяти лет. Это зависит от самого человека и в очень большой степени от его лечащих врачей. Каждый житель Крайнего Севера должен находиться под научно обоснованным наблюдением медицинских работников. Он должен своевременно проходить специальное обследование, получать своевременное лечение, корректирующее его здоровье в лучшую сторону.

Таким образом, для пришлого населения Крайнего Севера должно быть организовано питание по образцу такового у аборигенов. Сама природа, здешние условия диктуют эту необходимость, т.е. сбалансированное питание пришлого населения Крайнего Севера надо разрабатывать на основе белково-липидных рационов. Исключительно важно, чтобы при этом применялись продукты местного производства. Все необходимые аминокислоты, в том числе и незаменимые, содержатся в мясе северного оленя. Олений жир содержит большое количество непредельных жирных кислот, жирорастворимых витаминов, антиоксидантов. Мясо оленя по биологическим качествам во многом превосходит говядину, баранину, свинину. Оно содержит много водорастворимых витаминов и различных биоэлементов. Надо сделать так, чтобы на столе северян круглый год не переводились брусника, морошка, клюква, черника, голубика, а также грибы. Надо помнить, что все в природе тонко сбалансировано. Человек должен питаться теми продуктами, которые природа дает ему там, где он живет. Брусника куда нужнее организму на Крайнем Севере, чем заморские бананы и другие привозные плоды, тем более что они дозревают в пути.

Литература

1. Волович В.Г. Наука выживания. Человек в экстремальных природных условиях
2. Развитие Северо-Арктического региона: проблемы и решения: Материалы международной конференции, посвященной 180-летию научного издания «Лесной журнал» / М-во образования и науки Рос. Федерации, Федер. гос.

**СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ,
ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

автоном. образоват. учреждение высш. проф. образования «Сев. (Аркт.) федер. ун-т им. М. В. Ломоносова»; [сост.: Е. В. Антипина, С. В. Рябченко]. — Архангельск: ИД САФУ, 2014. — 296 с.

3. Электронный научный журнал «Арктика и Север»: Электронное периодическое издание — № 11, 2013.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ СЕВЕРНЫХ МОРЕЙ

В.С. Афанасьев, В.В. Братинков, В.И. Долгопятов

Научный руководитель старший преподаватель Д.В. Наркович

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

Северный Ледовитый океан является естественной, природной границей России с севера. Россия является обладательницей шести морей Северного Ледовитого океана. К ним относят: Баренцево, Белое, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское. Все эти моря отличаются очень суровым климатом, что сделало их труднодоступными для освоения человеком. Но и эти моря уже пострадали от деятельности человека. Мы выделили 2 основные экологические проблемы, от решения которых завесить будущее этой очень хрупкой и нетронутой части мира. Это добыча нефти и радиоактивное загрязнение.

Только с речным стоком в моря Северного Ледовитого океана ежегодно выносятся несколько сотен тысяч тонн нефтепродуктов. В результате концентрация загрязняющих веществ на многих участках акватории Баренцева, Белого, Карского морей и моря Лаптевых уже сегодня в 2-3 раза превышает норму. Нефтедобыча непременно сопровождается масштабными разливами, губительные последствия от которых испытывает на себе всё человечество. Бурение в Арктике, особенно на шельфе, крайне опасно: в мире не существует успешных практик по ликвидации нефтяных разливов в ледовых условиях. Если акватория моря покрыта льдами хотя бы на 10%, механические средства сбора теряют свою эффективность. Что тогда говорить о массивах арктического льда? При экстремально низких температурах нефть становится густой, что может затруднить работу насосов и других механических средств, использующихся при ликвидации разливов. Другой популярный метод уборки нефти — сжигание может не сработать из-за удаленности платформы: необходимое для этого оборудование нужно доставить к месту аварии в течение 50 часов, так как позже разлитая нефть становится непригодной для сжигания. Очистка водных объектов от нефти — задача сама по себе крайне сложная, а в условиях Арктики — просто невыполнимая: по прогнозам ученых, при ликвидации аварийных разливов в арктических условиях удастся собрать лишь 10-15% от разлитой нефти. Низкая температура, темнота, которая держится в регионе большую часть года, удаленность поисковых и спасательных служб — все это делает ликвидацию любого разлива практически невозможной. Нефть, разлитая в Арктике, не оседает в одном месте, а распространяется по всему региону и даже за его границы. Токсические осадки по воде и по воздуху попадают в Евразию и Северную Америку, нанося непоправимый ущерб флоре и фауне. Оседая на перьях и коже животных, нефть лишает их защиты от холодов, мешает летать. Пока нефтяное загрязнение носит ограниченный, локальный характер, но из-за возросших в последнее десятилетие темпов развития нефтегазовой отрасли и планов по освоению арктического шельфа масштаб деградации окружающей среды в Арктике грозит перерасти из локального в общезональный [2].

Арктический регион России в силу своих географических и социологических особенностей в большей степени подвергается опасности радиоактивного загрязнения, и степень этой опасности постоянно возрастает. Во многом это связано с наличием в регионе большого количества военных объектов по испытаниям ядерного оружия и атомных военно-морских баз. В настоящее время отдельные территории Арктического региона России относятся к числу экологически неблагоприятных. Особое внимание при этом следует обратить на радиационную обстановку, которая на Кольском полуострове и в других областях Арктики грозит стать катастрофической. Можно выделить следующие источники потенциальной опасности радиоактивного загрязнения окружающей среды: атомный ледокольный флот; Северный флот, оснащенный подводными и надводными кораблями с ядерными энергетическими установками и несущий ядерное оружие; судоремонтные и судостроительные заводы как гражданского, так и военного профиля; испытания ядерного оружия на Новой Земле; подземные ядерные взрывы в «мирных» целях; предприятия, занимающиеся переработкой и утилизацией радиоактивных отходов и списанных подводных лодок; пункты захоронения радиоактивных отходов; затонувшие атомные корабли; последствия выпадения радиоактивных осадков после аварии на Чернобыльской АЭС. В результате эксплуатации военного и гражданского атомных флотов, базирующихся в Мурманской и Архангельской областях, ежегодно образуется до тысячи кубических метров твердых и 5 тысяч кубических метров жидких радиоактивных отходов. Примерно 85% от всего объема отходов образуются на судоремонтных предприятиях. Указанный уровень ядерных отходов удерживается последние двадцать лет. Другим источником ухудшения радиологической обстановки в Арктическом регионе России, который следует особо отметить, являются надводные и подводные ядерные испытания на шельфе Баренцева и Карского морей. При этом основное беспокойство приносит ядерный полигон на Новой Земле, где уже проведено 132 ядерных взрыва, из них 86 — в атмосфере и 8 — в Баренцевом и Карском морях. Достаточно мощным является загрязнение радионуклидами морей при различного рода захоронениях радиоактивных отходов. Многие морские организмы способны накапливать в себе радиоактивные вещества, даже если они находятся в очень низкой концентрации. Следует заметить, что некоторые радионуклиды свинца-210 и полония-210, поступают в организм с пищей. Они концентрируются в рыбе и моллюсках, поэтому люди, потребляющие много рыбы и других даров моря, могут получить относительно высокие дозы внутреннего облучения. С конца 50-х годов по 1992 год Советским Союзом в Северных морях были затоплены отходы суммарной активностью 2,5 млн. Кюри, в том числе 15 реакторов и экранная сборка атомной подводной лодки и 3 реактора и экранная сборка атомного ледокола «Ленин». Из них 13 реакторов аварийных АПЛ (6 из них с невыгруженным ядерным топливом), а также 3 реактора и экранная сборка с частично невыгруженным топливом ледокола «Ленин» были затоплены у Новой Земли [1].

Как видим, северные моря, не смотря на суровую природу и труднодоступность, уже серьёзно пострадали от деятельности человека. Увеличение добычи нефти, испытание ядерного оружия, захоронение радиоактивных отходов создаёт взрывоопасную для экологии Арктики обстановку. Любая крупная авария на нефтяной платформе или утечка радиоактивных отходов из захоронений приведёт к непоправимым последствиям в столь хрупкой

**СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ,
ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

экосистеме. Поэтому нужно в серьёз взяться за решение этих проблем, пока ещё не поздно.

Литература

1. Радиоэкологическая обстановка на Крайнем Севере России (проблемы, источники загрязнения, география) [Электронный ресурс] // URL: http://rad-stop.ru/5-radioekologicheskaya-obstanovka-na-kraynem-severe-rossii-problemyi-istochniki-zagryazneniya-geografiya/#.V5bXD_mLTIV (дата обращения: 01.03.2016).
2. Угрозы Арктике», 18 июля 2014г // URL: <http://greenconsumption.org/ugrozy-arktike> (дата обращения: 15.03.2016).

**ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕМЕНТНОГО И МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА
ОРГАНИЗМА ЧЕЛОВЕКА - ЖИТЕЛЯ СЕВЕРА НА ПРИМЕРЕ ИЗУЧЕНИЯ
ЗОЛЬНОГО ОСТАТКА ОРГАНИЗМА ЧЕЛОВЕКА Г. НОРИЛЬСКА**

М.А. Дериглазова

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

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

Как известно, человеческий организм способен адаптироваться к неблагоприятным условиям окружающей среды, таким как низкая температура, сильные ветра, недостаток ультрафиолета и др. Однако, возникновение такого рода адаптаций требует определенного времени, поэтому чаще всего встречается у коренного населения. Многочисленные исследования коренного населения различных природных зон позволили ученым выделить как минимум 6 экологических адаптивных типов человека, среди которых арктический, континентальный, тропический, аридный, высокогорный типы, а также адаптивный тип умеренных широт. При этом конкретный адаптивный тип определяет некоторые морфологические и физиологические особенности человеческого организма. Особое внимание хотелось бы обратить на арктический адаптивный тип человеческого организма как основной тип, развивающийся в условиях крайнего севера, в том числе Арктики. Данный экологический тип адаптаций подразумевает высокую плотность и массивность строения человеческого тела, особенно его верхней части. Коренные жители севера обычно имеют длинное туловище и сравнительно короткие ноги, крупную цилиндрическую грудную клетку, более толстые жировые складки. Неблагоприятные погодные условия сказываются и на строении костной ткани коренных жителей севера: увеличивается объем костномозговой полости длинных костей при небольшой толщине компактного вещества. Среди физиологических особенностей арктического типа следует выделить повышенный уровень жирового и белкового обмена, а также холестерина. Жизненный цикл коренных северян обычно укорочен за счет ускоренных процессов роста, развития и старения по сравнению с другими типами [1]. Такие исключительные особенности арктического организма, по-видимому, будут сказываться на элементном и минеральном составе организма человека.

Для исследования уникальных особенностей человеческого организма в условиях Российской Арктики нами был изучен элементный и минеральный состав зольного остатка организма человека г. Норильска на основе сравнения его с

зольным остатком других городов России, расположенных в умеренных широтах (Новосибирск, Новокузнецк, Ростов-на-Дону, Екатеринбург, Санкт-Петербург). Зольный остаток организма человека (ЗООЧ), использованный для исследования, представляет собой крематорный материал, оставшийся после сжигания тела человека. Для изучения данного материала были использованы различные виды аналитических исследований: масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (ИСП-мс), рентгеновская дифрактометрия, а также электронная микроскопия.

Результаты исследования показывают, что элементный и минеральный состав зольного остатка организма человека г. Норильска значительно отличается от состава ЗООЧ других городов. В том числе значительно повышена концентрация таких элементов как Al, Sc, Be, Y, Zr, Mo, Ce, Pr, Nd, Sm, Eu, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb, Lu, Th по сравнению с другими городами. При этом кластерный анализ выявил тесную положительную связь таких элементов как Hf, Zr, U, Yb, Ho, а также Nd, Pr, La, Ce, Dy, Th, Y. По-видимому, высокие концентрации некоторых элементов и их тесные корреляционные взаимосвязи в ЗООЧ г. Норильска обусловлены не арктическим адаптивным типом, а влиянием промышленности. Результаты в некоторой степени подтверждают данные полученные ранее другими учеными при исследовании крови и волос жителей Таймырского автономного округа [2]. Однако, наряду с повышенными концентрациями ряда элементов, вышеуказанные авторы отмечают повышенный уровень меди и никеля в плазме крови коренного населения Таймыра по сравнению с пришлым населением. В нашем случае, концентрация меди, никеля, кобальта повышена в ЗООЧ г. Норильска, но не максимальна (максимальная концентрация наблюдается в ЗООЧ г. Санкт-Петербурга).

Несколько другая ситуация была обнаружена при исследовании минералогических особенностей ЗООЧ г. Норильска. Электронно-микроскопические исследования позволили выявить в изучаемом материале большое количество микрозерен медного, никелевого, цинкового состава. При этом было отмечено разнообразие соединений данных элементов: оксиды, самородные металлы, сульфиды, интерметаллические соединения и др. В связи с этим, возникает необходимость проверить содержание меди, никеля, свинца и цинка в ЗООЧ г. Норильска другим методом, например, ИНАА.

Таким образом, исследование зольного остатка организма человека г. Норильска показало, что на элементный и минеральный состав данного материала в большей степени влияет воздействие промышленности данного региона, а не характеристики арктического адаптивного типа человека. Однако, возможно, необходимость переносить неблагоприятные погодные условия и выработанный механизм адаптации привели к ослаблению организма жителей г. Норильска, что привело к повышенным концентрациям большого количества элементов.

Литература

1. Алексеева Т.И. Адаптация человека в различных экологических нишах земли (биологические аспекты). – М.: МНЭПУ, 1998. – 280 с.
2. Горбачев А. Л., Луговая Е. А., Скальный А. В. Биоэлементный статус аборигенных жителей северных регионов России // Микроэлементы в медицине. – 2012. – 13 (3). – с. 1-6.

**СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ,
ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

**ПОКАЗАТЕЛИ ОТНОШЕНИЙ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В КРОВИ
ЖИТЕЛЕЙ РАЙОНОВ, ПРИРАВНЕННЫХ К РАЙОНАМ КРАЙНЕГО СЕВЕРА
(НА ПРИМЕРЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)**

Е. В. Коваль

Научный руководитель профессор Н.В. Барановская

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

В качестве индикаторов геохимической ситуации в окружающей среде, все чаще используются редкоземельные элементы, которые также используют при эколого-геохимическом районировании территории [3].

Содержание химических элементов в организме человека во многом зависит от их концентрации в компонентах окружающей среды [1].

При эколого-геохимической оценке территории, выявлении техногенных или природных аномалий, большее внимание уделяется содержанию элементов в биосубстратах человека.

Кровь человека является биоиндикатором, чутко реагирующим на изменение микроэлементного состава окружающей среды, поэтому ее исследованию уделяется большое значение при возрастающем воздействии на природу [2,4].

В составе Томской области Александровский, Бакчарский, Верхнекетский, Карагасокский, и Чаинский районы, относятся к районам, приравненным к Крайнему Северу.

Актуальным является выявление особенностей содержания редкоземельных элементов в северных районах относительно более техногенно нагруженных районов (Томский район) или относительно фоновых районов.

Нами было проанализировано 276 проб крови жителей районов Томской области. Количественное определение элементов проводилось с помощью инструментального нейтронно-активационного анализа на исследовательском реакторе ИРТ-Т в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования Томского политехнического университета (аналитик – снс А.Ф. Судыко).

Анализ La/Ce соотношения в крови населения Томской области показал, что низкими значениями церия и высокими значениями лантана выделяется Верхнекетский район и наоборот высокими значениями церия и низкими значениями лантана выделяется Шегарский район (рис. 1). По значениям La/Ce соотношения в Верхнекетском районе оно максимальное – 6,6, в Чаинском районе – 1,8, Кожевниковский район имеет значение 1,4, Зырянский – 1,2. Самое минимальное значение в Шегарском районе 0,07.

По отношению суммы легких редкоземельных элементов к средним редкоземельным элементам отмечается преобладание в крови жителей всех районов области легких редкоземельных элементов над средними (рис. 2). Несмотря на это выделяется Верхнекетский район. Так же можно условно разделить районы на группы: Шегарский, Зырянский, Томский, Каргасокский, обособленно от них смотрится Александровский район и Бакчарский, Кожевниковский, Первомайский, Чаинский районы. По значениям данного отношения следует выделить Верхнекетский район с минимальным значением 1,5.

Отношение легких редкоземельных элементов к тяжелым так же показывает преобладание легких над тяжелыми (рис. 3). По данному соотношению ситуация меняется и выделяется Шегарский район, так же он имеет максимальное значение La+Ce/Yb+Lu соотношения – 38,6. Остальные районы делятся на три группы:

Верхнекетский, Зырянский, Томский районы, Чаинский, Кожевниковский, Первомайский районы, Александровский, Каргасокский, Бакчарский районы.

По La/Yb выделяется Верхнекетский район, с максимальным значением соотношения – 7,2. Так же выделяется группа районов с минимальными значениями: Александровский, Бакчарский, Каргасокский (рис. 4).

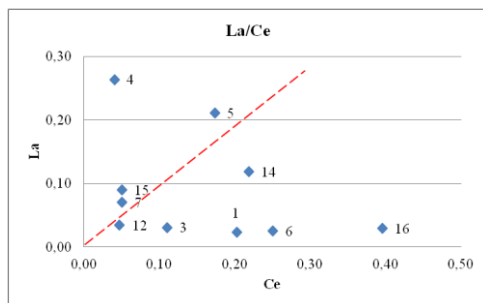


Рис. 1 La/Ce соотношение в крови жителей районов Томской области

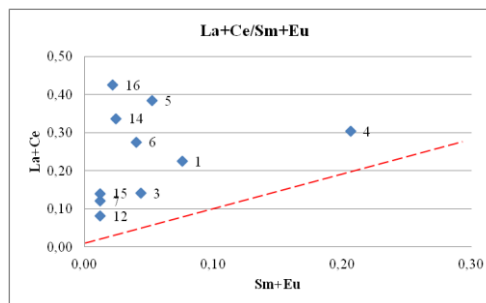


Рис. 2 La+Ce/Sm+Eu соотношение в крови жителей районов Томской области

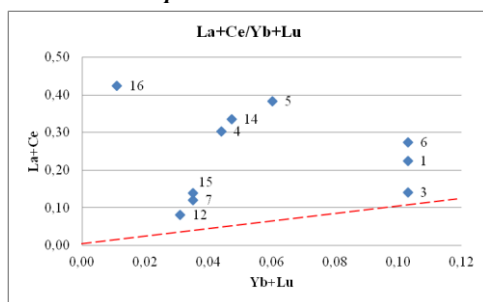


Рис. 3 La+Ce/Yb+Lu соотношение в крови жителей районов Томской области

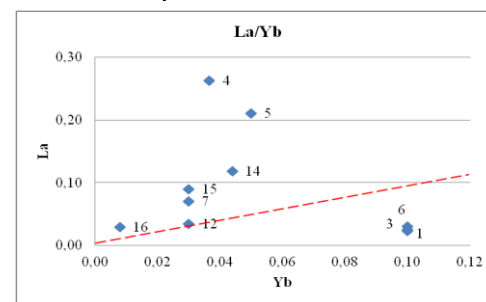


Рис. 4 La/Yb соотношение в крови жителей районов Томской области

- | | |
|-------------------------|------------------------|
| 1 Александровский район | 7 Кожевниковский район |
| 3 Бакчарский район | 12 Первомайский район |
| 4 Верхнекетский район | 14 Томский район |
| 5 Зырянский район | 15 Чаинский район |
| 6 Каргасокский район | 16 Шегарский район |

Таким образом, показатели отношений редкоземельных элементов могут использоваться в качестве индикаторов при районировании территорий.

Литература

1. Ковальский В.В. Проблемы биогеохимии микроэлементов и геохимической экологии. Избранные труды / В.В. Ковальский; отв. ред., авт. вступ. ст. Л.К. Эрнст, сост. Ю.В. Ковальский.- М.: Россельхозакадемия, 2009.- 357 с.
2. Наркович Д. В. Элементный состав волос детей как индикатор природно-техногенной обстановки территории (на примере Томской области): автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Д. В. Наркович; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). - Томск, 2012.
3. Очерки геохимии человека: монография / Н.В. Барановская, Л. П. Рихванов, Т.Н. Игнатова и др.; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. - 378 с.
4. Рихванов Л.П., Язиков Е.Г., Барановская Н.В и др. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения - Томск, 2006. -216 с.

**СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ,
ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

**ВОЗМОЖНОСТИ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ОРГАНИЗМА В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ
АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

К.И. Лемеш

Научный руководитель заведующий кафедрой В.В. Гафнер
*Уральский государственный педагогический университет,
г. Екатеринбург, Россия*

Если человек оказывается по воле случая один на один с природой, он «выпадает» из привычных условий проживания и утрачивает привычный образ жизни. В таких экстремальных условиях здоровье человека и, возможно, сама жизнь начинают зависеть только от него самого. При этих обстоятельствах безопасность человека зачастую зависима не только от его духовных и физических качеств, подготовки к пребыванию в природной среде, но и от способности применить имеющиеся знания и умения на практике для достижения единственно значимой цели: выжить и вернуться в привычную для человека социальную среду.

Накопленный опыт подтверждает, что человек, оказавшийся в силу стечения непредвиденных обстоятельств в дикой природе, может в течение длительного времени поддерживать свои силы, надежно и безопасно осуществлять свою жизнедеятельность, защищая себя от опасностей различного характера. В стране вечных льдов, как правило, очень низкая температура, сырость, темнота на протяжении зимовки, не слишком разнообразная еда или полное ее отсутствие и дефицит общения. В таких условиях особое значение для выживания играют борьба с холодом и питание. Холод не просто снижает физическую активность и трудоспособность, но и оказывает влияние на обменные процессы человека.

Некоторые исследователи полагают, что обмен веществ у лиц, прибывших в Арктику, затормаживается. Другие удостоверяют, что в районах с холодным климатом обмен веществ имеет тенденцию к ускорению на 4 – 5%, а у лиц, регулярно работающих на свежем воздухе, на 10 – 16%. На наш взгляд, большой расход энергии связан с комплексом разных факторов, таких как ношение утепленной и в тоже время тяжелой одежды, сильные ветра, толщина снежного покрова и т.п. Не случайно арктические рационы питания выделялись значительной калорийностью, иногда в 2 – 3 раза превышающей общепринятую. Следует отметить, что обычно соотношение белков, жиров и углеводов в еде должно составлять: белки – 30%; жиры – 20%; углеводы – 50%. В Арктике процентное содержание жиров следует доводить до 30 – 35 %. Поэтому для районов с холодным климатом основу рациона должны составлять высококалорийные продукты, содержащие в основном белки и жиры. По данным специалистов Американской арктической лаборатории, «комбинированный белково-жировой рацион в 8160 ккал обеспечивает высокую работоспособность и хорошую физическую выносливость при совершении десяти суточного марша на 160 км» [1].

Существует формула Маффина-Джеора, позволяющая рассчитать общее количество килокалорий, которых необходимо употреблять человеку в день в случае полного покоя. Для женского организма формула имеет следующий вид: $9,99 \times \text{вес (кг)} + 6,25 \times \text{рост (см)} - 4,92 \times \text{возраст} - 161 = \text{кол-во ккал}$. Для мужчин формула такая: $9,99 \times \text{вес (кг)} + 6,25 \times \text{рост (см)} - 4,92 \times \text{возраст} + 5 = \text{кол-во ккал}$. Далее полученный результат умножается на коэффициенты:

1. Сидячий образ жизни: кол-во ккал $\times 1,2$.
2. Небольшая активность (тренировки 1-3 дня в неделю): кол-во ккал $\times 1,375$.
3. Средняя активность (тренировки 3-5 дня в неделю): кол-во ккал $\times 1,55$.

4. Высокая активность (тренировки 6-7 дней в неделю): кол-во ккал x 1,725.

5. Очень высокая активность (высокая физическая активность на работе, тренировки дважды в день): кол-во ккал x 1,9 [3].

Заметим, что 1 г жира равняется 9,1 ккал, 1 г белков – 4 ккал, 1 г углеводов – 4 ккал [2].

Однако суточная потребность в калориях человека зависит не только от веса тела, пола, возраста, физической активности, но и температуры внешней среды. Когда человек борется с экстремальными арктическими условиями, у него не всегда бывает достаточное количество пищи. В таком случае на помощь ему приходят резервные возможности человеческого организма.

Приспособительные реакции организма проявляются главным образом в сокращении энергозатрат и замедлении обмена веществ. Без питания человеческий организм, после соответствующей перестройки, принимается тратить собственные резервы, которые довольно-таки значительны. Например, средне статический мужчина, весящий 75 кг, имеет:

1. Жировых клеток – 17 кг (154 700 ккал);
2. Мышечного белка – 7 кг (28 000 ккал);
3. Гликогена мышц – 0,4 кг (1600 ккал);
4. Гликогена печени – 0,08 кг (320 ккал).

Следовательно, его энергетический «потенциал» равняется 184 620 ккал. По данным физиологов, 40-45 % данных резервов можно потратить, прежде чем изменения функций органов и тканей становятся необратимыми, и наступает гибель человека. Если суточные энергозатраты организма человека в состоянии покоя 1800 ккал, то резервных возможностей человека, по всей вероятности, хватит на 40-45 суток абсолютного голодания. В экстремальных арктических условиях энергозатраты увеличиваются в 2 – 3 раза. Соответственно, собственных резервов организма хватит на 16 – 20 суток. При этом человек должен поддерживать свой положительный тепловой баланс при низких температурах окружающей среды.

Возможность человека выжить в суровых экстремальных арктических условиях напрямую зависит от его способности самостоятельно обеспечить себя в еде, воде и тепле. Беспощадный мороз, сильный ветер, слепящая пурга, недостаток пищи, а также другие бесчисленные трудности, образуют много сложностей в Арктике, и преодоление их требует напряжения всех сил и значительной стойкости. Для того, чтобы человеку нормально существовать в таких условиях, нужно усиленное питание. При отсутствии такового – ему придется адаптироваться к новым обстоятельствам за счет собственных резервов.

Литература

1. Волович В.Г. Человек в экстремальных условиях природной среды. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Мысль, 1983. – 224 с.
2. Маслов А.Г., Константинов Ю.С., Латчук В.Н. Способы автономного выживания человека в природе: Учеб. пособие. для студ. высш. учеб. заведений. – М.: Академия, 2008. – 304 с.
3. Сколько необходимо человеку в день калорий. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа. – URL: <http://pohudanie.net/prochee/skolko-neobkhodimo-cheloveku-v-den-kalorij.php> (дата обращения: 23.03.2016).

**СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ,
ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

ВЛИЯНИЕ КЛИМАТА АРКТИКИ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА

Ф.Н. Манасян

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

Климат Арктики суровый, так как приполярные области получают лишь косые солнечные лучи, а значительную часть года длится полярная ночь. Арктика, в отличие от Антарктики в основном покрыта водой – Северным ледовитым океаном. Климат европейской части Арктики отличается, так как сюда заходят ветви Северно-Атлантического течения. Острова Арктики покрыты ледниками, спускающимися к морю. Исследование Арктики началось в 16 веке. Многие экспедиции погибли во льдах. В 1932 впервые в одну навигацию совершен рейс северным морским путем Архангельск-Владивосток. Колебания климата определялись изменением естественных факторов, в главную очередь, характера атмосферной циркуляции и скорости вращения Земли. Учёные предсказывают чрезвычайно сильное потепление российской Арктики уже в 30-х годах XXI столетия.

Влияние климата и погоды на организм человека известно давно, но интерес к этой проблеме возрос лишь в последние десятилетия XX века. Главной причиной интереса стало ускорившееся изменение естественного климата, которое происходит в промышленных районах, в быстрорастущих городах и в тех регионах, где есть нарушение экологического равновесия и загрязнение окружающей среды. Связь между природными условиями и здоровьем человека очевидна. От качества воздуха, воды, почв, от климатических условий зависят состояние здоровья человека, его долголетие и трудоспособность.

При исследованиях воздействия климата на организм человека нужно учитывать одновременное влияние изменяющихся вне времени климатических факторов (температуру, солнечную радиацию, давление воздуха и влажность, ветер и т.д.). Важное значение придают электромагнитным излучениям, в том числе магнитным бурям, полярным сияниям, колебаниям земного магнетизма. Существенно на человеческий организм влияет световое голодание и расстройство ритмики физиологических функций человека во время полярной ночи и полярного дня. Изменение погоды и климата влияет на дыхание, на скорость кровообращения, на обогащение кислородом клеток и тканей организма, на солевой, углеводный, на мышечный тонус, липидные водные обмены.

Социальные последствия климатических изменений наиболее ощутимы для здоровья человека в Арктическом регионе. Это связано с тем, что здесь находятся районы проживания коренных малочисленных народов Севера, которые по-прежнему занимаются традиционным ведением хозяйства. В этих районах дефицит квалифицированной медицинской помощи и большая вероятность проникновения с юга новых инфекционных заболеваний и активизации старых инфекций и многих других причин. Играет определенную роль большая численность населения. Здесь находятся крупнейшие в мире металлургические производства, горно-обогатительные комбинаты, рудники, полигоны испытаний ядерного оружия, угольные шахты, места захоронения радиоактивных отходов и другие экологически опасные объекты.

Основной группой риска в северных регионах являются дети. 50-70% детей имеют отклонения в состоянии здоровья. В северных районах показатели

заболеваемости детей продолжают увеличиваться. Во всех арктических регионах высока заболеваемость органов дыхания детей, в том числе пневмонией.

В Арктике последние десятилетия средняя температура увеличивалась почти в два раза быстрее, чем средняя глобальная. Таяние морского льда и ледников, рост температуры в районах вечной мерзлоты и ее таяние также указывают на сильное потепление в этом регионе.

Известно, что на поверхности Северного Ледовитого океана лед на поверхности является важной частью климатической составляющей арктического региона. Это ключевой индикатор и фактор стабильности или изменения климата, который влияет на отражательную способность поверхности, на влажность, облачность, обмен влагой и теплом на поверхности океана и океанических течений. Так как толщина льда в Арктике в последние годы претерпевает изменения, то это уже не обеспечивает климатическую стабильность в регионе.

Климатические изменения в Арктике и влияние их на здоровье и жизнь местного населения, можно рассматривать как упреждающие показатели значимости глобального потепления для окружающей среды и общества в масштабе всей планеты. Эти изменения уже сказываются на различных природных объектах, на птицах и животных, на здоровье и самочувствии людей, проживающих в Арктике.

Особенности Арктической атмосферы, а именно климат и погода, значительно влияют на здоровье человека. Население Арктики больше других народов реагирует на изменения климата. С потеплением климата возрастает опасность негативного воздействия на человека и окружающую природу опасных для здоровья органических соединений. До сегодняшнего дня учет воздействия потепления климата на здоровье северного российского населения велся недостаточно. Сегодня Россия, как член Арктического Совета, является участником работы экспертов по изучению проблем здоровья северного населения.

ЧЕЛОВЕК В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ В АРКТИКЕ

Е.А. Ненастьева, А.А. Жеманский

Научный руководитель доцент Н.М. Недолишко

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

Арктика – северная полярная область Земли, которая включает в себя Северный Ледовитый океан, а также окраины материков Евразия и Северная Америка, окруженные океаном. Это территории, находящиеся в пределах средней многолетней изотермы июля $+10^{\circ}\text{C}$, где в условиях вечной мерзлоты существуют покровные ледники или безлесная тундра, и акватория, на которой однолетний лед в отдельные годы не вытает в весенне-летний период, превращаясь затем в многолетний. Также же для этого региона характерны такие факторы как небольшое количество атмосферных осадков, выпадающих в виде снега; длительное сохранение снежного и ледяного покрова, мерзлого состояния почвенных грунтов. Абсолютный минимум температуры достигает минус $57\text{--}59^{\circ}\text{C}$. Период со среднесуточной температурой выше плюс 10°C не превышает $35\text{--}70$ дней. Снежный покров сохраняется в течение $230\text{--}250$ дней, годовое количество осадков – $150\text{--}250\text{ мм}^2$ [2].

Как известно, в какой бы точке планеты не находился человек, на него всегда оказывает влияние окружающая его среда, и влияние это может быть не только

СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ, ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

положительным, но и отрицательным. В условиях Арктики к факторам, влияющим на человеческий организм и его возможности, можно отнести: адаптацию, усиленный ветровой режим, повышенную влажность воздуха в теплый и переходный периоды года, пониженную влажность воздуха в атмосфере и в помещениях в морозные дни, неустойчивую и повышенную геомагнитную напряженность, повышенные радиацию и электромагнитный фон, не всегда доброкачественную питьевую воду, почти всегда нездоровую пищу, вредные или опасные условия труда на ряде производств, напряженные графики работы при некоторых видах труда (вахтовый труд), недостаточную инфраструктуру в местах проживания, невысокий уровень медицинского обслуживания или его недоступность, ограниченность перемещения и общения людей, монотонность обстановки и др. Такие условия Арктики можно назвать экстремальными для человеческого организма. Все эти факторы не могут не отразиться на функциональном состоянии организма человека, его работоспособности, уровне здоровья и продолжительности активной жизни. Очевидно, что здоровье людей, которые осваивают полярные и приполярные районы, подвергается повышенному риску.

Холод является доминирующим фактором, влияющим негативно на человека, у которого под его влиянием нарушается теплообмен и работоспособность. Холод усугубляет вредное действие на организм химических веществ в связи с увеличением легочной вентиляции и повышением чувствительности к промышленным ядам. Поэтому хронические интоксикации на Севере встречаются чаще, чем в аналогичных производствах в других климатических регионах. Отмечено, что отрицательные температуры и ветер приводят к утяжелению труда и снижению работоспособности. Было доказано, что КПД физической работы на открытом воздухе в условиях Арктики на 15–25% ниже, чем в средних широтах, что свидетельствует о более высокой физиологической стоимости производимой продукции [3]. У работающих в Заполярье, как правило, выше профессиональная заболеваемость с временной утратой трудоспособности. Что касается патологии общего характера, то у жителей Крайнего Севера заболевания начинаются в относительно молодом возрасте, протекают тяжелее, острые формы болезней чаще переходят в хронические, выше риск появления сердечных и сосудистых катастроф (инфаркты, поражения сосудов мозга), чаще, и в более раннем возрасте, бывают летальные исходы.

В Арктике магнитное поле Земли направлено почти вертикально. В Северном полушарии оно направлено сверху вниз. Здесь процессы в магнитосфере Земли наиболее сильно связаны с изменением атмосферного электричества. Электрическое поле передается сверху вниз вдоль силовых линий магнитного поля Земли. Поэтому здесь во время магнитных бурь электрическое поле атмосферы может увеличиваться в 4-6 раз [1]. Такое явление оказывает отрицательное влияние на нормальное функционирование любого человеческого организма. Уже на протяжении многих лет ученые предпринимают попытки решить проблему адаптации человека к экстремальным условиям Арктики. Из результатов этих исследований была выявлена сильная корреляционная зависимость между вязкостью крови, артериальным давлением и другими физиологическими параметрами человеческого организма и геомагнитными возмущениями.

В арктической зоне в человеческом организме происходит перестройка гормональной регуляции функций и также всех видов обмена веществ. Организм

начинает функционировать в намного более напряженном режиме, вследствие чего постепенно начинают истощаться все физиологические резервы.

Первый год для приезжающих в Заполярье является наиболее трудным. У человека ухудшается самочувствие, учащаются различные заболевания. В процессе адаптации к работе в столь экстремальных условиях может помочь умеренная физическая нагрузка и закаливание. Маркером процесса адаптации может служить сердечно-сосудистая система – это гипертоническая и ишемическая болезни.

Если человек в течение трех лет адаптировался к условиям Крайнего Севера, то в последующие примерно семь лет при условии правильного образа жизни, режима работы, отдыха, питания, переездов и правильного медицинского обслуживания его организм справляется с экстремальными нагрузками, обусловленными космическими и природными факторами [1]. В дальнейшем организм человека начинает истощаться и не может нормально функционировать в условиях Арктики, т.к. физиологические резервы практически исчерпаны. Продолжительность периода в течение которого человек может жить и работать в данных условиях может быть и больше чем десять лет, но может быть и меньше. Это сугубо индивидуальный показатель, который зависит от образа жизни человека, количества отдыха, режима его работы и др., но в большей степени от качества оказанной медицинской помощи. Каждый житель Арктики должен своевременно проходить специальное обследование, получать своевременное лечение.

На основании приведенных материалов можно прийти к заключению, что с точки зрения физиологии и медицины постоянное проживание в Заполярье переселенцев из других регионов страны представляет большую практическую проблему в силу особой суровости природно-климатических условий и неблагоприятного влияния комплекса факторов, среди которых есть неконтролируемые, влияющие на самочувствие, работоспособность и здоровье людей, а также на продолжительность активной жизни. Вместе с тем при кратковременном или вахтовом освоении Арктики необходимо, во-первых, обеспечить качественный медицинский и психофизиологический отбор людей, во-вторых, создавать им нормальные санитарно-гигиенические и социально-экономические условия.

Литература

1. Адаптация и здоровье на Крайнем Севере. // Информационный центр «Живая Арктика». [Электронный ресурс]. URL: http://www.arctic.org.ru/1998/1_10_98.htm (дата обращения: 12.03.2016).
2. Боякова С.И. Заселение и освоение арктических территорий // Освоение Арктики и народы Северо-Востока Азии (XIX в. – 1917 г.). – Новосибирск: Наука, 2001. – С. 12-26.
3. Солонин Ю.Г., Бойко Е.Р. Медико-физиологические аспекты жизнедеятельности в Арктике. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.ibrae.ac.ru/docs/1\(17\)/070_075%20АРКТИКА_1\(17\)_03_2015.pdf](http://www.ibrae.ac.ru/docs/1(17)/070_075%20АРКТИКА_1(17)_03_2015.pdf) (дата обращения: 10.03.2016).

**СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ,
ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

ТАДЖИКИСТАНЦЫ В АРКТИКЕ И АНТАРКТИКЕ

Ш.С. Нозирзода, В.А. Пономарёв

*Юргинский технологический институт (филиал) Национального
исследовательского Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия*

Арктика и Антарктика являются наиболее важными для освоения территориями, потому что они ещё недостаточно изучены. На протяжении многих лет учёные посещают Арктику и Антарктику в целях изучения её природы и ресурсов, ведь это единый физико-географический район Земли, примыкающий к Северному и Южному полюсам. Они включают окраины материков Евразии и Северной Америки, почти весь Северный Ледовитый океан с островами (кроме прибрежных островов Норвегии), а также прилегающие части Атлантического и Тихого океанов.

Одним из исследователей Антарктиды является учёный из Таджикистана, профессор Абдулхамид Каюмович Каюмов. Он управляет в Таджикистане научными исследованиями проектов по изменению климата; стратегическим планированием и анализом Национального плана действий по смягчению последствий изменения климата. Также А. К. Каюмов принимал участие в научно-исследовательских экспедициях в Антарктиде в 1983-1984 и в 2008-2009 гг., а также участвовал в исследовании анализа ледников в высокогорных районах, где протекают реки Пяндж и Вахш в Таджикистане, что очень важно для этого региона.

Абдулхамид Каюмов родился в 1954 г. Профессор, доктор медицинских наук, член-корреспондент Инженерной академии Республики Таджикистан, координатор по криосфере от Таджикистана при Всемирной метеорологической организации ООН, учёный секретарь Комитета Международного полярного года в Таджикистане.

В 1978 году в СССР был объявлен набор для желающих участвовать в научно-исследовательской экспедиции в Антарктиде. Абдулхамид Каюмов был тогда ещё студентом Таджикского медицинского института. Молодой и горячий, он мечтал о дальних путешествиях, новых открытиях. Но, прежде чем отправиться в суровую Антарктиду, ему предстояли долгие годы подготовки, поскольку эта экспедиция была небезопасной. Это как полёт в космос, но только сопряжённый с наименьшей страховкой. Если во время пребывания в космосе за космонавтами ведётся постоянное наблюдение, то в Антарктику их отправляют на год и всё, что будет происходить дальше – их проблемы, то есть проблемы самих полярников.

Для Каюмова было неожиданной радостью получение долгожданной телеграммы на пятый год ожидания, 10 октября 1983 года.

Он описывает Антарктиду как огромный континент, по размерам в полтора раза больше, чем Европа, покрытый ледяным панцирем, который местами достигает площади более 4000 тысяч метров.

В 1983 году исследования показали, что в то время погодные условия в Антарктиде были самыми холодными за всю её историю, то есть, в этом году была зафиксирована самая низкая температура –89,3 градуса мороза! Эта местность считается полюсом холода Земли. Всё здесь необычно, даже температура зимой и летом. Средние температуры зимних месяцев (декабрь, январь, февраль) бывают от –60°С до –75°С, а летних (июнь, июль, август) – от –30°С до –50°С.

После первой поездки, согласно программе экспедиции, спустя два года он должен был снова отправиться в Антарктику, но программу закрыли в связи с распадом СССР.

В 2006 году во время торжественного собрания полярников в Москве в честь 50-летия начала регулярных исследований Антарктики советскими, а впоследствии и российскими экспедициями у них зародилась идея организации первой совместной российско-таджикской антарктической экспедиции. Они пришли к консенсусу о том, чтобы Таджикистан на взаимовыгодных условиях имел возможность принимать участие в экспедициях в Антарктиду. Группа делегатов, в их числе и А. Каюмов, обратилась с просьбой о поддержке к депутату Госдумы Российской Федерации Артуру Николаевичу Чилингарову – известному учёному-полярнику. И на этой встрече было принято решение, что Абдулхамид Каюмов снова посетит Антарктиду.

На этот раз поездка имела не только научно-исследовательский, но и политический и в какой-то мере даже патриотический для его характер. 6 января 2009 года на станции «Мечта» впервые был поднят и установлен флаг Республики Таджикистан.

По инициативе профессора Каюмова в Душанбе, в микрорайоне Испечак-2, открыт Антарктический музей, где на видном месте хранится главный его экспонат – флаг Республики Таджикистан, который был доставлен в Антарктиду. На вопрос: «Почему флаг хранится в музее, когда он был водружен в Антарктиде?», можно ответить так, что водружённый флаг находился на открытой местности в Антарктиде совсем немного, так как спустя три часа из-за низкой температуры он треснул бы на мелкие фрагменты.

Говоря о целях поездки таджикского учёного в Антарктиду, М. Илолов, Президент Академии наук Республики Таджикистан пояснил, что 2009 год объявлен Международным полярным годом. В связи с этим, по его словам проводятся различные мероприятия, направленные на изучения проблемы изменения климата и глобального потепления.

Правительство Республики Таджикистан выделило финансовые средства для поездки А. Каюмова, который, в свою очередь, имеет конкретную исследовательскую программу. Исследования таджикского учёного продлятся три месяца, после чего он вернется в Таджикистан и предоставит отчёт о проделанной работе. Данные исследования имеют интерес для республики, потому, что климат в нашем высокогорье схож с полярным. В частности, А. Каюмов занимается проблемами влияния изменения климата на экосистему.

Недавно граждане Республики Таджикистан участвовали в беспрецедентном проекте освоения Арктики. Впервые в истории – 7 апреля 2015 года сто десантников из России, Беларуси и Таджикистана высадились на дрейфующие льды Северного Ледовитого океана. Они прыгнули с парашютом из самолётов Ан-74, когда за бортом было минус 75 градусов. У каждого – снаряжение весом до 50 килограммов.

Десантники находились в Арктике в рамках учебной гуманитарной поисково-спасательной экспедиции. Учебная задача подразумевала преодоление в экстремальных условиях снежных полей Северного Ледовитого океана, пешком – на лыжах и снегоступах, а также на снегоходах и собачьих упряжках.

Военнослужащие также научились преодолевать естественную преграду с экстремально холодной водой, получили навыки в строительстве ледового лагеря. Провели десантники во время учёбы и холодную «ночёвку» (без оборудования лагеря).

Таким образом, за последние годы в процессе изучения Арктики и Антарктики труд многих учёных отмечен большими достижениями. И в этом непосредственно принимал участие учёный из Таджикистана профессор

СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ, ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Абдумхамид Каюмов, который на протяжении своей жизни занимался и занимается проблемами освоения Антарктики.

Свой посильный вклад в освоение Арктики внесли также и воины-десантники из Таджикистана.

Литература

1. Каюмов А.К., Салимов Т.О. Изменения климата и водные ресурсы Таджикистана. – Душанбе: «Ирфон», 2013. – 83 с.
2. Каюмов А.К. Первая комплексная международная научная экспедиция по изучению состояния ледников и экологической ситуации в верховьях рек Вахш и Пяндж. Часть 1. Ледники и гидрология. – Душанбе: «Ирфон», 2013. – 154 с.
3. Краткий справочник МАНЭБ. Издание второе переработанное и дополненное. Санкт-Петербург. Издательство «Безопасность», 2014. – 28 с.
4. Рудой А.Н. Феномен Антарктиды. – Томск: СТТ, 1999. – 128с.
5. Саватюгин Л.М., Преображенская М.А. Карта Антарктиды: имена и судьбы/ под ред. д-ра экон. наук, канд. геогр. наук М.В. Слипенчука. – Спб.: ГеоГраф, 2014. – 352 с.
6. Трёшников А.Ф. История открытия и исследования Антарктиды. – М.: Географгиз, 1963. – 432 с.

АДАПТАЦИЯ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ОРГАНИЗМА К АРКТИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ

Ю.В. Петрова

Научный руководитель заведующий кафедрой В.В. Гафнер

*Уральский государственный педагогический университет,
г. Екатеринбург, Россия*

Освоение природных ресурсов приводит к тому, что человеку, его организму необходимо приспособиться к условиям работы и жизни в различных природных и климатических поясах. Опыт многих исследователей и мореплавателей подсказывает, что человеческому организму под силу переносить самые суровые природные условия в течение продолжительного времени. Но человеку неподготовленному к жизни в экстремальных условиях среды намного сложнее приспособиться к ним, нежели коренным жителям. Здесь встает вопрос адаптации человеческого организма к жизни в арктических условиях, при разности ее температур (от -60 до +3 градусов), при недостатке интенсивности солнечного излучения, ветров, а также существование территорий вечной мерзлоты [2].

Особенности Арктики наносят непосредственное влияние на организм человека. Так коренные жители Арктики имеют адаптации, физиологическую приспособленность к сложностям арктической среды. Под адаптацией понимается «приспособление организма к изменяющимся внешним условиям» [4]. К адаптациям коренных жителей Арктики можно отнести: анатомические- высокая плотность тела, сильное развитие костно-мышечной массы, прочный скелет; физиологические- повышенное содержание гемоглобина в крови, усиление энергетических процессов и терморегулирующих свойств, высокая стабильность уровня метаболизма при переохлаждении; морфофизиологические- слабая чувствительность кожи к температурным изменениям, высокая теплопродукция и основной обмен, более интенсивная циркуляция крови [1].

Помимо коренных жителей в Арктике проживают зимовщики дрейфующих и полярных станций, которые не родились и не выросли в экстремальных условиях, но которые работают определенное время здесь (как правило, работники станций несут свою службу вахтенным методом по 6-12 месяцев). Люди, которые попадают в условия арктического климата, вынуждены приспосабливаться, их организм начинает активную работу по адаптации к новым условиям жизни. Так, при воздействии холода организм начинает активно использовать свое углеводное депо, возрастают потребности в аскорбиновой кислоте, в витаминах В1, В2, А, Д, что приводит к необходимости человека помочь своему организму, оградить его от воздействия неблагоприятных факторов среды [3].

Для наилучшего приспособления человеческого организма к экстремальным, арктическим условиям необходимо закаливание, которое позволяет не только адаптироваться к отрицательным температурам, но и укрепить свое здоровье. Под закаливанием понимается повышение устойчивости организма к неблагоприятному воздействию ряда факторов окружающей среды [5]. Существует много способов закаливания, с которыми человек начинает знакомиться уже в школьные годы на уроках ОБЖ. Вот некоторые из них: «процедура обтирания»; «купание в открытых водоемах»; «водные процедуры»; «солнечные ванны», которые необходимо сочетать с купанием в водоемах; а также можно назвать «воздушные ванны», которые активно воздействуют при занятии спортом на открытом воздухе и многие другие способы закаливания организма.

Помимо закаливания человек научился адаптироваться к условиям холода посредством ограждения от него, при постройке и обустройстве жилищ, путем приобретения и последующего ношения одежды, исключая появление холодовой травмы, при организации санитарно-профилактического обслуживания и питания. На организации питания в арктических условиях остановимся более подробно. Исследователи пришли к выводу о том, что при воздействии холода на организм человека, а также вследствие сильных ветров, глубокого снега, ношения теплой, тяжелой одежды, повышается потребление кислорода в 2,5 раза, что приводит к усилению обменных процессов, а, следовательно, энергозатрат организма. Для их компенсации у полярных исследователей используются высококалорийные рационы, но ученые не пришли к единому мнению о его составе. Так, одни выступают за то, что основа рациона - белки, которые оказывают прямое влияние на работоспособность и самочувствие человека, другие отстаивают мнение, что белок должен составлять лишь часть от суточного рациона зимовщика, некоторые ученые придерживались мнения, что главный элемент - углевод, благодаря которому люди легче переносят низкие температуры, а также были и те, кто отводил ключевую роль жирам. Вышеперечисленные рационы были проверены временем и исследователями, опираясь на опыт предшественников современные рационы состоят преимущественно из высококалорийных продуктов, включающих белки и жиры [3].

Человеческий организм - это уникальная система, которая способна адаптироваться к различным условиям, в том числе к экстремальным условиям арктического климата. Для того чтобы организм быстрее смог приспособиться к новым условиям ему необходима помощь, а именно закаливание, правильное питание, теплая специализированная одежда, обустроенное жилье, тогда человек быстрее освоится в Арктическом климате.

**СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ,
ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

Литература

1. Акклиматизация [Электронный ресурс]. // Режим доступа. URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/Акклиматизация> (дата обращения: 23.03.2016).
2. Арктика полюс [Электронный ресурс]. // Режим доступа. URL: <http://arcticapulus.ru/arktika.html> (дата обращения: 20.03.2016).
3. Волович В.Г. Человек в экстремальных условиях природной среды. – М.: Мысль, 1983. – 224 с.
4. Ожегов С.И. Словарь русского языка. – М.: Оникс, 2006. – 944 с.
5. Смирнов А.Т. Основы безопасности жизнедеятельности. 5 класс: учеб. для общеобразоват. учреждений. – М.: Просвещение, 2012. – 191 с.

**МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ЖИЗНЕОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ МО,
МЧС И МАЛЫХ ПОСЕЛЕНИЙ В АРКТИКЕ**

М.П. Поротников, Б.С. Страхов, А.В. Мананков

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*

1. Проблемная ситуация. Система жизнеобеспечения населения РФ в удаленных селах требует создания, как минимум, четырех инфраструктур:

- газоснабжения;
- электроснабжения;
- водоснабжения чистой питьевой водой;
- теле-радио-телефонии и интернета.

Строительство таких инфраструктур для малых поселений экономически нерентабельно и требует больших бюджетных субсидий и дотаций. Но система жизнеобеспечения населения малых и удаленных поселений, фермерских хуторов - это прямая обязанность государства. И попытки некоторых чиновников идти путем укрупнения этих поселений приведет к снижению плотности проживания и так слабо заселенных территорий.

А мобильный комплекс жизнеобеспечения для Министерства обороны и Министерства по ЧС необходим по определению для реализации целей и задач этих организаций. Для полевых условий размещенных военных частей и подразделений, для ликвидации последствий в МЧС необходима система жизнеобеспечения населения и военнослужащих, поэтому вся проблема состоит в мобильности, максимальном снижении цены и эксплуатационных затрат такого комплекса.

2. Цель и идеальный результат. Система жизнеобеспечения населения, а также для Министерства обороны и Министерства по ЧС РФ должна носить мобильный характер, быть способной быстро развернуться и работать автономно в любой доступной точке нашей страны и зарубежья.

Мобильность системы жизнеобеспечения проще всего обеспечить, используя универсальность такой транспортной единицы как контейнер или рефконтейнер. Своим появлением он произвел целую революцию в транспортной логистике по автодорогам, ж/д, водном и авиатранспорте, снижая до минимума погрузо-разгрузочные операции и т.п.

Таким требованиям удовлетворяет 40-футовый морской контейнер в ж/дорожных и автомобильных габаритах, который вмещает не более 30 тонн груза или 60 кубометров груза в объемном измерении.

В качестве груза в контейнере по определению может храниться топливо, чистая вода, дизель или газодизель-электрогенератор и спутниковая тарелка. Топливо это может быть дизтопливо, бензин или самый дешевый вид топлива - газ (метан, пропан). Но емкости - стальные баллоны для хранения газа, имеют большой вес и, находясь под давлением в сотни атмосфер, очень взрывоопасны.

3. Идеальное решение для безбаллонного хранения в контейнере газообразного топлива и одновременно чистой питьевой воды даст технология по получению газогидрата метана из воды и газа. Одна тонна гидрата метана позволяет хранить в кристаллическом виде около 200 кубометров метана. Это эквивалентно закачке метана в стальной баллон объемом 1000 литров под давлением 200 атм. В этом решении лед-гидрат, который играет роль стального баллона, требуется охладить и поддерживать в нем температуру -27 град., используя стандартный рефконтейнер стоимостью 300-400 тыс. руб. как оборотную внешнюю тару. При этом исключается тарный вес 10 тонн стальных баллонов, который заменен на полезный груз - чистую воду. А весь рефконтейнер перевезет 6 000 кубометров газа (6 тонн дизтоплива) и 30 тонн воды.

В процессе транспортировки рефконтейнера (рис. 1) к месту потребления часть газа будет использоваться в дороге автомобильным тягачом как замена дорожному дизтопливу. Экономия на 6 тоннах дизтоплива около 200 тыс. руб., что эквивалентно пробегу примерно в 20 000 км. То есть на газе транспортировка автотранспортом обойдется в 5-10 раз дешевле. При получении газогидрата метана на пункте отгрузки компанией-экспортером газа используется очень дешевый природный газ низкого давления, стоимостью 6-10 долларов за 1 тыс. кубов – 4-5 тыс. руб.

На месте потребления себестоимость производимой газо-дизель-генератором 1 квт/часа электроэнергии будет близка к 30 - 40 коп за кВт/час. Стоимость чистой минеральной питьевой воды будет около 5 рублей за литр. Рентабельность поставки газа, воды, электроэнергии и услуг связи может иметь величины более 100%.



Рис. 1. Рефконтейнер (40 – футовый), в котором находится гидрат метана, электрогенератор 380 -220 вольт, холодильник и оборудование связи

В настоящее время прорабатывается проект поставки таких контейнерных систем жизнеобеспечения в степные районы, в которых наиболее остро стоит

**СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ,
ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

проблема с водой, электричеством и газом. Но не менее остро стоят вопросы жизнеобеспечения в арктических районах и особенно у оленеводов, охотников и рыбаков.

**ТЕПЛИЦЫ-ФИТОТРОНЫ: ПРОЕКТИРОВАНИЕ, КОМПЛЕКТАЦИЯ,
СТРОИТЕЛЬСТВО В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ**

М.П. Поротников, Б.С. Страхов, А.В. Мананков

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*

Опытно-производственное фермерское хозяйство ОПФХ «Таволга» совместно с Томским государственным архитектурно-строительным университетом предлагает уникальную запатентованную интенсивную энергосберегающую экологически чистую технологию выращивания томата, огурца, перца, овощей, ягод, цветов, зеленых культур в теплицах-фитотронах на многоярусной стеллажной биопонике. Технология превосходит существующие на рынке аналоги выращивания в закрытом грунте. Выращивание растений предусмотрено в контейнерах и пластмассовых горшочках, установленных в технологических лотках. Выход продукции круглогодичный и позволяет увеличить: количество культурооборотов до 4-30 в год; густоту посадки растений до 25-30 шт/кв. м; выход ранней продукции при фитодинном искусственном импульсном освещении в 2-3 раза; выход рассады с 1 кв. м до 100 шт. и общий выход продукции достигает 160-240 кг/кв. м в год.

Продукция, получаемая методом стеллажной многоярусной биопоники, кроме отменного качества, еще имеет и низкую себестоимость, а также высокий процент выхода товарной продукции. Анализ современных промышленных технологий защищенного грунта свидетельствует о том, что активная плодоносящая зона растения составляет 40-50 см. В течение вегетации происходит смена репродуктивных ярусов растения снизу вверх.

Имеется три группы факторов интенсификации производственного процесса в теплице: это интенсивные сорта, энергосжатые инженерные и технологические системы более высокого класса, гидропонные системы питания.

Применив новые интенсивные скороспелые гибриды, высокую культуру производства, оптимальную систему питания, можно ожидать выхода томатов в среднем до 50 кг/м и максимального выхода на отдельных тепличных комбинатах до 70 кг/м², т.е. достичь уровня Опыт эксплуатации показывает, что теплицы с высотой шпалеры 4,0-5,0 м связаны с дополнительными затратами материальных и энергетических ресурсов.

Дальнейшее увеличение продуктивности связано с интенсификацией питания, дополнительным внесением химических удобрений, что вызывает нежелательное экологическое изменение пищевых показателей продукции.

Таким образом, технология с высотой шпалеры 4,0-5,0 м исчерпала свои возможности.

Принципиальное изменение технологии выращивания растений в теплице тепличного производства Голландии.

достигается изменением основного структурообразующего принципа технологии: количество одновременно плодоносящих ярусов растений, в одном и том же объеме теплицы, увеличивается с одного до пяти.

В технологии многоярусной узкостеллажной гидропоники, растения размещены в 5 ярусов в объеме теплицы с расстоянием между ярусами 40 см, при 25-30 взрослых растениях на 1 м², рассады 80 штук.

Количество оборотов составляет от 3 до 9, в зависимости от обеспечения радиационного режима, что позволяет получать урожай различных культур от 120 до 1500 кг/м². В теплице предусмотрено 4 отделения: отделение проращивания семян (1-3 суток) 1 % от площади теплицы; отделение сеянцев (20 суток) - 4% от площади теплицы; отделение рассады (20 суток) - 15 % от площади теплицы и овощное отделение (40-60 суток) 80 % от площади теплицы. Это позволяет произвести в овощном отделении (360 дней/40 дней) до 9 культуроборотов растений в год! В разрабатываемые нами бизнес-планы вкладывается производительность - 120 кг томатов с кв. метра.

Потенциал технологии многоярусной узкостеллажной гидропоники по раннему урожаю в 5-6 раз превышает голландскую технологию за счет того, что при сборе урожая с первой кисти в голландской технологии возможно получение 3,75-5,0 кг/м² при густоте посадки 2,5 раст./м², в технологии многоярусной узкостеллажной гидропоники 25-30 кг/м².

При этом начало плодоношения в технологии многоярусной узкостеллажной гидропоники ускоряется на 2-3 недели за счет коротких путей транспорта ассимилятов в растении, равного 15-20 см, максимальной интенсификации продукционного процесса за счет малой нагрузки на растение, уменьшения ценогического влияния, улучшения освещенности растений (рис. 1).

Технология многоярусной узкостеллажной гидропоники представляет собой растительный ценоз, имеющий пять, одновременно плодоносящих ярусов. При этом каждый ярус автономно получает световую, тепловую энергию, минеральное и углекислотное питание, что обуславливает его высокие продукционные показатели. В технологии используется принцип водной питательной пленки между корнями растений. Раствор подается методом капельного полива гидропонным питательным раствором.



Рис. 1. Созревание гроздей томатов

Максимальный социально-экономический эффект новая технология выращивания овощей и зелени даст именно в арктических поселениях, с известным дефицитом витаминов, энзимов и многих других биологических активных веществ. Доставка свежих овощей и зелени авиатранспортом жителям Арктики крайне затратно и уже доходит до потребителя с потерей их оздоровительного эффекта.

Арктический дом, оборудованный теплицей – фитотроном, создает симбиоз растений и человека, с выгодой друг для друга. Углекислый газ выделяемый вами - употребляют растения, а кислород выделяемый растениями, поглощаете вы. Задача достижения суточной нормы потребления свежесобранных овощей, ягод и зелени на

СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ, ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

душу населения 400-500 грамм в сутки, решается путем круглогодичного производства, и употребления в пищу свежесобранных до 15-20 минут от уборки натуральных овощных продуктов, в условиях собственной квартиры, а в перспективе 915-1070 грамм на человека в сутки, что способствует увеличению продолжительности жизни в условиях арктической жизнеобеспечивающей квартиры.

ВЛИЯНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ НА ОБРАЗ ЖИЗНИ И ЗДОРОВЬЕ НАСЕЛЕНИЯ В АРКТИКЕ

Чан Динь Тан Сы

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

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

Арктика занимает ключевую позицию в процессе балансировки физических, химических и биологических свойств Земли. Очень чувствительная область, явление изменения климата, которое можно найти путем преобразования океанских течений или температуры атмосферы. Ученые уже давно оценили, что в Арктике принесли первые признаки изменения климата в будущем. Хотелось бы разобраться, как изменяется климат в Арктике, какие основные факторы влияют на его изменения и какие последствия на состояние здоровья создаются.

В Арктике в последние десятилетия отмечены глобальные изменения климата, прежде всего его потепление, происходило быстрее и масштабнее, чем на остальной части Земного шара, на фоне значительных колебаний.

Исследователи анализируют и дают не утешительные выводы, как меняется климат арктического и других частей в мире. Полученные данные, собираются со спутников и наземных станций при использовании сложных компьютерных моделей.

Данное изображение показывает тенденции средней приземной температуры

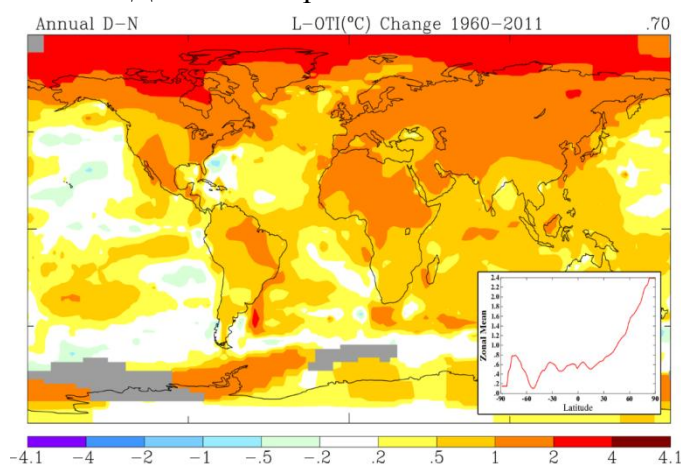


Рис. 1. Тенденции средней приземной температуры воздуха за период 1960 по 2011 год [4]

воздуха за период 1960 по 2011 год. Стоит обратить внимание, что Арктика выделена красным, указывая, что тенденция в течение этого 50-летнего периода характеризуется только повышением температуры воздуха более, что 2 ° C (3,6 ° F) на большей части Арктики, которая больше, чем в других частях земного шара. На вставке показаны линейные тренды за период по широте.

Согласно «ScienceDaily», на 03.24.2016, площадь арктических льдов достигла 14.52 млн км², которая достигла рекордно низкого уровня в зимний период через

спутник с 1979 г. Этот нижний уровень меньше чем 0,2% по сравнению с предыдущим рекордом, который был установлена в прошлом году на 14,54 млн км².

По данным ученых в National Snow and Ice Data Center (NSIDC) и NASA, период с 12/2015 до 2/2016 температуры Арктики оказались с высокими рекордами, по сравнению со всеми предыдущими периодами. По словам ученого WaltMeier, из Центр космических полётов Годдарда, НАСА в Greenbelt, температура воздуха достигла до -12 градусов по Цельсию, выше среднего уровня каждого года, данное изменение влечет к серьезному утончению морского льда.

Новые угрозы здоровью коренного населения, в том числе из-за изменений жизненного уклада, структуры питания и занятости. В Арктическом регионе социальные последствия климатических изменений, в том числе для здоровья населения, наиболее ощутимы, что связано, в первую очередь, с тем, что здесь находятся районы проживания коренных малочисленных народов Севера, многие из которых по-прежнему занимаются традиционным ведением хозяйства. Эти районы характеризуются, с одной стороны, дефицитом квалифицированной медицинской помощи, с другой стороны, как уже отмечалось выше, возможностью проникновения с юга новых инфекционных заболеваний и активизацией старых инфекций в результате изменения ареала возбудителей и многих других причин. [1]

Развивается сотрудничество арктических стран по оценке влияния климатических изменений на инфекционную заболеваемость, ежегодно эта проблема обсуждается на специальной встрече, а в 2014 г. Воздействие климатических изменений на здоровье населения Арктики происходит различными путями, и можно выделить 5 наиболее типичных проблемных ситуаций. [2]

Формирование благоприятной климатической среды для переносчиков инфекционных заболеваний, в результате чего происходит расширение ареала таких заболеваний, как клещевой энцефалит, Берлиоз и некоторых других. Это подтверждают исследования в Швеции и России. В Архангельской области доказано продвижение клещевого энцефалита на Север и его связь с температурными условиями (Tokarevich, Tronin, Blinova et al., 2011), подобное исследование начато и в республике Коми.

Потепление климата вызывает определенные деформации вечной мерзлоты, что приводит к нарушению функционирования инженерных сооружений, в т.ч. водопроводно-канализационных систем.

Наиболее чувствительны к климатическим изменениям коренные народы Севера. Потепление климата оказывает определенное негативное влияние на их традиционное природопользование, затруднено передвижение оленей, доступность медицинской помощи снижается.

Изменения климата являются причиной учащения волн жары и холода. Такие волны становятся факторами повышенного риска здоровью населения арктического региона. Анализ смертности населения в четырех северных городах - Мурманске, Архангельске, Якутске и Магадане - показал, что в результате воздействия волн жары возрастает смертность населения от инсультов, но волны холода остаются более опасными для здоровья (Shaposhnikov, Revich, 2014).

Экологическая обстановка во многих арктических поселениях достаточно напряженная. Особенно это касается городов, вблизи которых функционируют металлургические и горнодобывающие предприятия. Изменения климата, учащение волн приводит к повышению концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и повышению риска здоровью населения.

Прогноз воздействия волн жары в северных городах. Согласно региональному климатическому прогнозу ГГО им. А.И. Воейкова, за период 2041-2060 гг. число волн жары в Архангельске может возрасти в 1,8 раза по сравнению с

**СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ,
ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ
В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

базовым периодом 1980-1999 гг., что послужит причиной роста дополнительной смертности в среднем на 80% по сравнению с числом дополнительных смертельных случаев за предыдущий период (Ревич и соавт, 2013). [2]

Изменение климата в Арктике вызвало большой ущерб теплового баланса и экосистемы Земли. Арктический лед тает, поверхность Земли становится темнее, то есть тепло, поглощенное от солнца будет более серьезно и влиять на развитие и здоровье организмов на Земле. Перед такими серьезными и активно протекающими жаркими перспективам, необходимо выстроить систему для защиты окружающей среды и инфраструктуры для защиты здоровья местного населения и населения всей планеты.

Литература

1. В.М. Катцов, Б.Н. Порфирьев. Климатические изменения в Арктике: последствия для окружающей среды и экономики. Современное изменение климата Арктики. Арктика: экология и экономика №2 (6), 2012. с 66-79.
2. Бориса А. Р. Воздействие окружающей среды и изменения климата на здоровье человека в Арктике. Материалы III Международного арктического форума «Арктика – территория диалога» 24–25 сентября, Салехард.
3. Kattsov, V., V. Govorkova, T. Pavlova, P. Sporyshev, 2008: Arctic river runoff in the context of global warming: Projections with state-of-the-art global climate models. CliC Ice and Climate News, No.11, 8–10.
4. National Snow & Ice Data Center. All About Arctic Climatology and Meteorology. Climate Change in the Arctic. https://nsidc.org/cryosphere/arctic-meteorology/climate_change.html
5. Герман А.Б Палеоботаника и климат Земли: Взгляд в будущее из геологического прошлого. Вестник РАН, 2009. Т. 79, №5.
6. The National Aeronautics and Space Administration (NASA). <https://www.nasa.gov/>
7. Science article: ScienceDaily. <https://www.sciencedaily.com/>

Секция 8
ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ.
ВЛИЯНИЕ ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ
СРЕДУ АРКТИКИ. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА
И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА

ЗАЛЕЖИ ГАЗОГИДРАТОВ НА ДНЕ ОКЕАНОВ И МОРЕЙ. НОВЫЙ
ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ИСТОЧНИК УГЛЕВОДОРОДОВ

М.М. Асилова

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов.

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

Первые упоминания о газогидратах появились в 1946г., когда В.И. Стрижев высказал свои предположения о возможности существования газогидратных залежей в газоносных пластах, но тогда им не были приведены никакие доказательства. Более того он пессимистично отнесся к целесообразности их освоения. Еще одна идея о присутствии газогидратных скоплений в охлажденных пластах была высказана, когда в 1963г. была пробурена Мархинская скважина с глубиной 1800 м, которая вскрыла разрез пород с температурой 0 °С на глубине 1450м [1]. Однако эту идею также поставили под сомнение. Ученым требовались доказательства возможности формирования гидратов в пористых средах и образования газогидратных залежей. Первые исследования в области образования газогидратов были выполнены автором статьи на кафедре разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений МИНХиГП им. И.М. Губкина (1966). Они выявили возможность образования гидратов и стабильного их существования в глубинах Земли, а также на дне океанов и морей. Некоторое время спустя, на восточной границе Сибири, в Заполярье было открыто Мессояхское газогидратное месторождение. Оно было выявлено группой советских ученых. В скважине проводились комплексные геофизические исследования, которые установили, что в верхней части залежи находятся газовые гидраты, а нижележащая часть залежи состоит из газа в свободном состоянии. Мессояхское месторождение послужило катализатором для развития исследований газовых гидратов [2]. Благодаря этому мир узнал о действительном существовании газогидратных залежей и возможности их использования в промышленности.

Газовыми гидратами являются соединения содержащие молекулы газа в неких кристаллических ячейках, состоящих из воды скрепленных водородной связью. Соединения газовых гидратов могут формироваться при довольно разнообразных давлениях и температурах. Также некоторые из свойств газовых гидратов являются уникальными. В одном объеме воды может содержаться около 160 объемов метана в газогидратном состоянии, так же удельный объем воды возрастает примерно на 26% (а при замерзании воды – на 9%). Разложение гидратов может производиться и в замкнутом объеме, но при этом оно сопровождается резким повышением давления. Для того, чтобы разложить газовый гидрат нужно потратить от 6-12% энергии, которая содержится в насыщенном гидратами газе. Кристаллогидраты обладают высоким электросопротивлением и значительной акустической проводимостью, поэтому они являются практически непроницаемыми для молекул воды и газов [3]. Состав и формы кристаллогидратов весьма

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

разнообразны, они определяются составом газов и воды, температурой и давлением, динамикой образования кристаллов. Существуют 3 типа кристаллогидратов: массивные, гель-кристаллы и вискерные. Первый тип, массивные – формируются за счет поглощения газов и воды, часто обновляющейся кристаллической поверхностью. Второй тип – вискерные кристаллы образуются за счет тоннельного поглощения газа и воды. Размер тоннеля равен размеру поглощаемых им молекул. Гель-кристаллы - третий тип, образуются в объемах воды из растворенного газа, который выделяется из нее с изменением температуры и давления. В залежах газовых гидратов, газ чаще всего находится в твердом состоянии. Формирование и распределение гидратов зависит от определенных термобарических условий, также наличия достаточного количества воды и газа, химическим составом и свойствами газов, соленостью и пониженными температурами воды, определенными давлениями. Благоприятная термодинамическая зона формирования и существования газогидратов в морях и океанах достигает нескольких сот метров. Верхняя граница обычно находится на поверхности дна, независимо от состава газа. Существуют 2 основных типа: первичные и вторичные. Первичные – после формирования которых, в них не было фазовых переходов, таких как: газогидрат – свободный газ – газогидрат. Обычно они принадлежат акваториям, в которых глубинные температуры изменяются медленно. Множество газогидратных залежей образуются из растворенных в воде газов и располагаются в глубинных пористых почвах, с низкой температурой.

Газогидратные отложения в природе встречаются в различных формах: пластинами, прожилками. Были проведены исследования, которые выявили: мощность большинства газогидратных залежей варьируется от десятков сантиметров до нескольких десятков метров. Газогидраты довольно легко распадаются, при извлечении их из водного пространства. Причем из 1 м^3 может получиться около 180 м^3 углеводорода [4]. В водах Мирового океана зона формирования гидратных залежей начинается на глубине, что составляет несколько сот метров. Первая информация о газовых гидратах базировалась на предположении о несопоставимом вкладе метана в образование газогидратов. Предполагалось, что залежи газогидратов на дне Мирового океана являются богатыми и повсеместными, но приблизительно 10 лет назад обнаружилось, что их расположение – неровное, спорадическое, зональное. Эти данные подтвердились геофизическими исследованиями верхних слоев глубин океана. Действительно было выявлено спорадическое и неравномерное распространение, обособляемое термодинамическими параметрами. В дальнейшем новые данные глубоководного бурения выявили действительную пятнистую наполняемость глубинного пространства газовыми гидратами.

Проанализируем некоторые важные аспекты влияния на оценку углеводородных ресурсов в крупных залежах. Российские ученые В.Г.Васильев, Ю.Ф. Макогон и др. в 1970 г. сделали научное открытие под названием: «Свойство природных газов находиться в твердом состоянии в земной коре» [5]. После этого открытия геологические исследования в этой области получили серьезный толчок. В первую очередь были определены методы выделения термодинамических зон стабильности. Благодаря этому выяснилось, что у метана, самого распространенного углеводорода зона стабильности охватывает от 20% суши и 90% дна океанов и морей. Теоретические результаты повлияли на первые успешные результаты на практике. В 1972г. в глубинной части Черного моря сотрудники ВНИИГАЗА обнаружили гидратосодержащие породы. Ими были замечены частички гидратов в

грунте, извлеченном со дна моря. Это стало одним из первых официально признанных подтверждений содержания природного газа в породах. Впоследствии, данные советских ученых многократно использовались в зарубежной и отечественной литературе. Благодаря этой информации в США были разработаны методы сортировки образцов субмаринных газовых гидратов. В Японии, Канаде и других странах стали развиваться методики геофизического выделения гидратонасыщенных пород в геологических разрезах [7]. Также на базе ВНИИГАЗА в России были проведены одни из первых экспериментальных исследований по моделированию формирования газогидратов в дисперсном грунте. С помощью насыщения некоторых пород газогидратами установили зависимость изменения газовой проницаемости породы от количества газогидрата, а также предельный градиент сдвига поровой воды в гидратосодержащих породах. Это две необходимые характеристики для прогнозирования добычи гидратного газа [8].

В недавнее время информация о повсеместном распространении газовых гидратов и оценке метановых ресурсов стала более ясной. Рассеянное формирование гидратов в мировом океане глубиной свыше 600 м, неимение однозначной связи в распространении с мощностью и насыщенностью грунта органическими веществами указывает на то, что метан не имеет большого значения в образовании газогидратных залежей. Но обнаружилось, что при формировании в глубинном грунте Мирового океана основными источниками метана являлись углеводороды. Запасы углеводородов в газогидратном состоянии во много раз больше, чем суммарные запасы каменного угля, нефти и природного газа на планете.

Исходя из расчетов ученых можно сказать, что наиболее благоприятными условиями для формирования твердого природного газа в земной коре являются почти 27% суши. Основная часть – это области вечной мерзлоты и ледников, и на 9\10 дна Мирового океана. Перспективными территориями суши для промышленного скопления газогидратов являются весь Север России, 63 процента Канады, 75 процентов Аляски, а также Гренландия, Антарктида [9]. Довольно низкие температуры воды и высокие давления на дне океанов являются идеальными для формирования гидратов. Учеными было объявлено, что запасы природного газа в твердом состоянии на дне мирового океана измеряются тысячами триллионов кубометров. Сибирские геологи, изучившие материалы геофизических исследований, выявили примерно 30 месторождений газогидратов, но, к сожалению, на практике эксплуатируется только одно – Мессояхское месторождение. Оно уже несколько лет снабжает Норильск природным газом. Что касается разработок залежей дна Мирового океана, то они возможны только при решении проблемы транспорта газа к потребителю. Есть варианты сжижения газа на месте, транспортировки гидратов в подводных контейнерах, но все-таки извлечение газа из морских осадков сопряжено с большими капитальными затратами. Важное условие добычи газа из газогидрата: газ в твердом состоянии должен перейти в свободное именно в пласте. Этот переход может осуществляться лишь при повышении температуры и снижении давления, или добавлением антигидратных жидкостей - спиртов и растворов солей. Однако на данный момент разработка месторождений связана со значительными денежными затратами и техническими трудностями, потому как изменять температуру и давление в пласте действительно сложно. Но также газогидраты имеют и свои плюсы, такие как: быстрая возобновляемость, способность храниться долгое время и не вступать в реакцию окисления, помимо всего прочего это наиболее рациональный путь выхода из надвигающегося

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

энергетического кризиса. Уже не секрет, что нефти и газа на нашей планете с каждым годом становится все меньше. Мировой энергетический кризис подступает все ближе. В результате мир должен задуматься над тем, какой источник энергии выбрать в будущем. Поэтому в ближайшие полтора-два десятилетия можно будет вплотную подойти к разработкам газогидратных залежей в производственном масштабе, так как природные газогидраты являются одним из основных источников энергии в перспективе на ближайшие десятилетия.

Литература

1. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. // Рос. хим. ж. (ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). – 2003.
2. Макогон Ю.Ф. Природные газы океанов и проблема их гидратов. // Экспресс-информация ВНИИЭгазпром, № 11, 1972.
3. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. – М.: Недра, 1981.
4. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В. П. Газовые гидраты — новый источник углеводородов. // Природа. – 1979. – № 1.
5. Научные открытия России. Научное открытие № 75 «Свойство природных газов находиться в твёрдом состоянии в земной коре».
6. Япония встала на путь «гидратной революции» // «Ведомости», 12 марта 2013.
7. Валяев Б.М. О факторах, контролирующих формирование и разрушение скоплений газогидратов в осадочном разрезе дна Мирового океана // Геология морей и океанов: Тез. Доклад XV Международной школы морской геологии. М.: ГЕОС, 2003. Т. 1. С. 148.
8. Якушев В.С., Истомин В.А., Перлова Е.В. Ресурсы и перспективы нетрадиционных источников газа в России. М.: ООО «ВНИИгаз», 2002. 87 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ СЕВЕРНЫХ МОРЕЙ

В.С. Афанасьев, В.В. Братинков, В.И. Долгопятов

Научный руководитель старший преподаватель Д.В. Наркович

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

Северный Ледовитый океан является естественной, природной границей России с севера. Россия является обладательницей шести морей Северного Ледовитого океана. К ним относят: Баренцево, Белое, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское. Все эти моря отличаются очень суровым климатом, что сделало их труднодоступными для освоения человеком. Но и эти моря уже пострадали от деятельности человека. Мы выделили 2 основные экологические проблемы, от решения которых зависит будущее этой очень хрупкой и нетронутой части мира. Это добыча нефти и радиоактивное загрязнение.

Только с речным стоком в моря Северного Ледовитого океана ежегодно выносятся несколько сотен тысяч тонн нефтепродуктов. В результате концентрация загрязняющих веществ на многих участках акватории Баренцева, Белого, Карского морей и моря Лаптевых уже сегодня в 2-3 раза превышает норму. Нефтедобыча непременно сопровождается масштабными разливами, губительные последствия от которых испытывает на себе всё человечество. Бурение в Арктике, особенно на

шельфе, крайне опасно: в мире не существует успешных практик по ликвидации нефтяных разливов в ледовых условиях. Если акватория моря покрыта льдами хотя бы на 10%, механические средства сбора теряют свою эффективность. Что тогда говорить о массивах арктического льда? При экстремально низких температурах нефть становится густой, что может затруднить работу насосов и других механических средств, используемых при ликвидации разливов. Другой популярный метод уборки нефти – сжигание может не сработать из-за удаленности платформы: необходимое для этого оборудование нужно доставить к месту аварии в течение 50 часов, так как позже разлитая нефть становится непригодной для сжигания. Очистка водных объектов от нефти – задача сама по себе крайне сложная, а в условиях Арктики – просто невыполнимая: по прогнозам ученых, при ликвидации аварийных разливов в арктических условиях удастся собрать лишь 10-15% от разлитой нефти. Низкая температура, темнота, которая держится в регионе большую часть года, удаленность поисковых и спасательных служб – все это делает ликвидацию любого разлива практически невозможной. Нефть, разлитая в Арктике, не оседает в одном месте, а распространяется по всему региону и даже за его границы. Токсические осадки по воде и по воздуху попадают в Евразию и Северную Америку, нанося непоправимый ущерб флоре и фауне. Оседая на перьях и коже животных, нефть лишает их защиты от холодов, мешает летать. Пока нефтяное загрязнение носит ограниченный, локальный характер, но из-за возросших в последнее десятилетие темпов развития нефтегазовой отрасли и планов по освоению арктического шельфа масштаб деградации окружающей среды в Арктике грозит перерасти из локального в общезональный [2].

Арктический регион России в силу своих географических и социологических особенностей в большей степени подвергается опасности радиоактивного загрязнения, и степень этой опасности постоянно возрастает. Во многом это связано с наличием в регионе большого количества военных объектов по испытаниям ядерного оружия и атомных военно-морских баз. В настоящее время отдельные территории Арктического региона России относятся к числу экологически неблагоприятных. Особое внимание при этом следует обратить на радиационную обстановку, которая на Кольском полуострове и в других областях Арктики грозит стать катастрофической. Можно выделить следующие источники потенциальной опасности радиоактивного загрязнения окружающей среды: атомный ледокольный флот; Северный флот, оснащенный подводными и надводными кораблями с ядерными энергетическими установками и несущий ядерное оружие; судоремонтные и судостроительные заводы как гражданского, так и военного профиля; испытания ядерного оружия на Новой Земле; подземные ядерные взрывы в «мирных» целях; предприятия, занимающиеся переработкой и утилизацией радиоактивных отходов и списанных подводных лодок; пункты захоронения радиоактивных отходов; затонувшие атомные корабли; последствия выпадения радиоактивных осадков после аварии на Чернобыльской АЭС. В результате эксплуатации военного и гражданского атомных флотов, базирующихся в Мурманской и Архангельской областях, ежегодно образуется до тысячи кубических метров твердых и 5 тысяч кубических метров жидких радиоактивных отходов. Примерно 85% от всего объема отходов образуются на судоремонтных предприятиях. Указанный уровень ядерных отходов удерживается последние двадцать лет. Другим источником ухудшения радиологической обстановки в Арктическом регионе России, который следует особо отметить, являются надводные и подводные ядерные испытания на шельфе Баренцева и Карского

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

морей. При этом основное беспокойство приносит ядерный полигон на Новой Земле, где уже проведено 132 ядерных взрыва, из них 86 – в атмосфере и 8 – в Баренцевом и Карском морях. Достаточно мощным является загрязнение радионуклидами морей при различного рода захоронениях радиоактивных отходов. Многие морские организмы способны накапливать в себе радиоактивные вещества, даже если они находятся в очень низкой концентрации. Следует заметить, что некоторые радионуклиды свинца-210 и полония-210, поступают в организм с пищей. Они концентрируются в рыбе и моллюсках, поэтому люди, потребляющие много рыбы и других даров моря, могут получить относительно высокие дозы внутреннего облучения. С конца 50-х годов по 1992 год Советским Союзом в Северных морях были затоплены отходы суммарной активностью 2,5 млн. Кюри, в том числе 15 реакторов и экранная сборка атомной подводной лодки и 3 реактора и экранная сборка атомного ледокола «Ленин». Из них 13 реакторов аварийных АПЛ (6 из них с невыгруженным ядерным топливом), а также 3 реактора и экранная сборка с частично невыгруженным топливом ледокола «Ленин» были затоплены у Новой Земли [1].

Как видим, северные моря, не смотря на суровую природу и труднодоступность, уже серьёзно пострадали от деятельности человека. Увеличение добычи нефти, испытание ядерного оружия, захоронение радиоактивных отходов создаёт взрывоопасную для экологии Арктики обстановку. Любая крупная авария на нефтяной платформе или утечка радиоактивных отходов из захоронений приведёт к непоправимым последствиям в столь хрупкой экосистеме. Поэтому нужно в серьёз взяться за решение этих проблем, пока ещё не поздно.

Литература

1. Радиозэкологическая обстановка на Крайнем Севере России (проблемы, источники загрязнения, география) // Всё о радиации и радиационной защите - URL: http://rad-stop.ru/5-radioekologicheskaya-obstanovka-na-kraynem-severe-rossii-problemy-i-istochniki-zagryazneniya-geografiya/#.V5bXD_mLTIV (дата обращения: 20.05.2016)
2. Угрозы Арктике // Гринпис России URL: <http://www.greenpeace.org/russia/ru/campaigns/protect-the-arctic/threat-to-the-Arctic/> (дата обращения: 11.06.2016).

**ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ЗОЛЕ
БИОЛОГИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА ЖЕНЩИН, ПРОЖИВАЮЩИХ НА
ТЕРРИТОРИЯХ, ПРИРАВНЕННЫХ К РАЙОНАМ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

А.И. Беляновская

Научный руководитель профессор Н.В. Барановская

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

Территории проведения мирных ядерных взрывов, имеют свою специфику накопления химических элементов. Материалы, которые в настоящее время появились в Республике Саха, свидетельствуют о том, что атмосферные взрывы ядерных устройств на СИП, проводимые в 1960-ых годах, привели к загрязнению территории Сибири, одно из «пятен» радиоактивных осадков фиксируется между г. Якутском и г. Верхоянском [4].

Радиоактивными называются химические элементы с нестабильным атомным ядром, которые могут вызывать мутагенные изменения в живых организмах [2]. Уран и торий – наиболее известные представители семейства актиноидов. Первые количественные характеристики U и Th в живых организмах даны в работах А.П. Виноградова, E. Burkser, J. Hoffman. Уран это опасный репродуктивный яд. В результате концентрирования тория и продуктов его распада в костях и костном мозге возникают последствия его воздействия в виде злокачественных новообразований. Цезий-137 и калий — долгоживущие продукты ядерного деления, при недостатке калия поглощенный цезий концентрируется в мышцах и репродуктивных органах, в частности, в яичниках. Радиоактивные формы калия — калий-40 и калий-42 концентрируются в этих же частях тела [5].

Репродуктивная система является маркером биологическим индикатором экологического состояния окружающей среды [2]. Плацента выполняет исключительную роль в защите плода от негативного влияния внешней среды [1,3].

Цель работы: провести анализ содержания радиоактивных элементов в репродуктивной системе женщин, проживающих на территориях, приравненных к районам Крайнего Севера.

Объектом исследования является биологический материал человека, отобранный сотрудниками Института цитологии и генетики Сибирского отделений РАН: Осиповой Л.П. и Страховенко В.Д. в 2000 г.

1. Плацента 42 женщин, проживающих на территории Республики Саха (Якутия). Средний вес пробы составил 228 г.

2. Плацента 4 женщин, проживающих на территории Ямало-ненецкого автономного округа, Пуровского района, пос. Халясавай. Средний вес пробы – 346 г.

3. Плацента 6 женщин, проживающих на территории Таймырского Долгано-Ненецкого района, п-ов Таймыр, пос. Волчанка. Средний вес пробы – 346 г.

Методы исследования. Для анализа проб биологического материала использовали метод гамма-спектрометрии. Анализ содержания урана, тория, калия и цезия проводился в аналитическом центре Института цитологии и генетики Сибирского отделений РАН.

Результаты и обсуждение:

Результаты, проведенных исследований на территории Томской области представлены в таблице 1.

Отмечаются повышенные, по сравнению с другими пробами, концентрации урана и тория в плацентах пациенток из пос. Волчанка (п. Таймыр). Минимальные содержания урана обнаруживаются в пробах на территории Якутии. Калий преимущественно концентрируется в пробах из Республики Саха и пос. Халясавай, содержания примерно одинаковы.

Минимальные содержания в пробах из пос. Волчанка. Цезий в пробах пациенток из Якутии в большинстве случаев находится ниже пределов обнаружения, максимальное содержание обнаруживается на территории пос. Халясавай.

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

Таблица 1

**Содержание эссенциальных элементов в золе биологического материала
(плацента) женщин, проживающих на территориях, приравненных к районам
Крайнего Севера, Бк/кг.**

Территория	$\frac{X \pm \lambda}{\min \dots \max}$				Th/U
	U	Th	K	Cs	
1. Республика Саха	$\frac{2,9 \pm 0,4}{0,2 \dots 8,8}$	$\frac{1,37 \pm 0,14}{0,24 \dots 3,38}$	$\frac{39,37 \pm 1,49}{18,37 \dots 61,28}$	Н/о	0,47
2. Пос. Халясавей	$\frac{3,40 \pm 1,66}{0,26 \dots 7,26}$	$\frac{1,17 \pm 0,30}{0,61 \dots 2,00}$	$\frac{38,08 \pm 3,84}{26,68 \dots 43,27}$	$\frac{1,88 \pm 0,81}{0,56 \dots 3,93}$	0,34
3. Пос. Волочанка	$\frac{40,10 \pm 14,47}{0,17 \dots 94,76}$	$\frac{49,63 \pm 17,39}{9,87 \dots 112,81}$	$\frac{5,19 \pm 2,83}{0,57 \dots 16,03}$	$\frac{0,72 \pm 0,22}{0,26 \dots 1,26}$	1,24

Примечание: $X \pm \lambda$ – среднее значение и стандартная ошибка, min- минимум, max – максимум, Th/U – торий-урановое отношение, Н/о – ниже предела обнаружения

Торий-урановое отношение в пробах варьируется от 0,34 (пос. Халясавей) до 1,24 (пос. Волочанка). Низкое торий-урановое отношение может свидетельствовать о том, что имеется дополнительный источник поступления урана в окружающую среду.

По результатам исследования можно сделать следующие выводы:

1. Максимальные содержания калия и минимальные содержания урана обнаруживаются в пробах из Республики Саха (Якутия);
2. Установлено, что торий-урановое отношение варьируется от 0,34 до 1,24.

Литература

1. Айламазян Э.К. Влияние экологических факторов на течение гестационного периода. // Вестник АМН СССР. - 1990. - №7. - С.23-25.
2. Дозообразующие радионуклиды // PРоATOM URL: <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=2995> (дата обращения: 19.11.2015).
3. Савельева Г.М., Федорова М.В., Клименко П.А. и др. Плацентарная недостаточность. - М.: Медицина, 1991. - 276с.
4. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиэкологии. Томск: Изд-во ТПУ, 1997. 384 с.
5. Курс лекций Ядерная Физика Учебное пособие Москва, 2010 // Бекман Игорь Николаевич, д.х.н., профессор МГУ им. Ломоносова URL: <http://profbeckman.narod.ru/UranSS.htm> (дата обращения: 19.11.2015).

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

С.В. Бондаренко

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

Арктика – одна из самых хрупких экосистем планеты. Экологические проблемы Арктики в силу ее природно-географических особенностей имеют глобальный характер. Арктика является климатоформирующим регионом планеты, поэтому состояние окружающей среды в Арктике является одновременно и важным

индикатором глобальных изменений, которые проявляются в этом регионе наиболее значимо [5].

Вопросам экологического состояния природной среды российской Арктики последнее десятилетие уделяется особое внимание, учитывая важную экономическую, социальную и экологическую роль этого региона. Большое значение имеет и международный аспект в связи с принятием «восьмеркой» Приарктических государств стратегии защиты окружающей среды Арктики и повышенным вниманием мировой общественности к социально-экономическим вопросам жизни коренных народов Севера. Принимается во внимание и возможность дальнейшего разрастания очагов экологического кризиса в Арктике, к которым относятся: изменение климата и таяние арктических льдов; загрязнение вод северных морей стоками нефти, химическими соединениями, а также морским транспортом; сокращение популяции арктических животных и изменение их среды обитания. Все эти проблемы ведут к дестабилизации климатических, геохимических, криолитологических и экологических процессов на значительной территории северного полушария.

Исследования последних лет показали, что в связи с глобальным потеплением площади ледников постоянно сокращаются. Так, по данным специалистов Метеорологического управления Великобритании, с 50-х гг. прошлого века и до настоящего времени площадь ледяного покрова Северного Ледовитого океана уменьшилась на 20 %, а средняя толщина льда зимой с 1970 г. сократилась на 40 %, а «ледяная шапка» на Северном полюсе может исчезнуть уже через 80 лет [4]. По данным, полученным американскими исследователями, нынешние темпы исчезновения ледников составляют 8 % за 10 лет. Если эта тенденция сохранится, то уже летом 2060 г. льда в Арктике может не остаться вовсе [1].

Морской лед поддерживает существование всей арктической экосистемы, и его исчезновение повлечет за собой необратимые изменения жизни в Арктике. Так, например, полярные медведи добывают себе пропитание охотой во льдах. Но уже сегодня учеными зафиксировано несколько случаев, когда белые медведи тонули в воде, не сумев преодолеть увеличившегося расстояния между льдинами. Лед, призванный отражать солнечные лучи, стремительно тает, и потому темные воды океана (а вместе с ними – и земля) нагреваются гораздо быстрее. Опасность представляют и залежи метана, одного из мощнейших парниковых газов, «спрятанные» в многолетней мерзлоте. Попадая в атмосферу, метан также ускоряет процесс глобального изменения климата [6].

Положительной стороной потепления будет открытие новых морских транспортных маршрутов, расширение зон рыболовства, облегчение доступа к океанским нефтяным и газовым месторождениям, улучшение условий для ведения сельского хозяйства в некоторых регионах. Всё это говорит о том, что изменение климата существенно повышает стратегическое и экономическое значение Арктики.

Следующей, не маловажной проблемой арктической зоны являются нефтяные загрязнения. Нефтяное загрязнение приводит к деградации ландшафтов, наносит серьезный ущерб речным и морским экосистемам, ухудшает качество питьевой воды и воздуха, губительно влияет на климат. Залитые нефтью участки посыпают песком, после чего нефть остается в почве, попадая в грунтовые воды и пресноводные водоемы, а затем – и в Северный Ледовитый океан. Нефтедобыча непременно сопровождается масштабными разливами, губительные последствия от которых испытывает на себе всё человечество. Нефть, разлитая в Арктике, не

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

оседает в одном месте, а распространяется по всему региону и даже за его границы. Оседая на перьях и коже животных, нефть лишает их защиты от холодов, мешает летать. Очистка водных объектов от нефти – задача сама по себе крайне сложная, а в условиях Арктики – просто невыполнимая: по прогнозам ученых, при ликвидации аварийных разливов в арктических условиях удастся собрать лишь 10-15 % от разлитой нефти [6].

Еще одна проблема, которую нельзя оставить без внимания, это промышленное загрязнение. Хозяйственное освоение Арктики и развитие промышленности, по признанию ученых, основная причина всех экологических проблем региона. Арктика страдает также от загрязнения тяжелыми металлами, стойкими органическими загрязнителями (ПХБ, ДДТ и др.), радиоактивными веществами.

По мнению специалистов, работающих по программе арктического мониторинга и оценки (Arctic Monitoring and Assessment Program, АМАР), российские заводы по утилизации отработавшего ядерного топлива ответственны преимущественно за локальное радиоактивное загрязнение, и их негативное влияние сказывается только на российской территории. В 1992-1994 гг. объединённая норвежско-российская экспертная группа провела обследование мест захоронения ядерных отходов на российской территории, в том числе шести реакторов подводных лодок. Существенного загрязнения Карского моря зарегистрировано не было. Фактически концентрация радионуклидов в воде была ниже, чем, например, в Ирландском, Балтийском и Северном морях. Однако потенциальная опасность радиоактивного загрязнения Арктики всё-таки существует. Её причина – в неудовлетворительном техническом состоянии объектов хранения радиоактивных отходов и отработавшего ядерного топлива на Северном флоте РФ. А ведь на атомных подводных лодках, находящихся в отстое, судах технического обслуживания, а также в береговых хранилищах Кольского полуострова сосредоточено около 250 активных зон реакторов. В целом же, по мнению экспертов, территории российской Арктики, на которых зафиксирован критический уровень загрязнения, составляют не менее 15 % площади региона [2, 3, 7].

Охрана природы Арктического региона должна стать краеугольным камнем в процессе использования его природных богатств. Её основным началом должен стать принцип устранения причин, а не борьбы с ее последствиями. Говоря об экологической безопасности в российской Арктике, мы не можем заниматься решением отдельных задач. Проблему ликвидации накопленного экологического ущерба нужно видеть и решать в целом по стране, в том числе по арктической зоне Российской Федерации.

Надо помнить, что человек в Арктике – гость и должен вести себя там уважительно. Только при условии жесткого контроля и соблюдения экологических требований мы сможем сохранить Арктику для будущих поколений.

Литература

1. Арктика продолжает таять // Cybersecurity.ru, 2005. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cybersecurity.ru/prognoz/6062.html>.
2. Довгуша В.В., Тихонов М.Н. Радиоактивные отходы в морях и океанах за пределами страны // Энергия, 1994. – № 8. – С. 26 – 31.

3. Загрязнение радионуклидами арктических морей России // Арктика сегодня. [Электронный ресурс]. URL: <http://arctictoday.ru/region/ecology/200000057>.
4. Лёд Арктики растает к сентябрю 2079 // News.ru, 2002. – 23 сентября. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.newsru.com/world/23dec2002/arctic.html>.
5. Моргунов Б.А. Методология учёта экологического фактора в процессе выработки стратегии устойчивого развития арктической зоны России // Автореф. дисс. докт. – СПб.: РГГМУ, 2006. – 39 с.
6. Экологические проблемы Арктики // mrmarker.ru, 2016. [Электронный ресурс]. URL: <http://mrmarker.ru/p/page.php?id=1627>
7. Арктика: перспективы развития // perspektivy.info, 2015. [Электронный ресурс]. URL: http://www.perspektivy.info/rus/ekob/arktika_perspektivy_razvitija_2009-04-24.htm.

ПРИРОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ РАДИОАКТИВНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ

А.Н. Злобина

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

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

В последние годы проблемы экологического и радиоэкологического состояния для Арктической зоны приобретают особое значение благодаря нескольким факторам. В первую очередь – это возрастающая экономическая роль Арктики, связанная с открытием огромных запасов сырьевых ресурсов, во вторую – исключительная чувствительность и уязвимость природного ландшафта к антропогенным воздействиям в условиях длительного холодного периода с ледовым и снеговым покровом.

Основными проблемами радиоактивности Арктической зоны считаются: загрязнение радионуклидами отдельных ее районов и нахождение до настоящего времени на дне морей радиоэкологически опасных твердых радиоактивных отходов; а также функционирующие потенциально опасные объекты – атомные электростанции (в Финляндии, США, России (Кольская и Билибинская АЭС)), атомные ледоколы и атомные подводные лодки.

Однако источниками радиоактивного загрязнения объектов окружающей среды естественными радиоактивными элементами могут быть и природные образования (месторождения радиоактивных и некоторых других полезных ископаемых, горные породы, содержащие естественные радиоактивные элементы в повышенных количествах). В пределах Арктической зоны выделяют территории с повышенными (900-1250 мкЗв/год) и высокими (более 1250 мкЗв/год) дозовыми нагрузками природной радиации, к ним можно отнести: Анабарское нагорье (Якутия), Кольский полуостров. Повышенная доза радиации определяется коренными выходами магматических пород ультракислого, щелочного составов и ультраметаморфическими формациями [3].

Анабарский массив считается наиболее перспективной рудной областью Российской Арктики, по своей металлогении и масштабности относящийся к категории локальных металлогенических зон. Здесь отчетливо проявляются черты сходства геолого-тектонической обстановки, радиогеохимических (U, Th) аномалий и проявлений эпигенетической минерализации с известными районами в ураново-рудной провинции Атабаска (Канада). На территории Арктической зоны России

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

были открыты Томторское, Ловозерское месторождения редких земель; Каменское (полуостров Таймыр), Провиденское, Катумское (Чукотский полуостров) месторождения радиоактивных элементов. Разработка этих месторождений ведет к загрязнению окружающей среды, связанному с аэрозольными выбросами, с образованием отвалов горных пород, забалансовых руд и хвостов, загрязнению поверхностных и подземных вод. Особую опасность при разработке месторождений представляет заражение почв химическими элементами с повышенными токсичными и радиоактивными свойствами (Th, U, Tl, Rb, Cs, Sr), содержащимися в рудах [2]. Одной из проблем радиохимического загрязнения является тот факт, что в Арктике существует мощная криолитозона, ограничивающая масштабы вертикальной миграции поверхностных и подземных вод, изменяющая скорость протекания всех почвенных процессов, в том числе способствующих появлению загрязнителей на поверхности за счет диффузии из почвы и воды.

Наиболее богатый участок массива Томтор – Буранный (средние содержания: фосфора – 16.4%, редких земель – 12.8%, ниобия – 4.9%, иттрия – 0.87%, циркония – 0.29%, тория – 0.15%, урана – 0.01%, скандия – 0.065%, тантала – 0.005%). Стоит отметить, что по результатам экологических наблюдений, радиоактивность на поверхности Томторского массива изменяется от 2 до 22 мкР/ч и имеет природное происхождение [1]. В Канаде на сегодняшний день идет активная добыча урана только в Северной части провинции Саскачеван. Исследования в районе месторождения Порт Радий (Port Radium site) показали, что активность урана в хвостах достигает 37 000 Бк/кг. Уровни гамма-излучения на территории варьируются от 1,5 мкР/ч до 7,4 мкР/ч. Наблюдаются повышенная активность радона до 44 Бк/м³ [5].

Источниками радиоактивного загрязнения могут также являться фосфатные руды, например апатитовые руды Ковдорского месторождения (Кольский п-в), где активность ²³⁸U в пределах 100 Бк/кг, ²³²Th – 65 Бк/кг; также месторождение каменного угля в Нью-Олесунн (архипелаг Шпицберген, Норвегия), по данным Даудолла образцы взятые в районе месторождения отличаются повышенными концентрациями радионуклидов [4].

В настоящее время в Арктике добывается десятая часть общемировых объемов нефти и четвертая часть природного газа. Арктическая часть Западно-Сибирской низменности (Россия) составляет уникальную нефтегазоносную провинцию. Среди других ведущих нефтедобывающих стран в Арктической зоне — Канада, США (Аляска) и Норвегия. При добыче нефти и газа экстрагируют большие объемы пластовых вод совместно с углеводородами. Пластовая вода содержит повышенные концентрации радиоактивных изотопов, в особенности радия, т.к. в результате распада урана и тория и выщелачивания из вмещающих пород в нефти постоянно образуются его радионуклиды. Исследования концентраций радия в попутно-добываемой воде на норвежском континентальном шельфе показали, что средняя активность ²²⁶Ra - 3,3 Бк/л и 2,8 Бк/л для ²²⁸Ra. Общий объем сбросов ²²⁶Ra и ²²⁸Ra в Норвежское море в составе пластовых вод и шлама от буровых работ за 2007 год составил 46 ГБк и 38 ГБк, соответственно [4].

Одним из радиационно-опасных факторов может служить производство геотермальной энергии. Например, в Исландии почти 80% зданий отапливаются с помощью геотермальной энергии. В ее производстве используют горячий пар и глубинную воду, которая часто содержит природные радионуклиды, попадающие в трубы в процессе отопления. Также выявлен опасный радоновый фактор. Радон

может переноситься с глубин Земли водой и паром, а затем концентрироваться в приземном воздухе [4].

Из вышеназванного следует, что главными природными источниками радиационного загрязнения Арктики являются месторождения редких, радиоактивных элементов, фосфатные руды, уголь с повышенным содержанием радионуклидов, пластовые воды при нефтегазовой добыче, а также производство геотермальной энергии. Арктическую зону во все большей степени рассматривают в качестве индикатора состояния биосферы, который сигнализирует остальному миру о воздействии локальных и глобальных процессов, в том числе связанных с разработкой природных источников радионуклидов.

Литература

1. Додин Д.А. Минералогия Арктики// ЛИТОСФЕРА, 2009, № 5, с. 15–35.
2. Молчанов А.В., Коваль С.Г., Ходжаев Д.К., Лазарев Ф.Д. Перспективы выявления высокорентабельных урановых и комплексных месторождений «типа несогласия» на Анабарском щите // Руды и металлы, 2006, № 6, с. 5—15.
3. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиоэкологии: учебное пособие. – Томск, 1997. – 384 с.
4. Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP). Radioactivity in the Arctic. P.O. Box 8100 Dep, N-0032 Oslo, p.109.
5. CDUT, 2005. Final Report Concerning Health and Environmental Issues Related to the Port Radium Mine. Canada/Déline Uranium Table. Indian and Northern Affairs Canada.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ УДАЛЕНИЯ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ ИЗ ТРУДНОДОСТУПНЫХ РАЙОНОВ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

М.Д. Зубач

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

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

Проблема отходов, их утилизации, переработки, сбора и т.д. — одна из острейших для человечества в начале XXI в. Арктическая зона Российской Федерации (АЗРФ) — огромная по площади территория, на которой осуществляются различные виды хозяйственной деятельности в значительных объемах. Однако сложные климатические условия, неразвитая транспортная сеть, многолетняя «забытость» Севера и многие другие факторы затрудняют деятельность по своевременному удалению отходов и приводят к их накоплению на местах и, как следствие, к негативному влиянию на экосистемы Арктики. Следует помнить, что, в отличие от других, более теплых районов планеты, природа Арктики не в состоянии переработать имеющиеся тут отходы.[1]

Отходы в Арктике появляются из различных источников. К основным из них относятся: морские суда; стационарные объекты (поселения, военные части, полярные станции); объекты недропользования (нефте- и газодобывающая отрасль промышленности); дельты крупных рек. Выбрасывание мусора в море производится в том случае, если расстояние до берега составляет не менее: 25 миль — для обладающих плавучестью сепарационных, обшивочных и упаковочных материалов; 12 миль — для пищевых отходов и другого мусора, включая изделия из бумаги,

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

ветошь, стекло, металл, бутылки, черепки и аналогичные отходы; 3 миль — для мусора, пропущенного через измельчитель или мельничное устройство и прошедшего через грохот с отверстиями размером не более 25 мм. В качестве контрольной меры за 24 ч до прихода судна в порт капитан обязан направить в адрес портовых властей страны информацию о наличии мусора на борту судна согласно установленной форме. Таким образом, в настоящее время морское судоходство можно исключить из существенных источников загрязнения береговых экосистем ТБО.[2]

Вторым источником загрязнения являются стационарные объекты (поселения, военные части, полярные станции). Это основной путь поступления мусора. В начале 1990-х гг. Арктику и морские побережья арктических морей стали покидать полярники, оставляя здания, технику, горюче-смазочные материалы (ГСМ), строительные материалы и отходы.

По различным оценкам на указанной территории насчитывается до 4 млн тонн промышленного и строительного мусора и до 12 млн. железных бочек. Огромные многокилометровые свалки возникли вокруг полярных станций, воинских частей, поселков, портов. Отходы производства и жизнедеятельности накапливались здесь около 70 лет и не вывозились для захоронения, переработки или утилизации.[2]

К третьему источнику загрязнения можно отнести объекты недропользования (нефте- и газодобывающая отрасль промышленности).

Современные объекты добывающей промышленности в арктической зоне России принадлежат крупным компаниям, часто — международным. Непосредственно на участках добычи, во временных вахтовых базах действуют жесткие правила, направленные на поддержание благоприятной экологической обстановки в зоне работы. ТБО собираются, складываются и вывозятся согласно действующим нормам. Однако полностью исключить вероятность образования новых стихийных свалок нельзя.[1]

Кроме вышеперечисленных, существует еще один путь проникновения отходов — это дельты крупных рек. Существенным источником поступления различных ТБО на арктические побережья является материковый сток.

Крупные реки Арктики — Онега, Северная Двина, Печора, Обь, Енисей, Лена, Колыма — выносят в море и береговую зону весь мусор своих бассейнов. Современные ТБО характеризуются наличием значительного количества пластика (ПЭТ), пленки и других пластмасс. Именно реки выносят такие отходы к Северному Ледовитому океану с материка.[1]

В летний сезон 2013 г. ликвидация накопленного экологического ущерба прошлых лет велась, в том числе на севере Новой Земли — мысе Желания.

На указанной территории располагались комплексы строений бывшей одноименной полярной станции и роты противоздушной обороны (ПВО) с сопутствующими бытовыми отходами, сконцентрированными на хаотичных наземных свалках, а также площади, занятые бочками из-под ГСМ. На местах сбора производилась сортировка по признаку «металл / бытовые отходы / строительные отходы». Металлолом свозился на площадки временного накопления отходов, где производились прессование / резка на габаритные куски, подготовка к вывозу и сортировка по типу. ТБО и строительные отходы собирались в пакеты МКР и вывозились на площадку временного хранения. Бывшая военная часть (рота ПВО) была запланирована к полному сносу и уничтожению. Перед началом работ здесь оставались 26 объектов, из которых 19 представляли собой бывшие склады, казармы

или другие дома. Все они были снесены, а строительные отходы — собраны и вывезены. В ходе работ была предпринята попытка сжигания части деревянных отходов с целью уменьшения общего объема ТБО, подготовленного для вывоза морскими судами. Накопленные отходы были вывезены морскими судами на материк для последующих мероприятий по утилизации или переработке [3].

Некоторые выводы:

Остатки строений при убранном вокруг мусоре можно не трогать, поскольку они уже не оказывают негативного воздействия на экосистему. Более того, в этих строениях некоторые виды птиц находят дополнительные возможности для устройства мест размножения (гнезд), а растительные сообщества — благоприятную нишу для произрастания вследствие наличия обогащенных органикой участков. Основным видом негативного воздействия в зоне арктических маршей тундр и полярных пустынь является нарушение почвенного покрова в результате проезда тяжелой техники, без которой невозможно осуществлять практические работы по удалению отходов. В районе мыса Желания такое воздействие было минимизировано благодаря наличию каменистых участков, по которым машины могли двигаться, практически не оставляя следов [3].

Литература

1. Соколов Ю.И. Арктика: к проблеме накопленного экологического ущерба // Арктика: экология и экономика. 2013. № 2. С. 18–27.
2. Оценка доклада по «горячим точкам» Баренцева региона. Описание состояния 42 исходных экологических «горячих точек». Отчет Акваплан-нива. НЕФКО/БФГТ, 2013. 133 с
3. Технический отчет ФГБУ «Национальный парк «Русская Арктика» по этапу № 4 «Проект проведения технологических работ по ликвидации накопленного в период прошлой хозяйственной деятельности экологического ущерба на загрязненных территориях в районе мыса Желания острова Северный архипелага Новая Земля». Архангельск, 2013.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РОССИИ В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ АРКТИКИ

Е.С. Ким, Е.В. Комарова

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

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

Геоэкологические проблемы, связанные с деятельностью России в Арктике берут начало в двадцатом веке, и связаны они, прежде всего, со строительством немалого числа промышленных объектов в регионе, характеризующихся сырьевой направленностью. Предприятия, занимающиеся добычей нефти, газа, руд, черной и цветной металлургией оставляют огромное количество отходов.

В 2013 году президентом Путиным была принята «Стратегия устойчивого развития Арктической зоны Российской Федерации». Сутью документа является охрана окружающей среды и обеспечение экологической безопасности региона. Стратегия предусматривает оценку причиненного экологического ущерба с последующей ликвидацией последствий хозяйственной деятельности человека. Среди основных первоочередных задач для прибрежной зоны – это очистка

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

акваторий рек и арктических морей от затопленного мусора, оставленных объектов, опасных загрязняющих веществ.

Большой проблемой прибрежной территории Арктики является огромное число затопленных бочек из под нефтепродуктов и затопленных бочек с загрязняющими веществами. Стратегия устойчивого развития Арктической зоны Российской Федерации предусматривает удаление с территории Арктики и последующую утилизацию бочкотары, остатков техники, оборудования, транспорта, металлолома. Утилизацию веществ, угрожающих радиационным заражением. Утилизацию остатков заводов горнодобывающей промышленности и металлургии, удаление и утилизацию опасных химических веществ, отходов, содержащих ртуть. Предусмотрена очистка акватории от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

Экспертами были выделены так называемые «горячие точки» - места, подвергшиеся в наибольшей степени изменению природных условий и ландшафтной структуры, что в свою очередь характеризуется негативными последствиями в экологической и социально – экономической сферах. В них вошли прибрежные районы Северного Ледовитого океана, пострадавшие в результате техногенного воздействия.

Одним из таких районов является Мурманская область и территория Кольского полуострова. Уже более 80 лет идет эксплуатация недр в регионе. Территории присущи все экологические проблемы, характерные для старопромышленных районов с интенсивным природопользованием. В акватории по берегам Кольского залива располагаются более 200 остовов затонувших кораблей, затрудняющих судоходство и оказывающих губительное воздействие на природу. На суше образуются целые техногенные пустоши с угнетенным растительным покровом, видоизмененными почвами, деградированной растительностью.

Не меньшую угрозу для экологического состояния прибрежной зоны Арктики представляет атомная промышленность. В первую очередь, речь идет о находящихся на данной территории атомных станций, производящих, вследствие своей работы, радиоактивные отходы, и баз военно-морского флота, на которых находятся отходы от реакторов подводных лодок.

Огромное количество, как жидких радиоактивных отходов, так и твердых скопилось на территориях атомных станций за сорокалетнюю историю их эксплуатации. А так же отработанное ядерное топливо. Вывод из эксплуатации устаревших атомных станций влечет за собой новые экологические риски и новые объемы радиоактивных отходов. Яркий пример - Билибинская атомная станция. Отходы и отработанное топливо со станции не вывозятся, теперь, огромное их количество привело к тому, что один только вывоз отходов обойдется стоимостью самой станции. Было принято решение о немедленном захоронении станции, но процесс осложняется условиями крайнего севера и не развитой инфраструктурой.

На территории Арктической прибрежной зоны находятся два наиболее опасных хранилища отработанного ядерного топлива. Располагаются они в губе Андреева и деревне Гремиха Мурманской области. Губа Андреева является бывшей базой северного флота и на ее территории хранятся отходы более чем от ста атомных подводных лодок объемом около 600 м³.

В заливе Баренцева моря и Карского имеют место захоронения твердых и жидких радиоактивных отходов. Опасности добавляет тот факт, что оба залива являются достаточно мелководными. В заливы было сброшено более 18 тысяч контейнеров с радиоактивными отходами, части атомного ледокола «Ленин»,

ядерные секции атомных судов, около 800 других радиоактивных объектов. Учитывая известный процесс «вспахивания льдами дна», зафиксированные глубины которого составляют 25 – 45 м, следует задуматься об опасности разгерметизации ядерных объектов, к тому же по факту, в некоторых районах, глубина их залегания меньше.

На территории прибрежной зоны Арктики располагаются многочисленные военные объекты, которые в настоящее время не эксплуатируются. В период существования Советского союза арктическое направление рассматривалось как стратегическое, чем и объясняется такое изобилие военных объектов. После распада союза, какой-либо адекватной работы по консервации военных объектов не проводилось. Люди спешно покидали арктические территории, и все, что годами завозилось в Арктику, там и осталось. Самолеты, техника, склады горюче – смазочных материалов, строительный мусор, продовольствие и многое другое.

Похожую картину можно наблюдать и на островах, среди которых: остров Врангеля, Земля Франца Иосифа, Северная земля, Новосибирские острова. Некоторые участки островов имеют просто критическую степень загрязнения, например, Земля Франца Иосифа – архипелаг является самым экологически неблагополучным в Ледовитом океане. Или остров Врангеля – государственный природный заповедник с 1976 года и объект всемирного наследия ЮНЕСКО имеет заброшенный аэродром, базу противовоздушной обороны и огромное количество бочек с горюче – смазочными материалами

В рамках государственной программы, утвержденной в 2013 году, предусмотрено комплексное, экономически и экологически эффективное использование арктического побережья. Создание современной инфраструктуры, информационно – телекоммуникационной сети, обеспечение экологической безопасности региона, обеспечение военной безопасности, а так же международное сотрудничество в Арктике.

Литература

1. Айбулатов Н.А. Деятельность России в прибрежной зоне моря и проблемы экологии. М: Наука, 2005. – 364 с.
2. Давиденко Н. Время летит быстро. Вывод из эксплуатации Билибинской АЭС // Росэнергоатом. — 2012. — № 11.

РАДИОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ, СВЯЗАННЫЕ С УТИЛИЗАЦИЕЙ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ

Ю.О. Ключникова

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

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

Повышение экономической и политической роли Арктики стало сопровождаться естественным ростом внимания общественности к сохранению арктической природной среды. Особую озабоченность мировой общественности вызывают результаты загрязнений радиоактивными отходами (РАО), которые повлияли на среду Арктики с началом наступления ядерной эры в 1940 – х. Загрязнению данного региона способствовали множество источников: сливы отходов с радиохимических комбинатов в Соединенном Королевстве (Селлафилде и

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

Дунрее) и Франции (Ла Гаага), ядерные испытания, эксплуатация атомных подводных лодок (АПЛ), захоронение ядерных отходов, сбросы от производства оружия в России (Челябинск, Томск и Красноярск), аварии на Чернобыльской АЭС и на АЭС Фукусима [3] и т.п. За все время в северные моря было сброшено порядка 50 петабеккерелей за счет цезия и стронция.

Одним из крупных источников РАО для арктической морской среды является объект по переработке ядерных отходов «Селлафилд», который расположен за западном побережье Соединенного Королевства [1]. Всего в 1950–1977 годах на «Селлафилде» произошло 194 аварии, 11 пожаров и взрывов. Попадающие в окружающую среду антропогенные радионуклиды оказываются в морской среде Арктики через Норвежское Атлантическое течение и Норвежское прибрежное течение, оседая по пути в донных отложениях Ирландского моря. Контрольными органами Великобритании в период наиболее интенсивной деятельности «Селлафилд» в 1971—1987 гг. было разрешено сбрасывать 37,0 ПБк / 1 МКи [4]. В период 1980 - х годов сбросы РАО снизились, однако это не дало существенного отражения в состоянии окружающей среды и в средние - 1990 -х годов загрязненные донные отложения Ирландского моря стали признаны важным источником радиоактивности арктической морской среды [1]. В результате мер по дополнительной очистке, внедренных на заводе «Селлафилд», сброс радиоактивно-загрязненных вод в Ирландское море к 2000 г. уменьшился на два порядка по сравнению с серединой 1970-х годов и к 2006 г. эти цифры составляют в среднем для ^{137}Cs 5,93 ТБк; для ^{90}Sr 5,01 ТБк [1], однако сброс в воды не прекращается по сей день.

Значительное влияние на загрязнение морской среды Арктики долгоживущими радионуклидами (^{137}Cs , ^{134}Cs , ^{60}Co , ^{129}I и ^{125}Sb) оказывает объект по переработке отработанного ядерного топлива Ла Хаг, расположенный на северо-западе Франции. В 1996 г. было установлено, что количество выброшенных радионуклидов от объекта Ла Аг более чем в 25 раз превысило количество радионуклидов, поступивших в водную среду Северного моря от происшествия на Чернобыльской АЭС. К 2006 г. цифра сбрасываемых РАО уменьшилась более чем в два раза, однако об окончательном прекращении сбросов пока что не сообщается.

Значительная площадь суши Арктики относится к зоне Российской Арктики (АЗРФ). Зоны, подвержены радиоактивному загрязнению – Баренцево и Карское моря. По результатам исследования Баренцева моря на данный момент максимальные уровни ^{137}Cs характерны для донных отложений губы Черная на юге Новой Земли и составляет 1 444 Бк/кг [9]. В открытых губах Баренцева моря Дальнезеленецкой и Териберской активность ^{137}Cs составила 3,6 и 3,4 Бк/м³, соответственно. В районе западного побережья Новой Земли активность радионуклида близка к средней для Баренцева моря величине – около 2 Бк/м³.

Исследования Карского моря показывают большую радиоактивность, которая на некоторых участках достигает 15 Бк/м³. Повышенная радиоактивность в таких местах объясняется влиянием продуктами ядерных испытаний архипелага Северная Земля, а также за счет выносов радиоактивных элементов из рек Обь и Енисей для которых Карское море служит «фильтром», накапливая донные отложения.

Помимо существующих проблем радиоактивного загрязнения Арктики вызывают опасения потенциальные источники, например, российские

радиохимические заводы (НПО «Маяк» вблизи Челябинска, Сибирский химический комбинат вблизи Томска и Горный химический комбинат вблизи Красноярска) потенциально обладают большими запасами радиоактивных отходов в водосборных бассейнах великих сибирских рек Оби и Енисея.

На данный момент наибольшую опасность представляют затопленные АПЛ, которые содержат отработавшее ядерное топливо, относящееся к классу ядерно – опасных. Большая часть данных объектов были заполнены в бухтах побережья Новой Земли. В результате произведенных измерений региональное влияние российских АПЛ на окружающую среду не выявлено так как затопленные объекты имеют специальную многослоенную защиту, предотвращающую непосредственный контакт ядерного топлива с морской водой [2]. Однако эксперты оценивают данные объекты как потенциально опасные по причине действия коррозии на защитные корпуса и предлагают использование современных технологий для подъема тяжелых затопленных объектов большого объема [5].

Литература

1. Michael Karchera, Ingo Harmsb, William J.F. Standringc, Per Strandc, On the potential for climate change impacts on marine anthropogenic radioactivity in the Arctic regions, *Marine Pollution Bulletin*, Volume 60, Issue 8, August 2010, Pages 1151–1159
2. Атомное наследие холодной войны на дне Арктики. Радиоэкологические и технико-экономические проблемы радиационной реабилитации морей", ИБРАЭ РАН. — М., 2015
3. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиоэкологии, учебное пособие Томск - 2009
4. Сыч Ю.Г. Радиоэкологическая обстановка на архипелаге Новая Земля. Арктика: экология и экономика №1 (5), 2012
5. Саркисов А.А. Высоцкий В.Л. Проблемы радиационной реабилитации арктических морей и пути их решения. Арктика. Экология и экономика №1, 2011.

ВЫПОЛНЕНИЕ ЛЕДОВЫХ И ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ НА РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЕ №73 КРУЗЕНШТЕРНСКОГО УЧАСТКА И.А. Ковешников

Научный руководитель старший преподаватель А. Ю. Иванов

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

В последнее время всё более пристальному изучению подвергается одно из самых неисследованных мест нашей планеты Земля – Арктика.

Одним из проводимых исследований, позволяющих определить воздействие на окружающую среду, являются ледовые и инженерные изыскания. Выполнение которых проводилось на территории Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

В географическом отношении исследуемый район Крузенштернского участка расположен в северо-западной части полуострова Ямал и в заливе Шарапов Шар Карского моря. Залив Шарапов Шар расположен между материковой частью западного побережья Ямала и цепочкой дугообразных песчаных островов

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

Шараповы Кошки, в 40 км северо-западнее вахтового поселка Бованенково – ближайшего населенного пункта.

Работы проводились с целью получения необходимых исходных данных с учетом сложившейся техногенной обстановки, рационального использования и охраны окружающей среды, и полного объема исходных данных, необходимых для разработки предпроектной документации под строительство разведочной скважины № 73 на Крузенштернском участке.

В исследуемом районе были проведены следующие виды изысканий:

- инженерно-гидрометеорологические;
- инженерно-экологические.

Инженерно-гидрометеорологические изыскания.

При проведении ледовых исследований, основные наблюдения велись по физико-механическим свойствам льда. В комплекс наблюдений за физико-механическими характеристиками льда входят определения:

- температуры, солености и плотности льда;
- прочности льда при одноосном сжатии;
- прочности льда при изгибе.

При исследовании данного комплекса наблюдений были отобраны несколько образцов, которые изготавливались в виде призмы 10*10 см. и высотой 20 см. Поверхность каждого образца была гладкой и ровной без каких либо трещин и раковин.

Первый образец отобран из верхней части льда, наледи. Толщина наледи составляет 35 см. Образец белого, слегка молочного цвета, массой 0,97 кг. Плотность составляет 970 кг/м³.

Второй образец был отобран из переходной части наледи в лед. Образец представлял собой куб, переходящий из молочного цвета в полупрозрачный слегка с голубоватым оттенком, массой 0,95 кг. Плотность составляет 950 кг/м³.

Третий образец был отобран из нижней части льда. Толщина льда до поверхности воды составляет 65 см.. Образец полупрозрачный слегка с голубоватым оттенком, массой 0,94 кг. Плотность составляет 940 кг/м³.

Наблюдение за скоростью движения течения моря осуществлялось при помощи гидрометрической вертушки ГР-99 с датчиком направления течения и температуры водного потока на базе прибора «ПОТОК-мкр». Установлено, что скорость течения воды ниже пределов точности измерения прибора.

Инженерно-экологические изыскания.

На основе требований СП-11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства, а так же технического задания на производство инженерных изысканий» был выполнен комплекс полевых работ.

Работы включали в себя:

- оценка фоновое состояние поверхностных вод;
- исследование почвенного покрова и донных отложений;
- исследование атмосферного воздуха.

Химический состав воды.

Химический анализ проб поверхностных вод выполнен с целью оценки экологического состояния водной среды. Отбор проб воды для определения физико-химических характеристик на исследуемой территории был произведен на территории Крузенштернского лицензионного участка, площадке разведочной скважины №73 с глубины 1,0м

Результаты химического анализа проб воды приведены на Слайде10.

Содержание микроэлементов в природных водах в большинстве случаев очень низкое из-за слабой миграционной способности. Из проанализированных показателей к тяжелым металлам относятся: Cr, Zn, Pb, Cd, Ni, As, Mn, Co, Hg. Наибольшую опасность представляют ртуть, кадмий, свинец, содержание которых низкое и не превышало диапазона определения.

Почвенный покров.

Опробование почв и донных отложений при инженерно-экологических изысканиях для строительства выполнялось для их экотоксикологической оценки как компонента окружающей среды, способного накапливать значительные количества загрязняющих веществ и оказывать как непосредственное влияние на состояние здоровья населения, так и опосредованное — через потребляемую сельскохозяйственную продукцию.

Отбор проб почвы производился в соответствии с ГОСТ 17.4.3.01-83, ГОСТ 17.4.4.02-84 и ГОСТ 28168-89. Опробование производилось из поверхностного слоя методом “конверта” (смешанная проба на площади 20-25 м²) на глубину 0,0-0,30 м.

Анализируя химический анализ проб почв следует то, что из всех результатов анализа не один из показателей рассматриваемых характеристик почв не превышает ПДК.

В донных отложениях никель в небольших единицах превышает ПДК, но это можно списать на погрешность анализа.

Атмосферный воздух.

Особенностью нормирования качества атмосферного воздуха является зависимость воздействия загрязняющих веществ, присутствующих в воздухе, на здоровье населения не только от значения их концентраций, но и от продолжительности временного интервала, в течение которого человек дышит данным воздухом.

Фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на Крузенштернском лицензионном участке также не превышают ПДК.

Проектируемые объекты располагаются в районе подверженному значительному техногенному воздействию. Проведенный анализ гидрохимических исследований поверхностных вод, атмосферного воздуха почвы и донных отложений позволил сделать ниже следующие выводы:

1. В пределах обследованной территории все поверхностные воды имеют достаточно однообразный состав. По ионному составу являются гидрокарбонатными кальциево-натриевыми. Физические свойства воды, узкий диапазон величин рН, минерализации свидетельствуют об однотипных условиях формирования вод, их болотного питания.
2. Содержание практически всех микроэлементов и железа в донных отложениях очень низко и не выходит за рамки ПДК для почв.
3. Снятые показатели фоновых значений ингредиентов указывает на благоприятную в целом экологическую ситуацию рассматриваемой территории.

**РТУТНАЯ НАГРУЗКА НА КОМПОНЕНТЫ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ СЕВЕРА
НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА**

М.Г. Кудрявцева

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова, старший преподаватель Е.Е. Ляпина

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

Ртуть и её соединения являются одними из наиболее опасных токсичных веществ, загрязнение которыми влечет серьезную угрозу для природных экосистем Арктики. Ртуть попадает в Арктику с воздушными и водными потоками из более низких широт, источниками в которых являются как антропогенные, так и природные объекты. Среди антропогенных источников следует выделить выбросы угольных электростанций и мелкомасштабную добычу золота методом амальгамации в Южной Америке и Юго-Восточной Азии [2]. Другой источник поступления ртути в природные экосистемы Арктики - реки бассейна Северного Ледовитого океана. Имея уникальные свойства, ртуть способна переноситься на значительные расстояния, оседать на подстилающую поверхность и трансформироваться в наиболее токсичные соединения. С течением времени это приводит к накоплению ртути в различных экосистемах Арктики.

Поступившая в атмосферу как из природных, так и из антропогенных источников ртуть, оседает на подстилающую поверхность. Микроорганизмы, находящиеся в почве, трансформируют осажденную элементарную ртуть в более токсичные органические соединения, например, метилртуть. Органические формы ртути аккумулируются в рыбе, сухопутных хищниках, хищных рыбах, морских млекопитающих, растительности и попадают в организм коренных жителей с продуктами питания. Сфагнум является доминирующим видом мхов в северных широтах, и как следствие – формирует состав торфяных почв данных территорий. Также, имеются случаи ртутного загрязнения и незаконного захоронения отходов при функционировании промышленных предприятий, расположенных в Арктике. [3].

Целью работы является изучение содержания и особенности накопления ртути почвами севера Ненецкого автономного округа.

Объектом исследования стали почвы северной части Ненецкого автономного округа на островах Белый, Большой Цинковый, Немецкий Кузов и Колгуев.

Определение содержания ртути в почвах проводилось на ртутном газоанализаторе РА-915+ методом атомно-абсорбционной спектроскопии (метод пиролиза, предел обнаружения 5 мкг/кг). Для выявления особенностей содержания ртути в зависимости от гранулометрического состава пробы почв просеивались через сита диаметром 1, 0,5, 0,25, 0,125, 0,1, 0,04 мм.

Среднее содержание ртути в пробах почв севера Ненецкого автономного округа составляет 109 нг/г. Максимальная валовая концентрация ртути отмечается в почвах о. Колгуев (326 нг/г), минимальная – в почвах о. Немецкий Кузов (1,4 нг/г). В почвах островов Белый и Большой Цинковый среднее содержание валовой ртути составляет соответственно 53 и 77 нг/г.

Для о. Колгуев и Немецкий Кузов максимальное содержание ртути отмечается во фракции >1 мм. Однако для о. Колгуев доля самой крупной фракции является самой большой, тогда как для о. Немецкий Кузов – наоборот. Максимальное содержание ртути для о. Белый отмечается в частицах размером >0,5 мм, доля данной фракции составляет 9%. Для о. Большой Цинковый самое высокое

содержание ртути выявлено в частицах размером $>0,125$ мм, доля которых составляет 9%. Минимальные концентрации ртути в почвах всех исследованных островов отмечаются во фракциях менее 0,1 мм.

Таблица 1

Содержание ртути в почвах севера Ненецкого автономного округа

Гранулометрический состав, мм	Место отбора проб							
	о. Колгуев		о. Немецкий Кузов		о. Белый		о. Большой Цинковый	
	C_{Hg} , нг/г	доля фракции, %	C_{Hg} , нг/г	доля фракции, %	C_{Hg} , нг/г	доля фракции, %	C_{Hg} , нг/г	доля фракции, %
Валовое содержание	283		22		53		77	
>1	326	23	22	2	57	6	76	39
>0,5	283	16	16	4	61	9	73	24
>0,25	298	20	1,4	78	54	36	85	22
>0,125	297	16	1,4	16	24	36	88	9
>0,1	286	4	-	-	17	4	73	2
>0,04	250	17	-	-	37	7	66	4

По результатам работы можно сделать вывод о том, что содержания ртути в почвах, отобранных на островах Ненецкого автономного округа, варьирует от 22 до 326 нг/г. Сравнив средние концентрации ртути в почвах островов Ненецкого автономного округа с данными других исследований (статья Дорожукова С.Л., Янин Е.П., Волох А.А., 2000), отметим соответствие полученных данных с результатами, приведенными в литературе. Следует также отметить, что максимальное содержание ртути не всегда приходится на самую крупную фракцию. Также не выявлено уменьшение концентраций ртути по мере уменьшения размера частиц почвы.

Литература

1. Дорожукова С.Л., Янин Е.П., Волох А.А. Природные уровни ртути в некоторых типах почв нефтегазоносных районов Тюменской области // Вестник экологии, лесоведения и ландшафтоведения. Вып. 1. Тюмень: Изд-во ИПО СО РАН, 200, с. 157-161.
2. Панкратов Ф. Ф. Динамика атмосферной ртути в российской Арктике по результатам долговременного мониторинга: автореф. дис. ... канд. географ. наук: 25.00.36. - Москва, 2014.
3. Шакиров Ю.С. Концентрация химических элементов в почвах, породах и растениях западного, северного и северо-восточного регионов Республики Башкортостан: автореф. дис. ... канд. биол. наук: 03.02.13. - Уфа, 2012.

**ВЛИЯНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ САМОЛЕТОВ НА ТЕХНОГЕННУЮ
ОБСТАНОВКУ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Н.М. Куприков

Научный руководитель профессор О.С. Долгов

Московский авиационный институт

(Национальный исследовательский университет), г. Москва, Россия

Во второй половине XX века во время активного освоения Арктики была создана инфраструктура Северного морского пути (СМП) и специальная техника для эксплуатации в Арктике, в том числе введены в эксплуатацию атомные ледоколы и самолеты (Ан-14, Ан-26, Ан-32, Ан-74, Ил-14, Ил-76).

Использование данной техники в условиях климатической и ледовой обстановки 60х-70х годов, позволило создать опережающий научно-технический задел и закрепиться в Арктическом регионе.

В Арктике авиационные транспортные операции по обеспечению дрейфующих полярных станций «Северный полюс» и высокоширотных арктических экспедиций «Север», специальная ледовая разведка производилась под руководством специалистов Арктического и Антарктического Научно-исследовательского института (г. Санкт-Петербург) согласно «Руководству по производству ледовой авиаразведки» [2]. Анализ требований, специфики транспортных операций, условий базирования и существующей инфраструктуры позволил сформировать матрицу ограничений к характеристикам летательных аппаратов по условиям выполнения транспортных операций в регионе.

В изменившихся современных условиях Ан-14, Ан-26, Ан-32, Ан-74, Ил-14, Ил-76 не могут эффективно эксплуатироваться ввиду сокращения ледового покрова, и как следствие увеличения дальности полета для совершения посадки и посадочной массы. Стоит так же отметить, что парк вышеуказанных самолетов устарел и в большинстве своем выведен из эксплуатации.

Согласно «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» отмечается, что в сфере науки и технологий отмечается дефицит самолетов и технологических возможностей по изучению, освоению и использованию арктических пространств и ресурсов, недостаточная готовность к переходу на инновационный путь развития Арктической зоны Российской Федерации (п. 4.).

Таким образом, одним из решений по организации транспортной поддержки развития Арктики является создание самолетов предназначенных для полярной эксплуатации, что в свою очередь требует создания научно-методического обеспечения для формирования облика перспективных региональных самолетов арктического базирования. С учетом климатических изменений период 1980-2015 годов научно-методическое обеспечение, разработанное в разное время устарело и не соответствует современным условиям эксплуатации авиационной техники в полярном регионе [3].

Текущий опыт научно-исследовательских и проектных работ и эксплуатации самолетов в Арктике создает научную базу и подтверждает актуальность решения задач формирования моментно-инерционного облика самолета с учетом удовлетворения «жестких» инфраструктурных ограничений и условий полярной эксплуатации.

Создание базы научно-методического обеспечения позволит повысить качество проектно-конструкторских работ по созданию региональных самолетов, снизить финансовые затраты и уменьшит время на этапе предварительного проектирования.

Обеспечение авиационной мобильности на местных и региональных пассажирских перевозках наиболее востребовано в труднодоступных районах со слаборазвитой или полностью отсутствующей транспортной инфраструктурой в силу географических и природных условий, где они выступают, по сути, единственным способом коммуникации.

Создание самолетов предназначенных для освоения арктического региона на основании проведенных исследований требует решения ряда научно-технических задач: соответствовать требованиям экологичности и экономичности; учет инфраструктурных ограничений в местах предполагаемого базирования самолета на крайнем севере; организация перевозок пассажиров и груза в экстремальных погодных условиях; решение задачи осуществления укороченного взлета и посадки с неподготовленных взлетно-посадочных полос; обеспечивать ремонтпригодность в полевых условиях Арктики.

Анализ известных проектно-конструкторских решений показал, что одним из важных аспектов, позволяющих сделать успешный образец регионального самолета для высокоширотной эксплуатации, является правильность решения задачи формирования облика фюзеляжа, и выбор рациональных вариантов его внутренней компоновки с точки зрения размещения в ней полезной нагрузки.

Проведенные исследования показали, что определения используемых материалов и создание методологии формирования облика перспективных самолетов предназначенных для полярной эксплуатации, в экстремальных погодных условиях, является сложной научной задачей, успешное решение которой будет являться основным интегратором различных областей экономики на Крайнем Севере, Сибири, северо-восточной и островной часть Дальнего Востока.

Работа выполнена при государственной поддержке грантов Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – докторов наук (МД-6177.2016.8) и стипендии Президента Российской Федерации для молодых ученых и аспирантов, осуществляющих перспективные научные исследования и разработки по приоритетным направлениям модернизации российской экономики (СП-1895.2015.1).

Литература

1. Руководства по производству ледовой авиаразведки. Л.: Гидрометеиздат. 1981. С580.
2. Куприков Н.М. Учет требований эксплуатации в Арктике на облик летательного аппарата как основа повышения конкурентоспособности на мировом рынке. М.: Журнал Академии Военных Наук. №3(40), 2012. С.120-123.
3. Куприков Н.М., Долгов О.С., Кутахов В.П. Организационно-экономические механизмы управления развитием системы эксплуатации региональных самолетов в Арктическом регионе Российской Федерации. М.: Журнал Академии Военных Наук, 2014. №4. С.99-113.

**НЕОБХОДИМОСТЬ ДОРАБОТКИ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ
ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ АРКТИКИ**

А.А. Марина

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

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

Арктика является местом обитания целого ряда уникальных животных. Многие представители флоры и фауны Арктики эндемичны.

Нефтяное загрязнение данного региона на данный момент является актуальной проблемой. Опасность загрязнения Арктической зоны нефтью связана с планами Российской Федерации по разработке месторождений на континентальном шельфе.

Нефтегазодобывающий комплекс в российских арктических районах формируется на базе таких месторождений, как Приразломное, Штокманское, Северо-Медынское, Северо-Гуляевское, Поморское, Долгинское. Примерно 70% углеводородных ресурсов приходится на Карское, Баренцево и Печорское моря. В ближайшее десятилетие объемы морской транспортировки нефти из Западной Арктики, в частности из Белого, Баренцева и Печорского морей, могут увеличиться в несколько раз, что увеличивает риск аварийного разлива нефти [3].

Проблема в том, что нефтяные и газовые месторождения на арктическом шельфе располагаются в непосредственной близости от зон, имеющих высокую биопродуктивность и рыбохозяйственную ценность. Морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная», к примеру, находится от Ненецкого заповедника и нескольких федеральных заказников на расстоянии 50-100 км. В случае существенного разлива нефти на платформе акватории и прибрежные зоны заповедных территорий с большой долей вероятности окажутся загрязнены.

Таким образом, если на МЛСП «Приразломная» произойдет авария, она нанесет серьезный урон природе. Как будет распространяться пятно нефти в случае возможного разлива, зависит от скорости и направления ветра, времени года и суток, ледовой обстановки. В зону риска попадет огромная площадь: 140 000 квадратных километров акватории Печорского моря и свыше 3 000 километров береговой линии.

От нефти пострадают заповедник «Ненецкий» и заказник «Вайгач», которые находятся всего в 50-60 км от МЛСП «Приразломная». Это значит, что авария может нанести серьезный ущерб популяциям таких животных, как белуха, морж, гренландский тюлень, белый медведь [2].

Если авария будет крупной (в море попадет 10 000 тонн нефти), то при соответствующем направлении ветра и течений, уже через сутки нефть достигнет острова Долгий. А спустя четыре дня на берегу окажется свыше 100 тонн нефти. Западное побережье острова Долгий (часть заповедника «Ненецкий») - место обитания моржа, а также множества птиц: малого лебедя, сапсана, орлана-белохвоста, беркута, кречета. Нефтью может быть загрязнено до 40 км побережья.

Продолжительная полярная ночь, ограничивающий доступ к месту аварии и снижающий эффективность специализированных судов лед, погодные условия, обледенение судов и оборудования, высокая вязкость нефти, медленный процесс разложения и потребления углеводородов микроорганизмами снижают эффективность ликвидации нефтяных разливов в Арктике. Но также стоит отметить то, что, благодаря холодному климату, скорость распространения разлитой нефти

снижается. Также природные ледовые барьеры облегчают проведение ликвидационных работ.

К основным методам ликвидации нефтяных разливов относят механический метод (механический сбор нефти), термический метод (к нему относится сжигание нефти на воде) и химический метод (использование диспергентов) [1]. Однако эти методы являются малоэффективными. Недостатком химического метода является то, что в водах, покрытых льдом, при низкой активности волн замедляется эмульгирование нефти. Следовательно, снижается эффективность применения диспергентов. Недостаток механического сбора нефти - низкая скорость обработки нефтяного пятна; при сжигании нефти образуются продукты сгорания и копоть.

На данный момент в России и в странах побережья Арктики отсутствуют технологии, повышающие эффективность устранения разлива жидких углеводородов. Учитывая мировой опыт, возможна ликвидация не более 10-20% разлившихся нефтепродуктов.

Еще одной проблемой является недостаточная эффективность системы управления охраной окружающей среды и безопасностью Арктической зоны РФ. Природоохранная нормативно-правовая база не учитывает специфику природно-климатических условий Арктики. Как следствие, для Арктической зоны установлены практически такие же природоохранные требования, как и для менее уязвимых к антропогенному воздействию территорий.

Существует ряд международных документов в области реагирования на разливы нефти в Арктической зоне. К данным документам относят: Руководство по реагированию на разливы нефти на морях, реках и озерах; Арктическое руководство по оценке технологий очистки берегов; Карты арктических ресурсов, находящихся под угрозой загрязнения нефтью; Руководство по проведению морских работ по нефти и газу в Арктике.

До настоящего времени:

- не разработаны подходы к определению допустимого антропогенного воздействия на экосистемы Арктики. Это не позволяет устанавливать обоснованные требования к деятельности субъектов в Арктической зоне и контролировать их выполнение;

- экологическая экспертиза и оценка воздействия на окружающую среду не распространяется на все проекты намечаемой хозяйственной деятельности в АЗРФ, позволяя тем самым реализовать решения, неблагоприятные для арктических экосистем;

- не предусмотрен учет особых природно-климатических условий в технических регламентах для продукции, которая может производиться или потребляться в АЗРФ;

- не предусмотрены требования об обязательном применении наилучших доступных технологий на новых промышленных объектах, создаваемых на территории АЗРФ [4].

Следовательно, необходимо разработать перечень приоритетных загрязняющих веществ, нормативы для которых должны быть адаптированы к условиям АЗРФ. Также важна разработка нормативов допустимого физического воздействия, изъятия компонентов окружающей среды и комплексной антропогенной нагрузки, которые будут учитывать природно-климатические особенности Арктики. Необходимо определить виды деятельности, подлежащие обязательному лицензированию, исходя из их влияния на окружающую среду Арктического региона. Для устранения перечисленных недостатков нормативно-

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

правовой базы и законодательства необходима целенаправленная и последовательная работа как по совершенствованию действующего законодательства, так и по разработке новых нормативных правовых актов.

Литература

1. Воробьев Ю. Л., Акимов В. А., Соколов Ю. И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. — М.: Ин-октаво, 2005. — 368 с.
2. Гринпис России [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.greenpeace.org/russia/ru/campaigns/protect-the-arctic/> (дата обращения 06.09.2016).
3. Лаверов Н. П., Дмитриевский А. Н., Богоявленский В. И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России // Арктика: экология и экономика. — 2011. — № 1. — С. 26—37.
4. Соловьянов А.А. - О сохранении природной среды Арктической зоны Российской Федерации // Арктика: Экология и экономика. - 2011. - №1. - С. 94 – 103.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ

А.Ю. Мишанькин

Научный руководитель доцент А. Н. Третьяков

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

Гигантская часть территории России расположена в арктическом регионе планеты. Границы этого региона неоднозначны. При любом варианте их обоснования, очевидно, что это районы сурового климата. В условиях исключительно длительного и холодного зимнего периода, прохладного и часто дождливого лета в этом регионе страны осуществляется разнообразная хозяйственная деятельность. Уже в наши дни добыча и транспортировка многих видов полезных ископаемых в основном сосредоточена в Арктической зоне России [1].

Арктическая зона России представлена арктическим и субарктическим типами ландшафтов (таблица 1) [2].

Таблица 1

***Количественные характеристики основных типов ландшафтов
Арктической зоны России [2]***

Показатель	Тип ландшафтов	
	Арктический	Субарктический
Радиационный баланс, МДж/м ² ·год	250-600	600-1000
Сумма активных температур, °С	0	0-800
Годовая сумма осадков, мм	150-300	250-600
Коэффициент увлажнения	2,0-4,0	1,5-2,5
Годовой слой стока, мм	100-200	100-400
Запасы биомассы, т/га	5,0	28,0-137,26
Биологическая продуктивность, т/га	< 1-2	2-5
Годовое потребление зольных элементов и азота, кг/га	менее 100	100

В целом названные ландшафты сходны по экстремальным климатическим условиям, по переувлажненности субстрата и другим физико-географическим характеристикам. Огромную роль в их функционировании играют низкая температура (воздуха, воды, почв) и почти повсеместное развитие многолетнемерзлых пород. Для водных объектов этих ландшафтов характерны значительные сроки ледостава, мощный ледовый покров и низкая активность микроорганизмов [2].

Концепция освоения ресурсов российской части Арктики отдаёт приоритет развитию промышленности в ущерб традиционному развитию хозяйства. Такая система природопользования обусловила возникновение крупных импактных районов с сильными техногенными нарушениями природной среды. Они негативно влияют на перспективы сохранения природно-ресурсного потенциала региона, здоровье и благополучие населения. Для всех импактных районов характерны: трансформация естественного геохимического фона; загрязнение атмосферы и природных вод; деградация растительного покрова и почв; внедрение загрязняющих веществ в трофические цепи; повышенная частота некоторых категорий заболеваний; социально-психологический дискомфорт населения; утрата объектов природного и культурного наследия.

Основные негативные воздействия на природную среду в импактных районах связаны с химическим, физическим (в том числе радиационным) загрязнением и механическими нарушениями компонентов природной среды. Возникновение и расширение импактных районов на Севере создаёт региональную геоэкологическую напряжённость (таблица 2) [1].

Основным видом хозяйственного освоения Арктической зоны России является разработка месторождений полезных ископаемых и, в первую очередь, углеводородного сырья. Данный вид деятельности сопряжён с химическим загрязнением природной среды и геомеханическим воздействием на ландшафты.

Таблица 2

Основные импактные районы в арктическом регионе России [1]

Импактный район	Причина формирования	Экологическое состояние территории
Архангельский	Целлюлозно-бумажная промышленность, машиностроение, лесопромышленный комплекс, теплоэнергетика	Критическое
Тимано-Печорский	Добыча и транспортировка углеводородного сырья	Критическое
Воркутинский	Горнодобывающая промышленность, теплоэнергетика	Критическое
Нижнеобский	Добыча и транспортировка углеводородного сырья	Критическое
Среднеобский	Добыча и транспортировка углеводородного сырья	Критическое
Норильский	Цветная металлургия, горнодобывающая промышленность	Кризисное

В отношении поллютантов ассимиляционная ёмкость природно-территориальных комплексов является очень низкой. Это связано с высокой миграционной способностью химических соединений в условиях переувлажнения и незначительной скоростью деструкции загрязняющих веществ. При низких

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

температурах происходит замедление процессов разрушения углеводородных связей и снижение самоочищающей способности природной среды.

Не менее уязвимы арктические ландшафты к геомеханическим (ландшафтно-деструкционным) нарушениям. Развитие в естественном состоянии опасных геологических процессов и явлений в криолитозоне, таких как морозобойное растрескивание, термокарст, пучение, солифлюкция, термоабразия, заболачивание, термоэрозия, является причиной увеличения геодинамического потенциала и снижения устойчивости природно-территориальных комплексов к антропогенным нарушениям. В этих условиях уже при невысоком уровне антропогенных нагрузок на природную среду велика вероятность развития необратимой деградации геосистем.

Таким образом, Арктическая зона России характеризуется низкой устойчивостью к антропогенному воздействию. В целях предотвращения дальнейшего ухудшения экологической ситуации в данном регионе необходимо проводить мероприятия в рамках устойчивого развития [2].

Литература

1. Геоэкологическое состояние арктического побережья России и безопасность природопользования / Под ред. Н. И. Алексеевского. – М.: ГЕОС, 2007. – 585 с.
2. Российская Арктика: геологическая история, минерагения, геоэкология / Под ред. Д. А. Додина. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 2002. – 960 с.

**КОНСТРУКЦИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО УНИВЕРСАЛЬНОГО
УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ
НЕФТЕПРОДУКТОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

Д.А. Нечаев

Научный руководитель доцент А.В. Шадрина

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

Увеличение объемов работ, связанных с разведкой, добычей, транспортировкой и использованием полезных углеводородов в условиях Крайнего Севера, повышает вероятность разлива нефти в данной географической территории. Суровые арктические условия еще более усугубляют ситуацию, поэтому вероятность возникновения производственной ошибки на любом из этапов добычи, хранения и транспортировки значительно возрастает. В связи с этим, на данный момент огромное внимание уделено вопросам по созданию современных эффективных конструкций и устройств, предназначенных для ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов (ЛАРН) [2], а также планов по ликвидации аварий такого типа (ПЛАРН) и групп быстрого реагирования [4].

Для качественной и безопасной ликвидации разлива необходимо создание таких устройств, при использовании которых возможно выполнение максимального количества операций в самые короткие сроки.

Для создания прототипа многофункционального устройства ЛАРН возможно использование функциональной модели (ФМ) (Рис. 1), которая представляет собой совокупность наиболее важных операций ЛАРН и технологических устройств, обеспечивающих их выполнение [2].

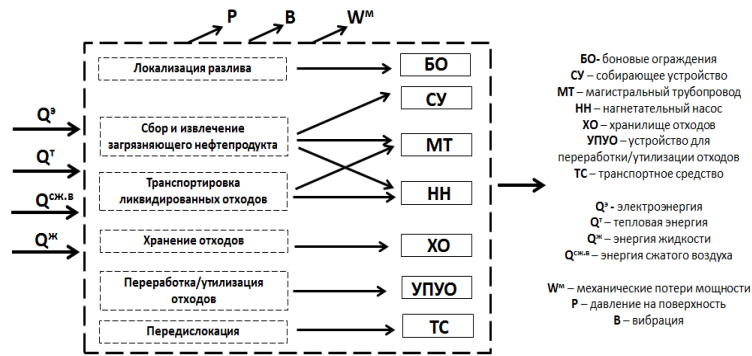


Рис. 1. ФМ универсальной установки, предназначенной для ликвидации разливов нефтепродуктов

Используя вышеприведенную ФМ, нами выделены основные функции, которые необходимо учитывать при проектировании многофункциональной установки ЛАРН, это: сбор и извлечение загрязняющего нефтепродукта, транспортировка ликвидированных отходов, переработка/утилизация отходов, передислокация, а также проведен анализ основных устройств и технологий, использование которых позволяет выполнять данные операции [3].

Конструкция данной установки представляет собой систему устройств, устанавливаемых на ковш судового крана танкера, платформы или другого самоходного специализированного судна, при этом сбор нефтепродукта осуществляется посредством заборного устройства, установленного непосредственно в ковше, и погружного насоса, который устанавливается во внутренней полости. После механического сбора разлива, производится дезактивация и сбор продуктов разлива диспергирующими веществами, которые распыляются при помощи специального устройства [1]. Таким образом, данная конструкция, совмещающая в себе как механический, так и химический способ ликвидации разлива, позволяет производить более качественную обработку аварийного нефтепродукта в условия Крайнего Севера (Рис. 2).



Рис.2 Схема работы универсального многофункционального устройства ЛАРН

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

Исходя из всего вышеперечисленного, стоит отметить, что данная конструкция позволяет установке быть мобильной, универсальной и более простой в эксплуатации, но при этом не менее эффективной по сравнению с существующими в настоящее время аналогами.

Литература

1. Крец В. Г. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие / В.Г. Крец, А. В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин; Томский политехнический университет. - Томск: Изд. ТПУ, 2013.- 376 с.
2. Нечаев Д.А. Оценка технических средств нейтрализации аварийных разливов нефтепродуктов [Электронный ресурс] // Творчество юных – шаг в успешное будущее. Материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, 23-27 ноября 2015. – Томск: ТПУ, 2015 – С. 461-463. – Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/files/conferences/sbornik-korovin-VIII.pdf>
3. Продукция компании Lamor «Крупногабаритные нефтесборные системы» [Электронный ресурс] // <http://global.lamor.com> - Режим доступа: <http://global.lamor.com/ru/продукция>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 15.01.2016).
4. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах [Электронный ресурс] // <http://www.gosthelp.ru> – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru/text/RD15339411401Pravilalikvi.html>, свободный. - Загл. с тит. экрана (дата обращения: 10.04.2016).

**ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ:
ИСТОРИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ**

Е.С. Пичуева

Научный руководитель доцент Е.Е. Пугачева

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

Арктическая зона России (АЗР) простирается с запада на восток, почти во всем евроазиатском секторе Северного Ледовитого океана в пределах арктического и субарктического климатического поясов, занимает природные зоны арктических пустынь (острова) и арктической тундры (материковое побережье) [4]. Суша российской территории Арктики занимает 18% территории страны.

Экологическая система Арктики отличается относительно простой структурой сообществ, видовой бедностью биоты, развивающейся в экстремальных экологических условиях при дефиците тепла среди вечных льдов и снегов. Все эти особенности обуславливают чрезвычайно высокую чувствительность к антропогенным воздействиям и очень низкую скорость восстановления всех компонентов экосистемы. Некоторые виды растений и животных встречаются только в Арктике.

Весь исторический период освоения АЗР, с учётом влияния на экосистему, можно условно разделить на 4 этапа: 1. с начала заселения территории и до XVII в.; 2. XVIII-XIX вв. – исследование территории; 3. XX в.: 1920-1990 гг. – промышленное освоение; 1991-2000 гг. – ослабление изучения и освоения; 4. начало XXI в. – новые перспективы развития АЗР. Первый и второй этапа отличаются

естественным и ассимиляционным, третий – накопительным и критичным, четвёртый – восстановительным состоянием экосистемы.

История заселения Арктики, предположительно, началась более 10 тыс. лет назад протоэскимскими племенами на побережьях полярных морей [1]. В настоящее время около 20 малочисленных народов Крайнего Севера России могут считать их своими предками. Первыми европейскими поселенцами, освоившими в XI в. север и северо-восток Русской равнины, были русские (новгородцы и ростовцы).

В период XVIII-XIX вв. продолжилось изучение ранее неизведанных и недоступных районов Арктики, открывалось и наносилось на карту множество новых территорий, организовывались научно-исследовательские экспедиции. С каждым географическим открытием интерес к этой ледяной территории только усиливался.

Первых два исторических периода воздействие человека на окружающую природу было минимальным: ведение домашнего хозяйства, охота, рыбалка, морской промысел не могли нарушить сложившиеся взаимосвязи между природными компонентами. Ассимиляционный потенциал экосистемы не нарушался, осуществлялась сбалансированность естественных природных процессов и хозяйственной деятельности человека.

Все последующие освоения, практические и научно-исследовательские изучения, географические открытия АЗР накапливали экологические проблемы, создавали локальные экологические катастрофы, которые в настоящее время трансформируются в региональные необратимые процессы.

В XX веке интерес к исследованию арктического региона значительно возрос, был организован целый ряд научных экспедиций для решения множества практических и научных задач [4,5]. В ходе русских экспедиций, возглавляемых выдающимися исследователями, были совершены крупные географические и геологические открытия. Исследования в течение XX века можно разделить на два периода, различающиеся по мере воздействия на экосистему. С 20-х и почти до конца 80-х годов, помимо продолжающегося изучения, эта территория стала активно осваиваться и застраиваться для нужд народного хозяйства. В 1935 г. была реализована первая транспортная операция по Северному морскому пути, что имело большое экономическое значение. В этот период в АЗР были построены промышленные предприятия по добыче нефти, газа, угля, руд чёрных и цветных металлов, обеспечивающие 12-15% ВВП страны и около ¼ её экспорта, а также образующие огромные объёмы отходов; возводились города, открывались полярные станции; на островах создавались военные базы и полигоны для испытаний атомного оружия.

В 90-х годах XX века, в нашей стране, в период переходной экономики, АЗР, вследствие ранее созданных и не решаемых экологических проблем, создалась проблема накопленного экологического ущерба [5]. Государственный контроль за состоянием биоты и использования биоресурсов в российской Арктике ослаб. Широкое развитие получили браконьерство, загрязнение атмосферы, водоемов и почв, транспортные нарушения, бесконтрольное сверхнормативное расширение площадей новых земельных отводов под свалки твердых бытовых отходов, строительство промышленных объектов и линейных сооружений, не соответствующих экологическим нормативам [6].

Нарушенные территории занимают 1–3% от общей площади суши, а на побережье и архипелагах они локализованы окрестностями населенных пунктов и

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

полярных станций. Однако, несмотря на очаговый характер антропогенных нарушений, здесь происходит активная деградация экосистем, следствием которой становится разрушение почвенно-растительного покрова, развитие термоэрозии, фрагментация местообитаний арктической фауны, замещение природной растительности ее производными формами, снижение численности редких видов.

Начало XXI века отличается постановкой проблемы о необходимости дальнейшего исследования и освоения российской Арктики и универсальной стратегии сохранения экосистемы, что диктуется и задачами ее устойчивого развития. Решению этих задач посвящены, в первую очередь, Федеральная целевая программа «Ликвидация накопленного экологического ущерба» на 2014 – 2025 годы, Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» [2,3].

В 2011–2013 гг. на очистку Арктики из федерального бюджета был выделен 1 млрд 420 млн рублей. В 2011-12 гг. проводились работы по оценке уровня загрязнений и был убран мусор на острове Земля Александры, входящем в состав архипелага Земля Франца-Иосифа. В 2013-15 гг. работы по ликвидации загрязнения проводились на островах Рудольфа, Хейса, Гофмана и Грэм-Белл (Земля Франца-Иосифа); на островах Котельный, Врангеля, на острове Северный (архипелаг Новая Земля). В ближайшем будущем специалисты планируют провести завершающие очистные работы на острове Врангеля, в российских поселках на Шпицбергене и Новосибирских островах. Кроме того, будут проведены: комплексная оценка экологического состояния и мероприятия по сохранению историко-культурного наследия региона.

Литература

1. История освоения Арктики [Электронный ресурс] // Севпростор: [сайт]. URL: <http://www.sevprostor.ru> (дата обращения: 27.03.2016).
2. Меламед И.И., Павленко В.И. Правовые основы и методические особенности проекта государственной программы «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации до 2020 года // Арктика: экология и экономика. – 2014. – №2 (14). – С. 6–15.
3. Очистка Арктики [Электронный ресурс] // Русское географическое сообщество: [сайт]. URL: <http://www.rgo.ru/ru/proekty/ochistka-arktiki> (дата обращения: 27.03.2016).
4. Раковская Э.М., Давыдова М.И. Физическая география России: В 2 ч. – М.: ВЛАДОС, 2003. – Ч. 1: Общий обзор. Европейская часть и островная Арктика. – 288 с.
5. Соколов И.Ю. Арктика: к проблеме накопленного экологического ущерба // Арктика: экология и экономика. – 2013. – №2 (10). – С. 18–27.
6. Тишков А.А. «Арктический вектор» в сохранении наземных экосистем и биоразнообразия // Арктика: экология и экономика. – 2012. – №2 (6). – С. 28–44.

**ПЕНОТОРФОСИЛИКАТОБЕТОН – ЭФФЕКТИВНЫЙ
ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЙ СТРОИТЕЛЬНЫЙ МАТЕРИАЛ ДЛЯ УСЛОВИЙ
ЗАПОЛЯРЬЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО СЕВМОРПУТИ**

А.А. Шкурина, Б.С. Страхов, А.В. Мананков

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*

*«Дом, это сложнейшая система - «машина для жилья»,
для комфорта и здорового образа жизни».
Ле Корбюзье*

В стране созрела острая потребность строительного рынка в высококачественных теплоизоляционных материалах с высокой экономической эффективностью и экологической приемлемостью. Одним из вариантов, отвечающим отмеченным требованиям, является инновационный теплоизоляционный материал – пеноторфосиликатобетон. В РФ в ряде регионов нет достаточного производства современных строительных материалов, отсутствуют «дешевые» строительные организации. Поэтому должна быть выбрана такая стратегия в технологии строительства, которая может решить эту проблему за счет применения инновационных малозатратных решений. При этом необходимо укладываться в установленную правительством стоимость одного метра жилья не более 25 000 руб.

В мировой практике наиболее дешевым является каркасно-щитовое домостроение. В США таким способом построено 95% домов. Издавна применялось оно и в России, при этом для утепления использовались опилки или шлак.

Цель проекта: - разработать новую технологию устройства ограждающих конструкций из строительных материалов, обладающих низкой теплопроводностью, при достаточной прочности, негорючести и экологичности материала, включая целебные бактерицидные свойства, при значительном снижении его стоимости и обеспеченности на местах дешевой сырьевой базой.

Все известные теплоизоляционные материалы (ТИМ): пенополистирол, пенополиуретан, пеноизол, брус древесный, пенобетон, газобетон, кирпич, минвата, эковата стоят дорого - от 4000 до 7000 рублей за кубометр при худших показателях качества: либо горючие, ядовитые, либо высокая теплопроводность, влияющая на толщину стены.

В качестве аналога и прототипа можно указать на легкий пенобетон «Совби» и торфодревесные блоки «ЭкоТерм»?

Суть решения вытекает из плюсов и минусов торфа как наполнителя, и жидкого стекла в качестве цемента (вяжущего) с химическими добавками-модификаторами, с целью получения заданных свойств нового строительного теплоизоляционного негорючего материала – пеноторфосиликатобетона. Пеноторфосиликатобетон отличается регулируемой плотностью, от 200 кг/м³ для заливки в опалубки и 500-1200 кг/м³ для выполнения стяжки полов и покрытий; прочность при сжатии колеблется в пределах 1,0 -2,0 МПа; теплопроводность 0,05-0,07 Вт/м²К; водопоглощение 20-30%.

Способ получения пеноторфосиликатобетона заключается в том, что приготовленная смесь заливается в несъемную опалубку, выполненную из различных материалов, например цементно-стружечная плита (ЦСП). Приемлемые

СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА

по стоимости и экологичности ограждающие конструкции, стены, полы, перекрытия выполняются на каркасах из различных теплоизоляционных панелей из ОСП, ЦСП, ДСП, ДВП, ГВЛ, фанеры, сайдинга, вагонки, МДФ-панелей, шифера.

Россия имеет самые большие возобновляемые запасы торфа в мире - 600 млрд. кубометров, по 100 кубов на каждого жителя планеты (рис.1).

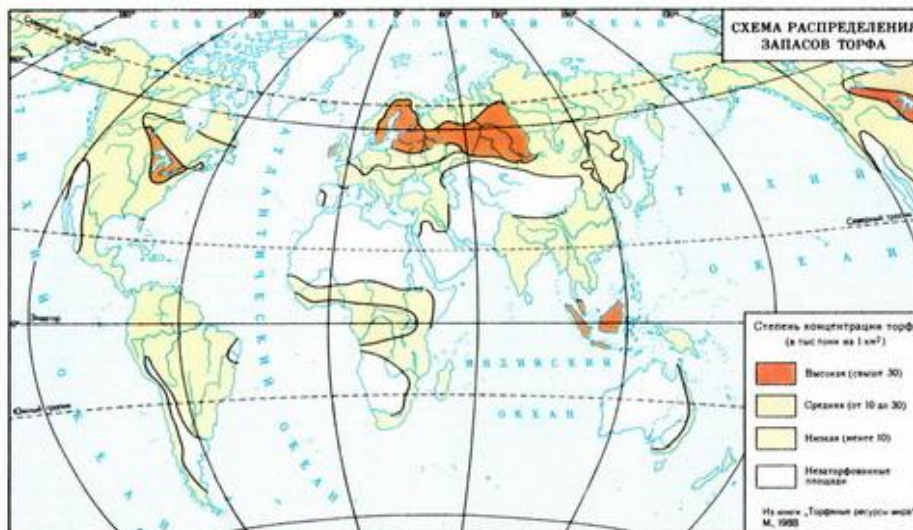


Рис.1. Перспективные запасы торфа (темное) в мире

Главные критерии жилищного строительства, ориентированного на широкие слои населения, это - скорость возведения домов, их высокие энергосберегающие характеристики и невысокая стоимость. Здания из теплоизоляционных панелей признаны лучшей строительной конструкцией с точки зрения экономии энергии, материалов, технических средств, рабочей силы, времени строительства и, в конечном счете, финансовых затрат.

В жилом доме - машине для комфорта, здоровья и поддержания качества жизни - заложено выполнение сотен функций и эффектов, которым должно соответствовать такое же количество подсистем жизнеобеспечения. Но за счет многократного совмещения функций, количество подсистем резко сокращается и тем самым кратно снижает расходы на строительство и эксплуатацию. Двухэтажный энергоэффективный экодом площадью 200 м. кв. можно возвести за 2 месяца при себестоимости строительства 2 400 000 рублей или 12 000 руб. за м. кв.

Заключение. Новый строительный теплоизоляционный негорючий материал – пеноторфосиликатобетон прошел комплексные испытания необходимых эксплуатационных свойств и находится на стадии получения правовой защиты.

Разработанная технология строительства, основанная на уникальных свойствах пеноторфосиликатобетона, позволяет значительно снизить существующие сроки и стоимость строительства.

ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА

А.К. Кирпичникова

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливно

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

Интерес к Арктическому региону разгорелся несколько лет назад, когда геологи-разведчики подтвердили колоссальные запасы полезных ископаемых на шельфе, а спутники сообщили о том, что льды тают и богатства становятся более доступными. Стало очевидно, что в современных условиях Арктика приобретает большую роль в природопользовании, глобальной политике и экономике, а сам арктический регион становится важнейшей ареной взаимоотношений России с зарубежными партнерами.

В связи с увеличением объема геологоразведочных работ и приоритетным развитием на Крайнем Севере нефтегазового комплекса возникает проблема экологически чистого освоения этого региона в ближайшие годы.

К сожалению, до сих пор районы Арктики осваиваются бесхозно, разработка нефтяных и газовых месторождений осуществляется по экологически непроработанным вариантам, без долгосрочного прогнозирования последствий принятых решений. Масовость бурения, его скорость и глубина несоизмеримо возросли. Всё это выдвинуло процесс строительства скважин в ряд наиболее агрессивных по отношению к природному комплексу производств. Строительство скважин приводит к нарушению значительных площадей тундровых покровов. Технологические несовершенства служат причиной загрязнения токсичными веществами почв и гидросети. Характерно накопление десятилетиями экологического вреда, ущерба окружающей среде. Ярким проявлением этого процесса являются многолетние скопления громадного количества отходов близ полярных городов. Глава правительства РФ в 2011 г. потребовал провести генеральную уборку в Арктике и «зачистить свалки».

Главными целями государственной политики Российской Федерации в Арктике являются:

- в сфере социально-экономического развития – расширение ресурсной базы Арктической зоны, способной в значительной степени обеспечить потребности России в углеводородных ресурсах, водных биологических ресурсах и т.д.;
- в сфере экологической безопасности, тесно связанной с решением социально-экономических проблем, – сохранение и обеспечение защиты природной среды Арктики, ликвидация экологических последствий хозяйственной деятельности в условиях возрастающей экономической активности и глобальных изменений климата.

18 сентября 2008 г. Президент России утвердил «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу», в которых определяются цели, задачи, основные меры реализации арктического направления политики России.

Заинтересованность многих государств в сотрудничестве по предотвращению причинения ущерба арктическим экосистемам усиливает то обстоятельство, что взаимодействие между океаном (льдом) и атмосферой в Арктике играет огромную роль в формировании погодно-климатических условий во всем Северном полушарии. Негативные экологические изменения в этом регионе планеты могут иметь глобальные последствия: например, таяние арктических льдов

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

под воздействием «парникового эффекта» способно вызвать повышение уровня Мирового океана.

В июне 1991 года восемью арктическими государствами – Данией, Исландией, Норвегией, Финляндией, Швецией, СССР, США и Канадой – были приняты Декларация и Стратегия по охране окружающей среды Арктики.

Межгосударственное сотрудничество арктических государств осуществляется по следующим направлениям: арктический мониторинг и оценка; сохранение арктической флоры и фауны; предупреждение чрезвычайных ситуаций, готовность и реагирование на них; защита арктической морской среды; устойчивое развитие и природопользование; интеграция традиционных знаний и опыта коренных народов Арктики.

В 1996 году в Канаде состоялась очередная конференция по охране окружающей среды Арктики. На конференции была принята Инувикская декларация по охране окружающей среды и устойчивому развитию в Арктике.

Современная организация буровых работ создает предпосылки экологического бедствия в районах Арктики. При строительстве скважин различают источники загрязнения и загрязнители экологических систем. Все источники загрязнения классифицируют по трем категориям:

- обусловленные несовершенством технологии строительства скважин;
- возникающие при несоблюдении технологических регламентов обслуживающим персоналом;
- обусловленные эксплуатационной ненадежностью оборудования и конструкций, а также элементов обустройства площадки буровой.

Воздействия этих источников порождает комплекс видов загрязнения экологических систем Крайнего Севера.

Наиболее опасным следует считать прямое попадание углеводородных продуктов на тундровую растительность. Как показали исследования Л.В. Гната, через две недели после разлива на дневную поверхность нефтепродуктов в количестве 2 л на 1 м² площади погибают все мхи, морошка, пушица, до 70% осоковых и шикши и другие растения.

Следовательно, организация массового бурения скважин должна базироваться на разумно регламентированных принципах взаимоотношений с окружающей средой, т.е. должна находиться, по выражению В.И. Вернадского, в рамках ноосферы – «сферы разума».

Необходим глобальный учет эволюционно сложившихся и реально существующих пропорций в пространственной организации природы и человеческого общества. Сохранение этих пропорций, их разумное регулирование определяют потребность в формировании новой экологической культуры, обеспечивающей выживание и дальнейшее развитие общества на основе нового экологического мировоззрения. Руководствоваться этим выводом целесообразно при осуществлении любой хозяйственной деятельности в пределах любого элемента биосферы. В равной степени этот вывод относится к организации строительства скважин, в частности, в Арктических районах, где энергетический солнечный поток слишком беден, а природные связи слабы и трудно восстанавливаемы.

**ОЦЕНКА ПРИРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ
ПОБЕРЕЖЬЯ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА**

К.Р. Русланова¹

Научный руководитель доцент В.В. Быкова²

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

²*Томский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Томск, Россия*

На формирование потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА) оказывают влияние метеорологические условия, которые проявляются более четко, при рассмотрении сочетания всех метеорологических факторов. Различают 2 вида потенциала загрязнения атмосферы: метеорологический ПЗА (используется при прогнозе на короткое время возможных уровней загрязнения) и климатический ПЗА (учитывает климатические характеристики за длительное время).

По потенциалу загрязнения атмосферы происходит районирование территории, при этом учитываются такие характеристики как, воздушный перенос, факторы загрязнения и самоочищения атмосферы. К факторам загрязнения атмосферы относятся туманы, изотермические инверсии, опасные скорости ветра и факторам самоочищения - осадки, грады, безморозный период ит.д. [1].

Интенсивность выноса загрязняющих веществ зависит от характера атмосферной стратификации и скорости ветра; интенсивность самоочищения – от температуры, влажности, интенсивности ультрафиолетового излучения, шероховатости подстилающей поверхности. По метеоданным, зимой скорость ветра в районе Мурманска достигает 16,9 м/с, летом в 3 раза слабее. Самые низкие скорости ветра в зимний и летний периоды выявлены в Норильске. Надежным критерием оценки максимальных нагрузок на атмосферный воздух является метеорологический показатель атмосферы (МПА), который является функцией комплекса метеорологических факторов, способствующих накоплению вредных примесей в одном случае, в другом - самоочищение воздуха. Вдоль побережья Северного Ледовитого океана (по нашим расчетам) МПА колеблется в пределах 0,368-1,105. Для исследуемой территории характерны значения МПА меньше 1. Это характеризует, преобладание над процессами, способствующими накоплению вредных примесей в атмосфере, повторяемости естественных процессов, способствующих самоочищению атмосферы. В таком случае создаются благоприятные условия для рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.

Побережья Северного Ледовитого океана обладающие на территории России лучшими условиями воздушного переноса с большим резервом ПЗА и очень низким потенциалом загрязнения хорошо проветриваются. При промышленном освоении (Норильск) высокую степень экологической опасности, создают явления стихийного характера и крайне экстремальные природные условия где важное значение имеет и степень экстремальности природных условий.

Климатическую экстремальность для условий проживания населения в холодных климатах создают большая длительность низких отрицательных температур, что примерно составляет 65% дней/год, полное отсутствие солнечной радиации зимой, избыток солнечной радиации летом, сильный ветер с частыми низовыми метелями и преобладание пасмурной погоды 41% дней/год.

Экстремальные природные условия Севера оказывают разрушительный эффект одновременно на разные физиологические системы организма человека. В

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

целом ряде исследований [2] показано множественное действие некоторых природных факторов Севера, таких как холод, на систему внешнего дыхания, систему кровообращения, систему крови и аномальной светопериодичности на комплекс психических и метаболических нарушений. Существенное значение в сохранении равновесия между организмом и окружающей средой имеет функциональная активность так называемых адаптивных систем, определяющих резистентность (уровень сопротивляемости организма неблагоприятным условиям внешней среды)[3].

У жителей Северо-Востока страны, установлено, что система дыхания на понижение температуры воздуха в интервале от 0 до -35° С отвечает тремя защитными физиологическими реакциями: рефлекторным ограничением глубины вдоха, увеличением функциональной остаточной емкости и выключением из вентиляции наиболее охлаждаемых альвеол. Соотношение популяционных и индивидуальных компонентов приспособления к условиям жизни на Севере у аборигенов и неаборигенов неодинаково.

Метеорологические факторы полярных районов являются серьезными отрицательными компонентами, ухудшающими здоровье. Выдающийся российский ученый - В.П. Казначеев на Севере выделяет следующие экстремальные факторы:

- 1) нарушение обычной для средних широт фотопериодичности;
- 2) воздействие низких температур, нередко приводящие к развитию патологических изменений у человека в легких – «пневмопатии» и «синдрома первичной легочной гипертензии малого круга кровообращения»;
- 3) гипокинезия в связи с неблагоприятными метеорологическими факторами;
- 4) неадекватное питание, гиповитаминозы и промышленное загрязнение.

Исследования, направленные на изучение взаимосвязи вредных воздействий и последствий, возникающих при попадании в организм человека или окружающую среду, установление региональных различий в доминировании определенной болезни в результате реакции организма на загрязнение окружающей среды, создание базы данных о различных заболеваниях с указанием конкретных причин и выявление наиболее важных экологических причин, вызывающих необратимые изменения в организме человека являются важнейшей медико-социальной проблемой при освоении Арктики.

Литература

1. Стурман, В.И. Экологическое картографирование: учебное пособие / В.И. Стурман. – М.: Аспект Пресс, 2003. – 251 с.
2. Гришин, О.В. Дыхание на севере: учебник / О.В. Гришин. – Изд-во «Art - Avenue», 2006. – 253 с.
3. Гора, Е.П. Экология человека: учебное пособие для вузов / Е.П. Гора. – М.: Дрофа, 2007. – 540 с.

Секция 9
ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ
МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И
РЕСУРСОВ АРКТИКИ

РАЗРАБОТКА СТРУКТУРЫ БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ ОЦЕНКИ
ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ

Ю.Э. Аксёнова

Научные руководители старший преподаватель Е.П. Янкович, доцент Н.А.Осипова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

В настоящее время освоение Арктики ведется в направлении увеличения динамики хозяйственного использования её потенциала [1]. Увеличение антропогенного воздействия приводит к возникновению ряда экологических проблем, связанных с загрязнением окружающей природной среды и ее деградации. В качестве эффективного инструмента в решении проблем загрязнения окружающей среды широкое распространение в мире получила концепция риска.

Концепция риска - это принятие оптимального с природоохранной точки зрения решения о сведении к минимуму отрицательного воздействия объекта на экосистему и здоровье человека [3]. Оценка риска для здоровья является одним из элементов методологии анализа риска здоровью, включающей в себя оценку риска, управление риском и информирование о риске. В научном отношении оценка риска – это последовательное, системное рассмотрение всех аспектов воздействия анализируемого фактора на здоровье человека, включая обоснование допустимых уровней воздействия.

Наиболее широкое распространение в мире получила методология анализа риска, разработанная природоохранным агентством США (EPA US) [5] и в настоящее время уже внедренная во многих странах, в том числе и в России [4]. Она включает в себя расчет рисков здоровью, вызванных канцерогенным и неканцерогенным воздействием химических веществ. Для оценки показателей риска необходимы сбор информации и расчет поступления загрязнителей в организм человека различными путями.

Для расчета оценки экологических рисков потребуется разнородная информация, касающаяся как характеристики химических веществ, так и характеристик географического положения исследуемой местности и проживаемого на ней населения. Для хранения и анализа столь разнородной информации необходимо создать информационную модель, с помощью которой появится возможность упорядоченно хранить данные о группах объектов, обладающих одинаковым набором свойств. Использование такой базы данных позволит упростить и ускорить процесс сбора информации, расчета и оценки показателей рисков [2].

Целью данной работы является разработка структуры базы геоданных для оценки экологических рисков в Арктической зоне.

Исходя из общепринятой методологии [5], был произведен сбор и классификация информации, необходимой для проведения оценки экологических рисков, разработана структура базы геоданных, каждый из блоков которой

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

характеризует тематическую направленность и связан с последующим блоком определенной информацией [2]. Структура разрабатываемой базы данных выделяет несколько основных блоков информации: информация о территориальной принадлежности исследований, о местах и времени наблюдений, информация о полученных результатах исследований, а также блок справочной информации (рис.).

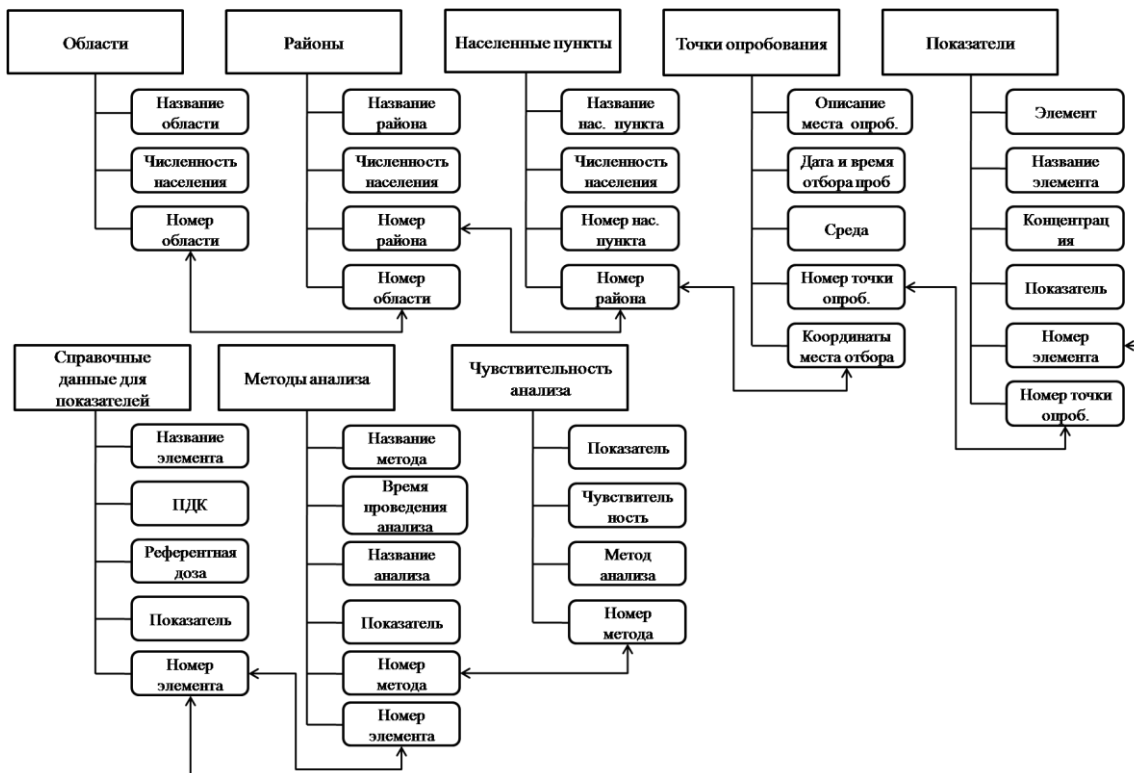


Рис. Структура базы данных

Разработанная структура базы данных имеет практическую значимость для оценки экологических рисков в Арктической зоне. В дальнейших исследованиях база данных будет использована для проведения оценки экологических рисков с помощью современных геоинформационных технологий.

Литература

1. Агбалин Е. В. Состояние окружающей среды в Арктике // журнал "Успехи современного естествознания", 2011. Вып. 4. С. 74-76.
2. Алексеенко Н.А., Медведев А.А. Перспективы создания базы пространственных данных для исследования и мониторинга природной среды Арктики // Материалы Международной научной конференции «Структурно-динамические особенности, современное состояние и проблемы оптимизации ландшафтов». Воронеж: Цифровая полиграфия, 2013. С. 69-72.
3. Осипова Н.А. Техногенные системы и экологический риск// учебное пособие по курсу "Техногенные системы и экологический риск". Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. Вып. 3. С.10.
4. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду. Руководство Р. 2.1.10.1920-04. М.: Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава РФ, 2004. С. 273.

5. U.S.Environmental Protection Agency.1998. Guidelines for ecological assessment. EPA/630/R-95/002F.Washington, DC.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕПЛОПЕРЕНОСА В БОЛЬШОМ МАССИВЕ КАПЕЛЬ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАКЕТА ANSYS

Д.В. Антонов

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

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

Введение. Одним из основных направлений освоения Арктики является добыча полезных ископаемых. Нефть и газ являются легковоспламеняющимися веществами, что обуславливает особые требования к разработке и эксплуатации месторождений, а также специальные требования к противопожарной безопасности [1–4]. В последние годы проведены группы исследований [1–3], разработки которых направлены на улучшение эффективности параметров распыления. При этом не принимается внимание тот факт, что капли воды при движении в потоке высокотемпературных газов оставляют за собой температурные и концентрационные следы, снижающие температуры в зоне горения нефтепродукта. Поэтому **целью данной работы** является численное исследование температурных и концентрационных следов большой совокупности и массива (конгломерата) капель в пламени с применением пакета математического моделирования Ansys.

Постановка задачи. При постановке задачи тепломассопереноса считалось, что начальная температура воды в каплях $T_{w0} = 298$ К, температура встречного потока газов $T_g = 1170$ К. Капли воды прогреваются за счет теплопроводности при обтекании их потоком высокотемпературных газов. Предполагалось, что теплофизические характеристики взаимодействующих веществ не зависят от температуры. При численном моделировании предполагалось, что капли имеют сферическую форму и их конфигурация не изменяется. Капли неподвижны, их обтекает поток высокотемпературных газов ($V_g = 0.5$ м/с).

Математическая модель и метод решения. Математическая модель тепломассопереноса (испарение и конденсация) для рассматриваемых систем может быть описана следующим уравнением [5]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_v \cdot \rho_v) + \nabla \cdot (\alpha_v \cdot \rho_v \cdot \bar{v}_v) = \dot{m}_{lv} - \dot{m}_{vl}$$
, где v – пар; α_v – объемная доля паров; ρ_v – плотность паров; \bar{v}_v – скорость испарения; $\dot{m}_{lv}, \dot{m}_{vl}$ – темпы массообмена при испарении и конденсации. Если $T_l > T_{sat}$ (испарение): $\dot{m}_{lv} = Frequency \cdot \alpha_l \cdot \rho_l \cdot \frac{T_l - T_{sat}}{T_{sat}}$. Если $T_v > T_{sat}$ (конденсация): $\dot{m}_{vl} = Frequency \cdot \alpha_v \cdot \rho_v \cdot \frac{T_{sat} - T_l}{T_{sat}}$.

Коэффициент *Frequency* является коэффициентом релаксации, размерность s^{-1} . Определяется на основе полученных экспериментальных данных:

$$Frequency = \frac{\bar{v}_v}{\rho_{ж} \cdot (R_d - R_d^*)}$$
, где $R_d - R_d^*$ – соответственно начальный и конечный размер капель.

Для решения данной задачи тепломассопереноса использовалось программное обеспечение Ansys Fluent. Для повышения точности решения задачи

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

использовался шаг по времени $\tau = 0.01$ с и координатной сетке $\kappa = 0.05$ мм. Вблизи границ фазового перехода сетка сгущалась.

Результаты и обсуждения. Численные исследования выполнены при параметрах: начальная температура каплей воды $T_{w0} = 298$ К; температура продуктов сгорания $T_g = 1170$ К; тепловой эффект испарения воды $Q_e = 2.26$ МДж/кг; молекулярная масса воды $M = 18.52$ кг/кмоль; величина $Frequency$, характеризующая параметры испарения каплей воды, составила $Frequency = 0.1$ (значение данной величины определяется из экспериментальных данных). В настоящей работе приведены результаты исследований при $R_d = 1$ мм, $V_g = 0.5$ м/с и $L_n = 0.01 \div 5$ мм.

Результаты показывают, что характерные размеры зоны максимального «совместного» влияния нескольких каплей на температуру в следе их движения соответствуют областям $L^* = 5Z_d$. Поэтому расчет проводился именно для данной области. При варьировании значений L_n в диапазоне ($L_n = 0.01 \div 5$ мм) изменялась общая площадь S_v , которая состояла из площади каплей S_w и площади области взаимодействия S_a . Отношение площадей ($S^* = S_w/S_v$) характеризует количество и расположение каплей относительно друг друга.

На рис. 1 приведена зависимость $T^* = f(S^*)$, полученная для рассматриваемых систем, где T^* - температура в регистрационной области.

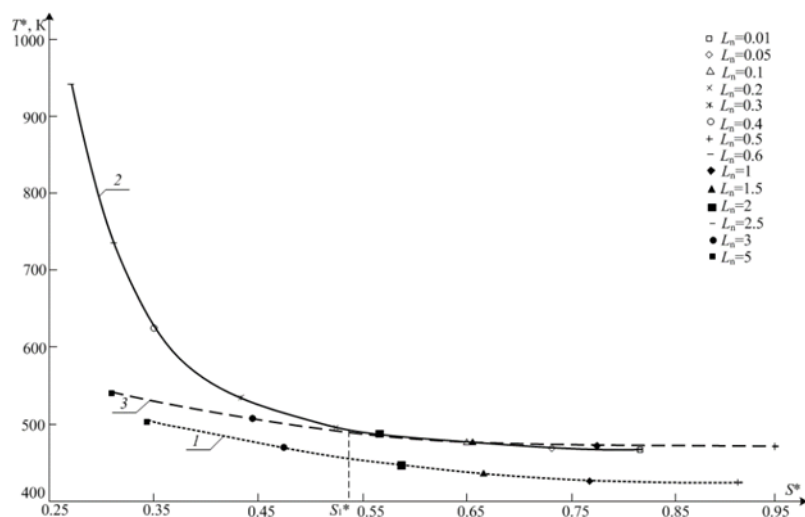


Рис. 1. Влияние распределения каплей в «водяном снаряде» на температуру в его следе: 1 – параллельные капли воды; 2 – последовательные капли воды; 3 – группа капель

Аналогичные зависимости были получены для концентрационных следов пара, где рассматривалась концентрации продуктов сгорания в следе движения каплей на расстоянии $L^* = 5d$ (d – диаметр капли) от последней капли.

Заключение. Полученные результаты исследования важны для развития технологий тушения пожаров распределенными во времени и в пространстве газопарокапельными потоками воды на месторождениях нефте- и газодобывающей промышленности.

Исследования выполнены за счет средств Российского научного фонда (проект № 14–39–00003).

Литература

1. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Численная оценка оптимальных размеров капель воды в условиях ее распыления средствами пожаротушения в помещениях // Пожаровзрывобезопасность. – Москва, 2012. – № 5. – С. 74–78.
2. Горшков В.С., Москвиллин Е.А., Хасанов И.Р. Оценка параметров тушения лесных пожаров авиационными средствами // Проблемы прогнозирования чрезвычайных ситуаций и их источников: сборник тезисов научно-практической конференции. – Москва, 2001. – Т. 1. – С. 34 – 35.
3. Душкин А.Л., Ловчинский С.Е. Взаимодействие пламени горючей жидкости с тонкораспыленной водой // Пожаровзрывобезопасность. Москва, 2011. – №11. – С. 53 – 55.
4. Хасанов И.Р., Москвиллин Е.А. Авиационные методы тушения крупных лесных пожаров // Авиационные методы тушения крупных лесных пожаров. Москва, 1999. – Ч. 2. – С. 300 – 301.
5. W.H. Lee. A Pressure Iteration Scheme for Two-Phase Modeling. Technical Report LA-UR 79-975, Los Alamos Scientific Laboratory, Los Alamos, New Mexico, 1979.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КОНТАКТНЫХ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ

Ю.К. Атрошенко, А.А. Бычкова

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

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

Для детального изучения процессов, происходящих на территории Арктики, в том числе для анализа газообмена между поверхностью Земли и атмосферой на практике используются современные измерительные технические комплексы. Калибровка технических средств выполняется по параметрам, измеряемым на поверхности Земли: температура, влажность и другие. При этом особое значение имеет точность измерения влияющих параметров [3, 5, 6].

Известно [1, 4], что на погрешность измерения значительное влияние может оказывать способ монтажа датчика. Для анализа влияния условий измерения температуры могут применяться методы численного моделирования процесса теплопереноса в чувствительных элементах преобразователей температуры [1, 4]. Одним из влияющих факторов на результаты численного моделирования является аппроксимация теплофизических характеристик материалов [2].

Модель теплопереноса и методы решения. Схема области решения задачи теплопереноса для чувствительного элемента термоэлектрического преобразователя показана на рисунке 1.

Для области решения (рис. 1) математическая модель включает следующие дифференциальные уравнения:

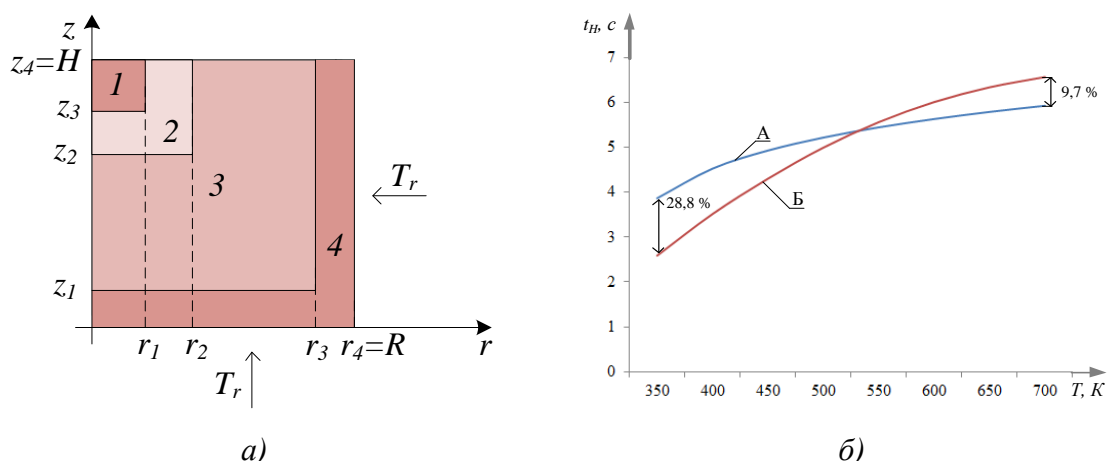


Рис.1. Схема области решения задачи теплопереноса (а) и результаты численного моделирования (б): 1 – спай терморпары; 2 – защитный колпачок; 3 – порошок оксида алюминия; 4 – металлический чехол; А – результаты с постоянными значениями ТФХ; 2 – результаты с аппроксимированными значениями ТФХ

$$c_1 \cdot \rho_1 \cdot \frac{\partial t_1}{\partial t} = \lambda_1 \left(\frac{\partial^2 t_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_1}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_1, z_3 < z < H;$$

(1)

$$c_2 \cdot \rho_2 \cdot \frac{\partial t_2}{\partial t} = \lambda_2 \left(\frac{\partial^2 t_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_2}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_2, z_2 < z < z_3; t > 0, r_1 < r < r_2, z_3 < z < H; (2)$$

$$c_3 \cdot \rho_3 \cdot \frac{\partial t_3}{\partial t} = \lambda_3 \left(\frac{\partial^2 t_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_3}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_3, z_1 < z < z_2; t > 0, r_2 < r < r_3, z_2 < z < H; (3)$$

$$c_4 \cdot \rho_4 \cdot \frac{\partial t_4}{\partial t} = \lambda_4 \left(\frac{\partial^2 t_4}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_4}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_4}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < L, 0 < z < z_1; t > 0, r_3 < r < r_4, z_1 < z < H. (4)$$

Здесь r – радиальная координата, м; z – осевая координата, м; c – удельная теплоемкость, Дж/(кг·К); ρ – плотность, кг/м³; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); индексы: 1 – спай терморпары, 2 – защитный керамический колпачок; 3 – порошок окиси алюминия, 4 – защитный чехол.

Начальные условия: $t=0; T=T_0, 0 < r < R, 0 < z < H$, где $T_0 = 293$ К – температура, соответствующая нормальным условиям. На внутренних границах заданы граничные условия IV рода аналогично приведенным в работах [1, 4].

Системы уравнений (1)–(4) с соответствующими начальными и граничными условиями решались с применением методов, аналогичных приведенным в работах [1, 4].

Аппроксимация теплофизических характеристик выполнена по справочным данным [2].

Результаты исследований и их обсуждение.

На рисунке 1б приведены зависимости минимально необходимого времени работы чувствительного элемента датчика для получения достоверных результатов измерений при использовании постоянных (1) и аппроксимированных теплофизических характеристик (2). Видно (рис. 1, б), что максимальное относительное отклонение результатов составляет не более 30 %.

Закключение

Использование аппроксимационных выражений позволяет повысить точность вычислений, однако при этом в значительной степени увеличивается длительность и трудоемкость вычислений. Поэтому при прогнозировании основных параметров исследований можно в первом приближении применять допущение о постоянстве теплофизических характеристик материалов основных элементов термоэлектрических преобразователей.

Литература

1. Атрошенко Ю.К., Озерова И.П., Стрижак П.А. Влияние теплового контакта на результаты измерений поверхностных термоэлектрических преобразователей // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2015. – № 1 (214). – С. 97–105.
2. Григорьев И.С., Мейлихов Е.З. Физические величины: справочник. – М.: Энергоатомиздат. – 1991. – 1232 с.
3. Музалевский К.В., Миронов В.Л., Швалева А.А. Измерение температуры деятельного слоя почвы арктической тундры на основа радиометрических наблюдений в L-диапазоне // Вестник СибГАУ. – 2013. – № 5 (51). – С. 6–9.
4. Atroshenko Y.K., Strizhak P.A., Yashutina O.S. Determination of Necessary Time of Measurements of Surface Thermocouples Depending on Conditions of Technological Processes // EPJ Web of Conferences. – 2015. – Vol. 82. – 01061.
5. Mironov V. L., De Roo R. D., Savin I. V. TemperatureDependable Microwave Dielectric Model for an Arctic Soil // Geoscience and Remote Sensing, IEEE Transactions on. 2010. Vol. 48. P. 2544–2556.
6. Satellite Microwave Remote Sensing of Boreal and Arctic Soil Temperatures From AMSR-E / L. A. Jones, J. S. Kimball, K. C. McDonald et al. // IEEE Trans. Geoscience and Remote Sensing. 2007. Vol. 45. P. 2004–2018.

МЕДИКО - ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ НА ПРИМЕРЕ ГОРОДСКОГО ОКРУГА «Г. ЯКУТСК»

А.Г. Бирулина

Научный руководитель старший преподаватель Е.П. Янкович

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

Арктическая зона Российской Федерации является фрагментарно изученной. Но с течением времени и развитием регионов, входящих в состав зоны, отмечается деградация природных экосистем и повышение уровня загрязнений, которые существенно изменяют качество среды на фоновом уровне. Техногенная нагрузка на окружающую среду и здоровье населения взаимосвязаны, что объясняется многими авторами [1,4,6]. Характеристикой здоровья населения является интегральный показатель качества жизни - показатель заболеваемости.

Цель данной работы – сбор экологических и медицинских статистических данных о состоянии окружающей среды и заболеваемости населения в Республике Якутия (Саха) и преобразование полученной информации в картографическую.

Рассматривая республику как целостную систему, можно выделить факторы, влияющие не только, на состояние окружающей среды, но и на здоровье населения. Система оценивания здоровья населения создана на основе статических данных с помощью ArcGIS 10.4.

Процесс формирования геоинформационной системы состоит из трех этапов.

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

Первый этап включает систему подготовки данных. На данном этапе происходит сбор и перенос информации в цифровой вид.

Второй этап включает в себя создание базы данных, основанной на полученных данных о заболеваемости и состоянии окружающей среды региона. На основании этих данных создаются и редактируются слои.

Третий этап визуализация данных, собранных на втором этапе, создание карт региона.

Около 80% территории Якутии расположено в условиях Крайнего Севера. Техногенная нагрузка на эти районы по воздействию делится на три степени: для субарктической тундрово-северотаежная характеризуется крайне высокой степенью уязвимости к техногенной нагрузке, вторая (северотаежная) — высокой, третья (среднетаежная) — средней уязвимостью природных комплексов. Исходя из расположения территории в неблагоприятных климатических условиях, характеризующихся повышенной туманностью и их застойностью, частотой повторяемости приземных и приподнятых инверсий, загрязнение окружающей среды происходит даже при незначительных выбросах. Которые формируются в республике за счет увеличения количества промышленных предприятий. Исходя из этих положений была проведена оценка качества воздуха по содержанию взвешенных веществ, диоксида азота и бензопирена, а также специфических – формальдегида, фенола и сероводорода.

У населения отмечается повышенная заболеваемость, геномная нестабильность и врожденные аномалии, развитие экзогенных заболеваний. Н.П. Семеновы были выявлены, основные загрязняющие вещества, поступающие в атмосферу, которые нарушают функционирование организма. Так, оксид углерода и твердые вещества у взрослого и детского населения вызывают новообразования, психические расстройства, болезни глаз, кожи [5].

Также в регионе наблюдается положительная тенденция к инфекционным заболеваниям, в частности – туберкулезом.

Заболевания щитовидной железы стоят на втором месте по распространенности. Для Якутии это заболевание является эндемичным. Иванова М.М., Николаев В.М. провели исследования населения на заболеваемость населения эндемическим зобом. На основании данных исследований был сделан анализ содержания йода в разных улусах.

Территориями «риска» (показатели превышают среднереспубликанские) по заболеваемости болезни системы кровообращения являются: Амгинский, Абыйский, Сунтарский, Вилуйский, Булунский, Усть-Майский, Усть-Алданский, Мегино-Кангаласский районы. В структуре общей заболеваемости среди взрослого населения болезни органов кровообращения занимают первое место, на них приходится 15,6% от всех заболеваний [2].

Наиболее высокие показатели распространенности сахарного диабета на 100 тыс. населения отмечаются в Нерюнгринском (9628,8), Усть-Майском (5359,8), Абыйском (4052,2), Усть-Алданском (3409,5) районах.

Реже всего сахарный диабет регистрируется в Анабарском (626,6), Эвено-Бытантайском (629,6) и Верхневилуйском (858,1) районах [2].

В результате проведенной работы на основе собранных статистических данных, о загрязнении окружающей среды и заболеваемости населения, проведен анализ зависимости здоровья населения от состояния окружающей среды, средствами геоинформационных технологий.

Литература

1. Богачев П.В., Иванова Н.С. Зависимость заболевания населения республики Саха (Якутия) от внешних экологических факторов загрязнения окружающей среды в динамике за период с 2003 по 2013 года VII Международная студенческая электронная научная конференция «Студенческий научный форум» - 2015 URL: <http://www.scienceforum.ru/2015/1222/14713> (Дата обращения: 17.05.2016)
2. Государственный доклад о состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия населения в Республике Саха (Якутия) в 2012 году / [ред.: И. Ю. Самойлова и др.; отв. за вып. [Е. А. Колесова, М. А. Степанова]. – Якутск: Офсет, 2013. – 226 с.
3. Информационный бюллетень «Среда обитания и здоровье населения республики Саха (Якутия) в 2011 году // URL: http://14.rospotrebnadzor.ru/c/document_library/get_file?uuid=733c9086-255a-403f-865a-f0b5e404a371&groupId=43099 (Дата обращения: 17.05.2016)
4. Петрова А.А. Экология промышленной Якутии. [электронный ресурс] // VIII Международная студенческая электронная научная конференция «Студенческий научный форум» - 2016»/URL: <http://www.scienceforum.ru/2016/pdf/25962.pdf> (Дата обращения: 24.10.2016)
5. Семенова Н.П.: Экологическая ситуация и медико-демографические показатели здоровья населения республики Саха (Якутия) [электронный ресурс] // Медицина и здравоохранение. №12.2013 .URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/sostoyanie-atmosfernogo-vozdusha-i-zabolevaemost-naseleniya-respubliki-saha-yakutiya> (Дата обращения: 23.05.2016)
6. Якутия – образ будущего. Химические загрязнения территории Якутии. Доклад. Чомчоев А. [электронный ресурс] // URL: <http://yakutiafuture.ru/2015/09/30/ximicheskie-zagryazneniya-territorii-yakutii> (Дата обращения: 24.05.2016).

ТЕХНОГЕННАЯ НАГРУЗКА НА ТЕРРИТОРИИ КОРЕННЫХ НАРОДОВ АРКТИКИ

А. Б. Дулько, В. С. Третьяков

Научный руководитель старший преподаватель Е.П. Янкович

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

В России, на территории вдоль побережья Северного Ледовитого и Тихого океанов проживает 40 коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока, численность которых приближается к 245 тысячам человек: вепсы, долганы, камчадалы, манси, ненцы, селькупы, тофалары, ханты, чукчи, шорцы, эвенки, юкагиры. Они сохраняют традиционный образ жизни, хозяйство и промыслы [1].

В 1980-е годы из-за промышленного освоения Севера началось неконтролируемое загрязнение природной среды. Как итог, экологические проблемы приобрели особую остроту для коренных народов Севера, так как природная среда является для них основой жизни. Недостаточное внимание государства к проблемам коренных народов привело к изменениям в социально-экономическом развитии, культуре, среде обитания, хозяйственной деятельности, а

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

также создало угрозу их полного исчезновения как этносов. И в настоящее время положение малочисленных народов Севера по-прежнему недостаточно благополучное. Индустриальное освоение месторождений природных ресурсов, которыми богат Север, все больше теснит коренное население. Будущее народов Севера в большей степени зависит от того, будут ли созданы условия для сохранения и развития традиционных видов хозяйствования.

Арктика сосредотачивает в себе загрязняющие вещества, которые поступают в результате трансграничного переноса практически со всего северного полушария. Восстановление и развитие экономического потенциала Арктической зоны Российской Федерации и усиливающийся трансграничный перенос ведут к увеличению антропогенной и техногенной нагрузки на её природный комплекс [2].

Основными факторами точечного загрязнения и антропогенных изменений арктических природных комплексов являются:

- загрязнение атмосферы, гидросферы, педосферы специфическими вредными веществами от предприятий нефтегазовой, металлургической и целлюлозно-бумажной промышленности, объектов энергетики;
- поступление загрязняющих веществ в результате трансграничного переноса;
- накопление большого объёма промышленных и бытовых отходов;
- складирование отработавших ресурс подводных лодок с ядерными энергетическими установками;
- глобальные климатические изменения;
- техногенные аварии и катастрофы.

Наиболее значимые источники загрязнения Арктики на территории России – это нефтегазовые комплексы Ненецкого и Ямало-Ненецкого автономных округов, а также горно-металлургические комбинаты Норильска, Мончегорска и Никеля, Архангельский и Соломбальский целлюлозно-бумажные комбинаты, объекты Северного флота, транспортного и рыболовного флотов. В условиях Арктики выбросы в атмосферу токсических веществ от промышленных предприятий прослеживаются на территориях в тысячи километров квадратных. Если почвенная эмиссия загрязняющих веществ в полярной и приполярной зонах недостаточна, то загрязняющие вещества, поступающие через атмосферу, разрушают ландшафт этих территорий. Последствия этого губительно влияют на оленеводство.

Не малый вклад в загрязнение Арктической зоны Российской Федерации вносят и источники, находящиеся вне её пределов. К примеру: промышленные предприятия в Северной Америке, Европе, Азии, также в Европе – предприятия по переработке ядерного топлива. Накопление определённых загрязняющих веществ в конкретных местах и популяциях живых организмов обуславливает их попадание в продукты питания местных жителей.

Арктика отличается высокой степенью уязвимости природной среды к антропогенному воздействию и замедленной скоростью восстановления нарушенных природных объектов. К тому же этот макрорегион в большей степени, чем другие, подвержен изменениям климата. На сегодняшний день Арктическая зона России в целом и районы интенсивного техногенного освоения и формирования полноценных производственных комплексов в частности, находятся под мощным антропогенным и техногенным воздействием, что приводит к накоплению промышленных отходов и сокращению площади тундровых пастбищных угодий, являющихся основой традиционного природопользования коренных народов Севера.

Существует несколько методов оценивания интенсивности техногенных нагрузок на окружающую среду [3]: метод Бателле; метод экспертных оценок; картографические методы; совмещенный анализ карт; имитационные модели; методы многомерной статистики и т. д.

Два из них, картографический метод и метод совмещенного анализа карт, имеют непосредственное отношение к географическим информационным системам (геоинформационным системам, ГИСам).

Картографическое моделирование является мощным средством осуществления оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС).

Для процедуры ОВОС могут быть использованы топографические карты, материалы государственного земельного кадастра, полевые наблюдения, экспертные оценки специалистов с последующей их отработкой посредством геоинформационных технологий в соответствии с целями и задачами представления конкретного объекта оценки или экспертизы. При регистрации быстро меняющихся процессов и явлений, в нашем случае, выбросов вредных веществ в атмосферу или техногенных тепловых потоков в геосферных оболочках – возникает необходимость в динамическом картировании с использованием аэрофотоснимков и/или космических снимков. Для точного определения антропогенно-нарушенных участков применяется формула расчёта антропогенного индекса:

$$A_i = \frac{R_7 - R_4}{R_7 + R_4 + 1} * R_3, \text{ где } R_7\text{-канал (число соответствует номеру}$$

канала с определённым диапазоном электромагнитного излучения) [4].

Геоинформационная система же включает в себя следующий набор данных комплексного экологического мониторинга: набор графических материалов имеющих пространственно-ориентированную привязку; нормативную и справочную документацию; природных условий территорий – климатические, гидрологические, геологические, гидрогеологические; состояние экосистем – физическое состояние, химический состав.

Соединённая воедино, таким образом, информация может быть представлена в виде тематических карт в традиционном виде или в геоинформационных системах функционирующих на базе фондов цифровых данных.

Достоинством данных методов является использование комплексного подхода к решению конкретных задач. Полученные после применения геоинформационных технологий, результаты и выполненные в геоинформационных системах проекты могут являться базой для создания системы квотирования нагрузки природного объекта, реализации алгоритмов эколого-социально-экономического управления территорией [5].

Литература

1. Предания Севера: [Электронный ресурс]. – [27.10.2015]. URL: http://knizhkindom.do.am/news/predanija_severa/2015-11-12-86 (дата обращения: 28.05.2016);
2. Эколого-экономическая оценка Арктики: [Электронный ресурс] //ecoteco: [сайт]. – [17.03.2015]. URL: <http://www.ecoteco.ru/id398/> (дата обращения: 28.05.2016);
3. Методы оценки интенсивности техногенных нагрузок на окружающую среду: [Электронный ресурс] //Студопедия: [сайт]. – [2014–2016]. URL: <http://studopedia.org/11-5544.html> (дата обращения: 07.06.2016);

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

4. Материалы межрегиональной научно-практической конференции «Роль университетов в реализации арктической стратегии России: экологические, технологические, социокультурные аспекты». – М.: Ухта, 2013 – 208 с.
5. Геоинформационная система мониторинга водных объектов и нормирования экологической нагрузки: [Электронный ресурс] //Data+: [сайт]. – [1992–2016]. URL:
http://www.dataplus.ru/news/arcreview/detail.php?ID=1650&SECTION_ID=45 (дата обращения: 07.06.2016).

КОНЦЕПЦИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ

С.А. Ефремов

Научный руководитель ассистент М.Н. Морозов

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

В настоящее время большинство крупнейших международных нефтегазовых компаний имеют подразделения, занимающиеся разработкой и имплементацией принципов управления интеллектуальными месторождениями: «Умные месторождения» («Smart Fields») в компании Shell, «Месторождение будущего» («Field of the Future») в компании BP и «iFields». Аналогичные подразделения имеют также крупные национальные нефтяные компании на Ближнем Востоке, в частности Saudi Aramco, Petrobras, Kuwait Oil Company и др.

В рамках концепции «интеллектуальное месторождение» можно получить информационные технологии, которые позволяют:

18. оптимизировать производительность оборудования и продуктивность скважин за счет анализа данных телеметрии, замеров давлений и дебитов на «спутниках», акустического шума, температур, данных типовых и специальных гидродинамических и геофизических исследований и др.;
- оптимизировать режим работы комплексной иерархической системы «пласты-скважины-коллектор» по критериям экономической эффективности - увеличение количества нефти, получаемой из конкретного месторождения и снижение затрат в том числе на освоение новых месторождений в удаленных районах;
- централизованно управлять большим количеством скважин с помощью систем дистанционного мониторинга;
- планировать в упреждающем режиме профилактическое обслуживание оборудования, точно и быстро принимать решения, в том числе в реальном времени;
- предсказывать на основе исторических данных сроки исчерпания скважин, а данные старых скважин с богатой историей добычи использовать для прогнозирования поведения новых скважин.

«Интеллектуальные» скважины и процесс эксплуатации месторождения делает не сама по себе новая технология, а новаторское сочетание существующих передовых технологий, включая беспроводную передачу данных, дистанционные датчики, механизмы дистанционного контроля и робототехники. Дистанционные датчики обеспечивают в реальном времени картину того, что происходит в скважине. Максимальный эффект от работы скважинных датчиков достигается благодаря использованию систем управления, позволяющих выполнять те или иные действия при изменении условий внутри скважины. Можно управлять работой

скважинных клапанов, регулируя поток жидкости или останавливая добычу из одного горизонта и увеличивая ее из другого.

Одним из главных направлений повышения качества контроля и управления разработкой месторождений является применение цифровых постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений [1].

Постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) – это имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Постоянно действующая геолого-технологическая модель обеспечивает возможность эффективного решения следующих задач:

а) уточнение геологического строения месторождения (залежи) в процессе бурения новых скважин;

б) расчет различных вариантов разработки: определение характера и степени выработки запасов на основе анализа полей распределения насыщенности флюидов и удельных остаточных запасов, выявление условий и особенностей продвижения закачиваемых вод;

в) прогноз темпов отбора и оптимизация работы добывающих скважин;

г) планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ) и расчет экономической эффективности их выполнения;

д) прогноз состояния разработки месторождения при целенаправленном изменении условий разработки продуктивных пластов в рамках запланированных геолого-технических мероприятий.

Концепция «интеллектуального» месторождения предполагает создание высокоэффективных систем мониторинга и управления разработкой, которые учитывают структурные особенности этих месторождений и применение которых обеспечит значительное повышение уровня добычи нефти и газа [2].

Система мониторинга и адаптивного управления месторождением включает в себя три основные подсистемы:

а) подсистему сбора геолого-технологической информации (ГТИ);

б) автоматизированный диспетчерский пункт (АДП);

в) центр управления разработкой месторождений (ЦУРМ).

Подсистема сбора геолого-технологической информации осуществляет базовый процесс управления, а именно мониторинг «интеллектуальных» скважин и кустовых площадок, формирует и передает данные в автоматизированный диспетчерский пункт. Автоматизированный диспетчерский пункт предназначен для оперативного управления разработкой всего «интеллектуального» месторождения. Он содержит автоматизированные рабочие места производственного персонала, ведет сбор, обработку и хранение данных о текущем состоянии разработки.

Центр управления разработкой месторождений (ЦУРМ) осуществляет непрерывный сбор и хранение геолого-технологической информации по всем месторождениям с помощью корпоративной вычислительной сети предприятия, автоматизированную адаптацию постоянно действующей геолого-технологической модели на текущее состояние разработки, планирование геолого-технических мероприятий на основе адаптированной ПДГТМ и формирование оптимальной стратегии разработки месторождений.

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

Таким образом, современным вектором развития нефтегазового сектора в мировой экономике является интеллектуализация управления месторождениями газа и нефти. Модернизация российской экономики требует имплементации новых инновационных технологий, в том числе и в нефтегазовом комплексе. Технологии интеллектуального месторождения могут помочь нефтяным и газовым компаниям использовать новые и существующие месторождения по максимуму, достаточно оптимально, сокращая издержки производства и повышая рентабельность.

Литература

1. Еремин А.Н. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа. – Москва: Изд-во РГУ нефти и газа им. Губкина И.М., 2012. – 168 с.
2. Комагоров В.П. Фофанов О.Б. Система адаптивного управления разработкой «Интеллектуального месторождения». – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 15 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММИРУЕМЫХ МИКРОКОНТРОЛЛЕРОВ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

М.Ф. Зозулич, Н.А. Шумаков

Курский государственный университет, г. Курск, Россия

Большая часть территории России относится к районам Крайнего Севера и Арктики. Климатические условия этих территорий отличаются низкими температурами, сильными ветрами и интенсивностью атмосферных осадков. В этих условиях снижается наработка до отказа машин и механизмов, так как не обеспечивается мониторинг теплового состояния агрегатов, узлов и систем машин. Для повышения эффективности и увеличения срока службы машин необходимо использовать средства тепловой подготовки. В соответствие с этим возникает необходимость контроля температур в агрегатах и проведение исследований тепловых процессов, протекающих при эксплуатации машин. Для этого используются различные датчики. И программируемые блоки управления ими.

Основными универсальными характеристиками датчиков являются: точность измерения; диапазон измеряемого значения; диапазон выходных значений; передаточная функция; разрешающая способность; краткосрочная и долгосрочная стабильность (дрейф); размеры; энергопотребление

Автоматизация является одной из основных тенденций в развитии современной техники, особенно актуально это в сферах, где участие человека затруднено, а то и вовсе невозможно ввиду неблагоприятных внешних условий, таких как экстремальные температуры, радиация и недостаток кислорода.

Необходимо учитывать тот фактор, что не все электронные компоненты могут полноценно работать в условиях экстремально низких температур. Соответственно в схемах должны использоваться только компоненты, имеющие соответствующие допуски по надежности. Ремонт оборудования в арктических условиях, как правило, либо невозможен, либо существенно затруднен, поэтому необходимо учитывать также ремонтпригодность оборудования, в условиях ограниченности ресурсов, как материальных, так и человеческих. Сейчас, в электронных блоках в основном, применяются элементы зарубежного производства, которые имеют паспортные допуски по надежности и температурному режиму

«Industrial» или «only military», использование элементов с «бытовым» допуском по надежности «commercial» недопустимо. Ведь зачастую от правильной работы электроники зависит не только сохранность и работоспособность дорогостоящего, уникального оборудования, но и жизни людей. Основной проблемой применения автономных автоматических систем является неминуемое падение емкости элементов питания при экстремально низких температурах. Зарядка элементов питания с помощью солнечных батарей оправдана лишь в условиях полярного дня. Использование стационарных генераторов в качестве источника питания в некоторых случаях невозможно, ввиду удаленности мест использования микроконтроллеров от базовой станции (метеостанции, передающие блоки, блоки термического контроля).

На данный момент Компании «РусГидро» и «Роснано» активно занимаются вопросами улучшения показателей энергоэффективности разработок, используемых в Арктике.

Современная автоматизация имеет в своей основе различного рода микропроцессоры и микроконтроллеры, с различной «обвязкой» управляющей дополнительными устройствами и собирающей информацию с датчиков, для дальнейшей ее обработки. Важным требованием к микроконтроллерам при использовании в экстремальных условиях Арктики является максимально низкое энергопотребление, а также минимальный нагрев элементов в рабочем режиме, так как нагрев в таких условиях вызывает образование конденсата, способного разрушить электронные схемы. При использовании микроконтроллера, необходимо для повышения стабильности и надежности использовать вместо встроенного кварцевого генератора частоты внешний, максимально защитив его по температурным показателям, так как тактовая частота является важнейшим показателем производительности микроконтроллера, а под воздействием температуры могут наблюдаться ее скачки и просадки.

К сожалению, стоит признать, что на данный момент развивающееся производство отечественных микроконтроллеров, представленное контроллерами «Миландр» на ядре Cortex не может обеспечить рынок своей продукцией, не говоря уже о том, чтобы обеспечить переход «русской Арктики» полностью на отечественные блоки управления, что вынуждает использовать иностранные разработки.

Литература

1. Современные микроконтроллеры в радиотехнических устройствах /учебное пособие по курсу "Цифровые устройства и микропроцессоры" для студентов, обучающихся по направлению "Радиотехника"/П. С. Остапенков, В. К. Раков; М-во образования и науки Российской Федерации, Нац. исследовательский ун-т "МЭИ".- 2012 г. – 47 с.
2. A.Eieland. Bringing the best of microcontroller innovations to new Cortex-M0+ devices" (перевод Ивановой А.А., Rainbow Electronics). www.atmel.com/Images/45047B_SAM-D-Family-Eieland_Article_021214.pdf
3. Atmel SAM D Family, ревизия A, февраль 2014, с.8. URL: www.atmel.com/Images/45037B_SAM%20D%20Family_E_US_021014_Web.pdf.

**ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ОБРАБОТКЕ И АНАЛИЗЕ
МАТЕРИАЛОВ КОСМИЧЕСКИХ СЪЕМОК
(НА ПРИМЕРЕ АРХИПЕЛАГА НОВАЯ ЗЕМЛЯ)**

Т.Е. Каркаранов, Р.И.Сафин, С.В. Тимошков

Научные руководители профессор А.А. Поцелуев, доцент Ю.С. Ананьев

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

В последнее время Арктические районы России являются объектом пристального исследования не только со стороны России, но и других стран преследующих свои геополитические интересы в этих регионах. На современном этапе развития техники и технологий появилась возможность осваивать Арктические регионы в том числе зону шельфа и исследовать полезные ископаемые, осваивать минерально-сырьевые ресурсы региона на его территории. Благоприятным фактором для введения в эксплуатацию множества месторождений является изменение климата, в частности потепление. Стоит отметить, что освоение северного морского пути открывает большие возможности для исследований минеральных ресурсов Арктики, не только нефти и газа, но и твердых полезных ископаемых. Одной из первых экспедиций по освоению пути была экспедиция под руководством Урванцева в 1919 году, в которой были открыты множества месторождений, в том числе Норильское медно-никелевое [5]. Так же при исследовании пути был замечен архипелаг Новая Земля, богатый минерально-сырьевыми ресурсами, который был открыт в 1553 году английским мореплавателем Хью Уилобби [4].

Основной целью работы является выявление геологических структур и месторождений, связанных с ними, показать преимущества комплексного использования материалов космических съемок и геоинформационных систем.

Архипелаг Новая Земля расположен в Северном Ледовитом океане между Баренцевым и Карским морями; входит в Архангельскую область [4]. Архипелаг состоит из двух больших островов — Северного и Южного, разделённых узким проливом (2—3 км) Маточкин Шар и множеством относительно малых островов. Архипелаг Новая Земля сложен породами палеозойского возраста, которые покрыты четвертичными отложениями. На острове Южном, залегают преимущественно осадочные породы. На архипелаге, в первую очередь, на Южном острове, известны месторождения полезных ископаемых, в основном руд чёрных и цветных металлов. Выявлено несколько рудных полей (Павловское, Северное, Перевальное) с залежами полиметаллических руд. Павловское месторождение, расположенное в пределах одноимённого рудного поля, является пока единственным месторождением на Новой Земле, по которому утверждены балансовые запасы. Остальные рудные поля изучены гораздо меньше. На Южном острове известны проявления самородной меди и медистых песчаников. Все известные рудные поля требуют дополнительного изучения, которое затрудняется природными условиями, недостаточной хозяйственной освоенностью и особым статусом архипелага.

В изучении архипелага Новая Земля важную роль сыграют материалы космической съемки в обработке и анализе геоинформационных систем [1]. Так как данный комплекс имеет ряд преимуществ: в короткие сроки можно обработать и проанализировать огромную территорию с меньшими затратами по сравнению с наземными методами исследований.

В настоящее время ГИС используются для планирования операций и принятия решений при выявлении минеральных ресурсов, так как они поддерживают интеграцию и обработку различных видов географической и геофизической информации и данных о пространственном нахождении, составе и масштабах месторождений. В последнее время усилия в развитии ГИС были нацелены на сбор и обработку информации о геологических структурах Арктического шельфа. Прогресс получен в разработке единых систем, которые направлены на интеграцию данных и картографического материала, взаимодействия, регистрации и учета минерально-сырьевой базы Арктики [2].

Прежде чем начинать обработку материалов дистанционного зондирования требуется сформировать исходный массив этих данных [3]. Необходимо выбрать космоснимок в зависимости от обзорности, пространственного разрешения, спектральных характеристик, информативности. Последнее определяется природными условиями, сезоном и временем съемок, прозрачностью атмосферы и другими факторами. Важнейшим преимуществом программы является наличие удобных алгоритмов автоматической векторизации результатов классификации, что стоит в приоритете при проведении оперативного анализа в современных ГИС-пакетах.

Центром космогеологических исследований Томского политехнического университета «Космогеология» были выполнены работы по изучению Безымянского рудного узла.

В результате проведенных работ получены космоструктурные схемы Безымянского рудного узла масштаба 1:100000 и участков рудопроявлений Северное и Перевальное масштаба 1:5000.

Выявлены главные космогеологические рудоконтролирующие факторы включающие линейные, кольцевые, дуговые структуры и ореолы распространения площадных метасоматитов.

Опережающее изучение Арктических регионов по материалам космических съемок позволяет ускорить геологическое изучение перспективных площадей и оптимизировать прогнозно-поисковый комплекс, что позволяет сократить время и затраты.

Литература

1. Ананьев Ю.С. Геоинформационные системы в геологических исследованиях [Электронный ресурс]. URL:<http://portal.tpu.ru/science/konf/usovma/trud-13/sec19-09.pdf>.
2. Ананьев Ю.С. Геоинформационные системы: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 70с.
3. Поцелуев А. А., Ананьев Ю. С., Житков В. Г. и др. Дистанционные методы геологических исследований, прогноза и поиска полезных ископаемых (на примере Рудного Алтая). – Томск: STT, 2007. – 228 с.
4. Всё об архипелаге Новая Земля [Электронный ресурс]. URL: <http://belushka.ru/site/istoriya-novoj-zemli/osvoenie-novoj-zemli>.
5. SIBURBIA [Электронный ресурс].

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

ОЦЕНКА ИЗРЕЗАННОСТИ БЕРЕГОВОЙ ЛИНИИ АРКТИКИ

¹С.И. Колодина, ¹В.С. Жаворонко

Научный руководитель ²Невидимова О.Г., старший научный сотрудник

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

²Институт мониторинга климатических и экологических систем СО РАН,
г. Томск, Россия

Береговая линия Российской Федерации наиболее изрезана в северной части страны по причине того, что в период холодных климатических условий вода, проникшая в породу в период таяния ледников, застывает в виде льда, увеличивается в объеме и расчленяет землю [2]. Береговая линия Северного Ледовитого океана сильно изрезана, поэтому в океане образуется множество различных, удивительных по своей красоте и природе морей и заливов. Характер берегов весьма многообразен. По своей структуре берега Баренцева и Карского морей отчасти высокие, абразионные, с малыми заливами, а отчасти низкие, ровные, дельтовые. В области морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского берега в большинстве сложные, в некоторых местах лагунные, кое-где ровные, дельтовые [1]. На север страны, в Северный Ледовитый океан, приходится наибольший сток рек России.

Зная информацию об изрезанности береговой линии Арктики, можно определить, как влияют сильные морозы на породы, залегающие в прибрежной зоне. А также определить какие породы и в какой местности наиболее устойчивы к низким температурам.

Цель работы: оценить изрезанность береговой линии Арктики с помощью инструментов программы ArcGIS.

Для того чтобы оценить изрезанность береговой линии арктических море необходимо определить коэффициент изрезанности береговой линии: Коэффициент изрезанности = $\frac{\text{длина прямой линии}}{\text{длина изрезанной линии}}$.

Для определения коэффициента изрезанности в ArcGIS использована цифровая топографическая основа 1000000 масштаба. Выделены границы и определены длины прямой и изрезанной береговых линий акватории каждого моря, с помощью инструментов системы ArcGIS. Что позволило вычислить коэффициент изрезанности береговой линии (табл., рис.).

Таблица

Коэффициент изрезанности береговой линии арктических морей

Море	Длина береговой линии	Длина прямой линии	Коэффициент изрезанности
Баренцево	6 116 211,20	1 135 834,42	0,186
Карское	9 059 320,44	1 566 376,65	0,173
Лаптевых	3 384 250,17	1 134 523,65	0,335
Восточно-Сибирское	3 111 733,71	1 360 273,11	0,437
Чукотское	1 604 085,03	665 981,34	0,42
Общее	23 275 600,55	4 845 802,86	0,2



Рис. Схема изрезанности береговой линии арктических морей

Таким образом, изрезанность береговой линии арктических морей России изменяется от 0,17 до 0,44 при среднем 0,2. Наиболее изрезанные берега Баренцева и Карского морей. Вероятнее всего это связано с составом пород, слагающих берега.

Литература

1. Краткая история исследований мирового океана [Электронный ресурс]. URL: <http://mir.zavantag.com/geografiya/74910/index.html?page=18> (Дата обращения 01.06.16).
2. Северный Ледовитый океан [Электронный ресурс]. URL: <https://geographyofrussia.com/doklad-severnyj-ledovityj-ocean/> (Дата обращения: 25.05.16).

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ВОДЫ РЕК, ВПАДАЮЩИХ В АРКТИЧЕСКИЕ МОРЯ РОССИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Е.В. Комарова, В.А. Бутошина, О.И. Двинянина

Научный руководитель старший преподаватель Е.П. Янкович

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

Загрязнение рек – всеобщая экологическая проблема. В результате хозяйственной деятельности человека происходит загрязнение водных объектов различными химическими элементами. Водные объекты в районе Крайнего Севера, преимущественно устьевые участки рек, являются малоисследованными в гидрохимическом и гидрологическом отношении, что объясняется суровыми климатическими условиями арктического региона [5].

Цель данной работы – оценить качество воды рек, впадающих в моря российской Арктики с использованием геоинформационных технологий.

Материалом для работы послужили литературные данные по гидрохимическому анализу следующих рек: Северная Двина, Печора, Обь, Пур, Енисей, Лена, Яна, Колыма и Индигирка. Для оценки качества речных вод использован способ оценки качества водных объектов, сформированный на расчете индекса загрязнения воды (ИЗВ). Имеется семь классов загрязненности водных объектов, по величине ИЗВ: I-очень чистая, ИЗВ <0,3; II - чистая, ИЗВ >0,3 до 1; III-умеренно загрязненная, ИЗВ >1 до 2,5; IV-загрязненная, ИЗВ >2,5 до 4; V – грязная,

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

ИЗВ >4 до 6; VI - очень грязная, ИЗВ>6 до 10; VII- чрезвычайно грязная, ИЗВ >10 [1]. Для накопления литературных данных, их обобщения и сравнительного анализа использовано программное обеспечение ArcGIS.

В ходе исследования были собраны данные по основным гидрохимическим параметрам рек арктического бассейна (таблица). Так, в р. Северная Двина значения основных гидрохимических показателей находится в пределах нормы за исключением содержания железа [3]. Его концентрация в водоеме превышает ПДК в 1,4 раза. Это объясняется тем, что в реку поступают сточные воды с предприятий лесной и целлюлозно-бумажной промышленности, а также с предприятий энергетики. Аналогичная ситуация наблюдается в р. Пур и р. Енисей [6]. Поступление загрязняющих веществ в русло реки Пур связано в основном с природными факторами – болотных угодий, за счет которых идет питание реки.

Процесс загрязнения воды р. Енисей связан с деятельностью водного транспорта, лесообрабатывающей промышленностью, а также атмосферным переносом загрязняющих веществ от Норильского комбината.

В р. Индигирка наблюдается превышение ПДК по уровню содержанию меди в 4,9 раза и ртути в 28 раз [2]. Это объясняется наличием промышленных предприятий, предприятий ЖКХ и энергетики, водным транспортом, а также наличием полигонов промышленных и бытовых отходов на территории бассейна реки.

В р. Обь превышение ПДК, по литературным источникам, было установлено по фосфатам, железу и марганцу в 2; 5,8 и 1,9 раза соответственно [6]. В бассейне реки сконцентрирован огромный промышленный потенциал страны. Его функционирование порождает гигантский объем сточных вод, поступающих в русло рек.

В р. Калыма было отмечено превышение ПДК по следующим гидрохимическим параметрам: медь – в 5,1 раза, ртути – в 20 раз, хрома – в 32 раза и марганца – в 33 раза [2]. Главные источники поступления загрязняющих веществ в водные объекты Колымы являются сточные воды заводов золотодобывающей промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, а также поверхностный сток с неблагоустроенных зон населенных пунктов и сельскохозяйственных угодий.

В остальных реках, согласно литературным данным, наблюдается большое число гидрохимических показателей, значения которых превышают ПДК [3,4].

На основе собранных дан был рассчитан индекс загрязнения воды для каждого исследуемого водотока (таблица). Результаты представлены на карте (рисунок).

Таблица

Гидрохимические показатели рек арктического бассейна

Пункт	БПК ₅	хлориды	сульфаты	нитриты	нитраты	аммиак	фосфаты	железо	ИЗВ*
ПДК	4	350	500	3,3	45	2	0,2	0,3	
Северная Двина	1,8	23,08	66,86	0,004	0,83	0,25	1,1	0,41	0,3
Печора	2,4	1,47	0,98	0,008	0,38	29	1	260	111
Обь	3	3,5	39	0,1	0,57	0,61	0,4	1,75	1,1
Пур	1,6	5,7	4,8	0,006	0,24	0,22	0,11	0,9	0,5
Енисей	2,3	1,23	11,4	0,00043	0,0856	0,189	0,0052	0,426	0,3
Лена	2,1	90	40	0,012	0,5	0,35	0,03	400	167
Яна	1,6	1,37	1,93	0,004	2	41	5	190	85
Колыма	1,2	2	12,2	0,006	0,082	0,115	0,017	0,153	0,1
Индигирка	1,6	0,7	12,1	0,001	0,034	0,089	0,002	0,103	0,1

* $ИЗВ = 1/8 \sum Si/ПДК_i$, где S_i - концентрация загрязняющего вещества, $ПДК_i$ – предельно допустимая концентрация этого вещества[1].

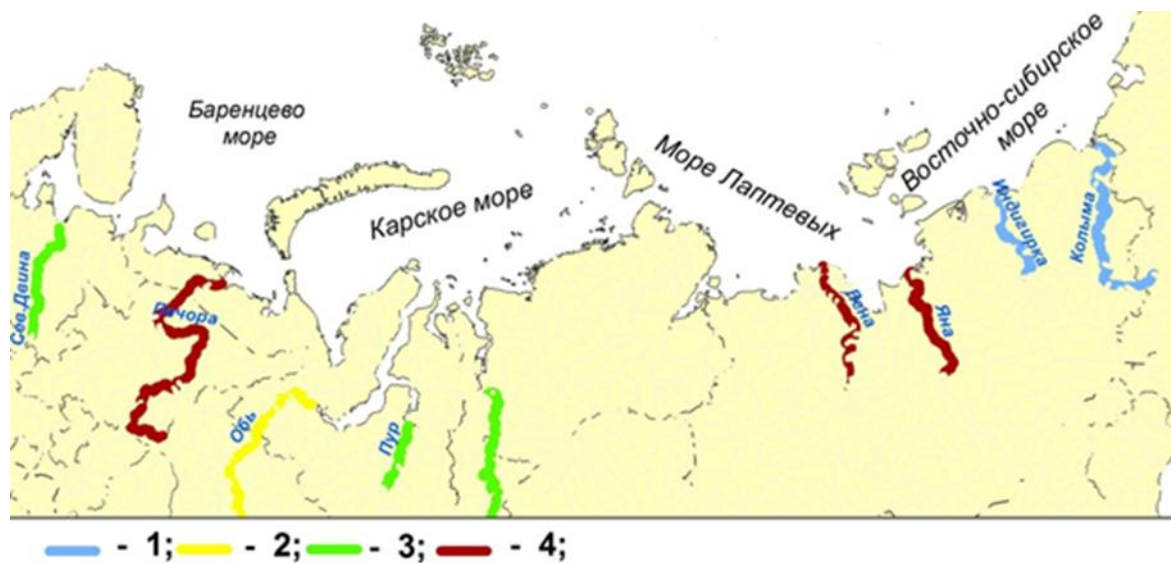


Рис. Загрязненность водных объектов арктического бассейна по величине ИЗВ

Условные обозначения: классы загрязненности водных объектов, по величине ИЗВ: 1- Очень чистая; 2 - Умеренно загрязненная; 3 - Чистая; 4 - Чрезвычайно грязная.

Согласно общепринятой методике воды рек Колыма и р. Индигирка можно отнести к очень чистым (I класс качества вод), т.к. ИЗВ по результатам анализа был равен 0,1. В реках Северная Двина и Енисей ИЗВ равен 0,3, а в реке Пур $ИЗВ = 0,5$. Таким образом они представляют собой чистые водоемы, т.е. они соответствуют II классу качества вод.

ИЗВ для реки Обь равен 1,1. Данное значение позволяет охарактеризовать водоем как умеренно загрязненный, а класс качества воды определить, как третий.

Значения ИЗВ остальных водоемов (р. Яна, р. Печора и р. Лена) очень высоки. В соответствии с общей классификацией данные водоемы следует отнести к чрезвычайно грязными, т.е. к VII классу качества вод (рис.).

Таким образом, необходимо проводить наблюдения за качеством речных вод арктического бассейна и применять меры по очистке, охране и рациональному использованию водных ресурсов.

Литература

1. Временные методические указания, по комплексной оценке, качества поверхностных и морских вод по гидрохимическим показателям. – М., 1986. – 5 с.
2. Городничев Р.М., Ядрихинский И.В., Ушницкая Л.А., Спиридонова И.М., Колмогоров А.И., Фролова Л.А. Особенности морфометрических и гидрохимических параметров водно-эрозийных озер северной части Якутии // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – № 2-3. – С. 319-320
3. Даувальтер В. А., Хлопцева Е. В. Гидрологические и гидрохимические особенности озер Большеземельской тундры// Вестник МГТУ. 2008.Т.1. №3. С. 407-414.

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

4. Знаменский В.А. Оптимальная схема расчёта допустимой нагрузки на бассейн реки / В. А. Знаменский // Программные системы: теория и приложения: электрон. науч. журн. 2011. /№ 3(7). – С.~39--40.
5. Четверова А. А., Потапова Т. М., Федорова И. В. Геохимический сток арктических рек на примере рек Западной Сибири и реки Лена // Водная среда и природно-территориальные комплексы: исследование, использование, охрана. Материалы IV Школы-конференции молодых ученых с международным участием (26–28 августа 2011 г.). Петрозаводск: Карельский научный центр РАН, 2011. С. 83-88.
6. Шорникова Е.А. Характеристика гидрохимического режима водотоков широтного отрезка Средней Оби / Е.А. Шорникова // Водное хозяйство России: проблемы, технологии, управление. – 2007. – №2. – С. 57-72.

ПРИРОДООХРАННЫЕ ЗОНЫ АРКТИКИ

А.А. Новикова, Э.И. Гудина

Научный руководитель старший преподаватель Е.П. Янкович

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

Природоохранные зоны Арктики — это места суровой и удивительно красивой природы, нетронутой человеком. На территории природоохранных зон не ведётся какая-либо масштабная хозяйственная деятельность, не разрабатываются месторождения полезных ископаемых, отсутствуют промышленные предприятия, лишь иногда встречаются редкие поселения коренных народов. Долины, изрезанные устьями рек, полярные пустыни, тундры, заповедные острова, песчаные пляжи — это лишь малая часть поражающих фантазию ландшафтов. Здесь уникальные пейзажи граничат бескрайними ледяными просторами, ведущими к легендарному Северному полюсу.

Контроль особо охраняемых природных зон Арктики включает в себя наблюдение за всеми факторами, способными нанести вред окружающей среде. Геоинформационные системы являются одним из перспективных методов мониторинга состояния охраняемых территорий. С его помощью возможно создавать карты для наблюдения за изменениями природной среды в результате различных антропогенных воздействий. Таким образом легко оценить состояние и скорость деградации природоохранной зоны [1].

С другой стороны, геоинформационные системы возможно применять как средство сбора и управления данными по природоохранным зонам. На территории заповедников, заказников и национальных парков возможно проведение масштабного мониторинга растительности, животных, птиц, разработка различных планов по охране природы.

Геоинформационные системы помогают определять границы распространения растительного и животного мира через освоенные территории между природоохранными зонами. Постоянное обновление информации помогает совершенствовать меры по охране заповедников, следить за их исполнением, вносить изменения в имеющиеся базы данных.

Геоинформационные системы используются для исследования территории в целом, а также для наблюдения за определенными видами растительности и животных в пространстве и времени. Использование геоинформационных систем помогает в поиске районов с подходящими условиями для существования и

размножения того или иного исчезающего вида, а также в наблюдении за его адаптацией.

Использование геоинформационных систем для мониторинга особо охраняемых природных зон Арктики основывается на создании единых баз данных, в которых хранится вся информация об анализируемых объектах. Они содержат:

- базу результатов контрольных измерений;
- базу характеристик природных объектов;
- базу характеристик источников загрязнения;
- нормативную базу.

База контрольных измерений считается основополагающей в процессе контроля природоохранных зон. С ее помощью возможно быстро оценить экологическое состояние заданной территории и представить ее на карте. [2].

База, включающая в себя природные объекты, находящиеся под охраной, дает возможность контролировать и давать оценку положительного и отрицательного влияния предпринятых мероприятий по природоохране на экосистему в целом и отдельные ее компоненты, принимать решения по их изменению и совершенствованию в соответствии с меняющимися внешними факторами [1].

База источников загрязнения делает возможным моделирование распространения вредных веществ в воздушной и водной средах с целью исследования сложившейся обстановки и выработки рекомендаций по ликвидации последствий кризисных ситуаций и по рациональному природопользованию. Модели распространения загрязняющих веществ в воде и в воздухе учитывают технологические характеристики предприятий (экологический паспорт), географическое местоположение, метеорологические условия [3].

Достижение нормативного качества природной среды является задачей комплексного анализа состояния природной среды и выбора на основе этого анализа природоохранных технологий является

На сегодняшний день в Арктической зоне России и на смежных территориях создано 14 государственных заповедников, национальный парк и федеральный заказник. Однако организованные природоохранные зоны занимают сравнительно небольшую площадь и имеют несистематизированное расположение. К примеру, в арктическом районе Восточной Сибири имеется всего 4 действующих заповедника, на Кольском полуострове - 6. В восточно-европейском, средне- и западносибирском районах создано или планируется 12 заповедных территорий. Данная ситуация ведет к неэффективной охране биоты, а также неполному мониторингу земель. Браконьерство и уменьшение запасов наземных и подземных ресурсов является следствием нерационального расположения или полного отсутствия заказников во многих районах. [2]. Расширение имеющихся природоохранных зон и создание новых заповедников и национальных парков на «пустующих» территориях может стать решением проблемы сокращения популяции многих видов животных, растений и птиц, и защиты уникальных экосистем от южной границы тундры и до самой «макушки» нашей планеты.

Литература

1. Data+: [Электронный ресурс]. - [1992-2016]. URL: <http://dataplus.ru/> (Дата обращения: 06.06.2016)

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

2. Алексеев В.В., Куракина Н.И., Орлова Н.В., Геоинформационная система мониторинга водных объектов и нормирования экологической нагрузки // журнал ArcReview.-2006.-№1(36).
3. Заповедники Арктики: [Электронный ресурс] // Тонкости туризма: [сайт]. URL: http://tonkosti.ru/Заповедники_Арктики (дата обращения: 29.05.2016).
4. Диагностический анализ состояния окружающей среды Арктической зоны Российской Федерации (Расширенное резюме). – Отв. редактор Б.А. Моргунов. – М.: Научный мир, 2011. - 200 с.:ил.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ АНАЛИЗ ТЕРРИТОРИЙ ОТТАИВАНИЯ КРИОЛИТОЗОНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЛГОРИТМА КЛАСТЕРИЗАЦИИ K-MEANS ПРИ ПРОЕКТНОМ ДЕШИФРИРОВАНИИ ДИСТАНЦИОННОГО ИЗОБРАЖЕНИЯ ЗЕМЛИ

К. И. Рунтов

Научный руководитель доцент С. Л. Шевырёв

Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток, Россия

Нефтегазовая отрасль, как одна из ведущих и самых развитых в России, нуждается в современных технологиях для удешевления и упрощения процессов добычи, разведки, транспортировки углеводородов и обслуживания инфраструктуры. Большое количество неразведанных месторождений газа и нефти России находятся в районе многолетней криолитозоны. Криолитозона — верхний слой земной коры, породы и почвы которого характеризуются отрицательными температурами и возможностью наличия подземных льдов. Разработка нефтегазовых месторождений в условиях вечной мерзлоты активно ведется в Ямало-Ненецком Автономном округе (ЯНАО), в наши дни. Здесь добывается 85% отечественного природного газа, что, по данным на 2015 год, эквивалентно 508 млрд кубометров. Также добывается около 7% — нефти и 75% — газового конденсата. Подготовленные к добыче газовые запасы только лишь полуострова Ямал, например, где открыто более 30 месторождений углеводородов, составляют примерно 16 трлн. кубометров.

При первичном проектировании объектов нефтегазовой промышленности в условиях криолитозоны важно провести автоматизированное дешифрирование дистанционного изображения исследуемого участка земной поверхности. Так как криолитозона характеризуется значительной чувствительностью к антропогенным факторам, климатическим условиям и особенностям рельефа.

Проблему оценки угрозы инженерным сооружениям, находящихся в зоне вечной мерзлоты, можно решить при помощи анализа площадей переувлажненных грунтов и термокарстовых озер, основанного на спутниковых данных, полученных при дистанционном зондировании Земли (ДЗЗ) [1, 2].

В связи с данной проблемой, в настоящее время, существует потребность в создании автоматизированной системы анализа изменений криолитозоны, в качестве источника топографических данных для которого могут выступать материалы ДЗЗ. Основными преимуществами этого метода являются:

- Относительная простота использования данного метода
- Отсутствие необходимости в дорогостоящем оборудовании и большом количестве персонала
- Экономия времени при получении и обработке данных

АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ

- Доступность спутниковых снимков, полученных при ДЗЗ
- Актуальность данных на момент съемки

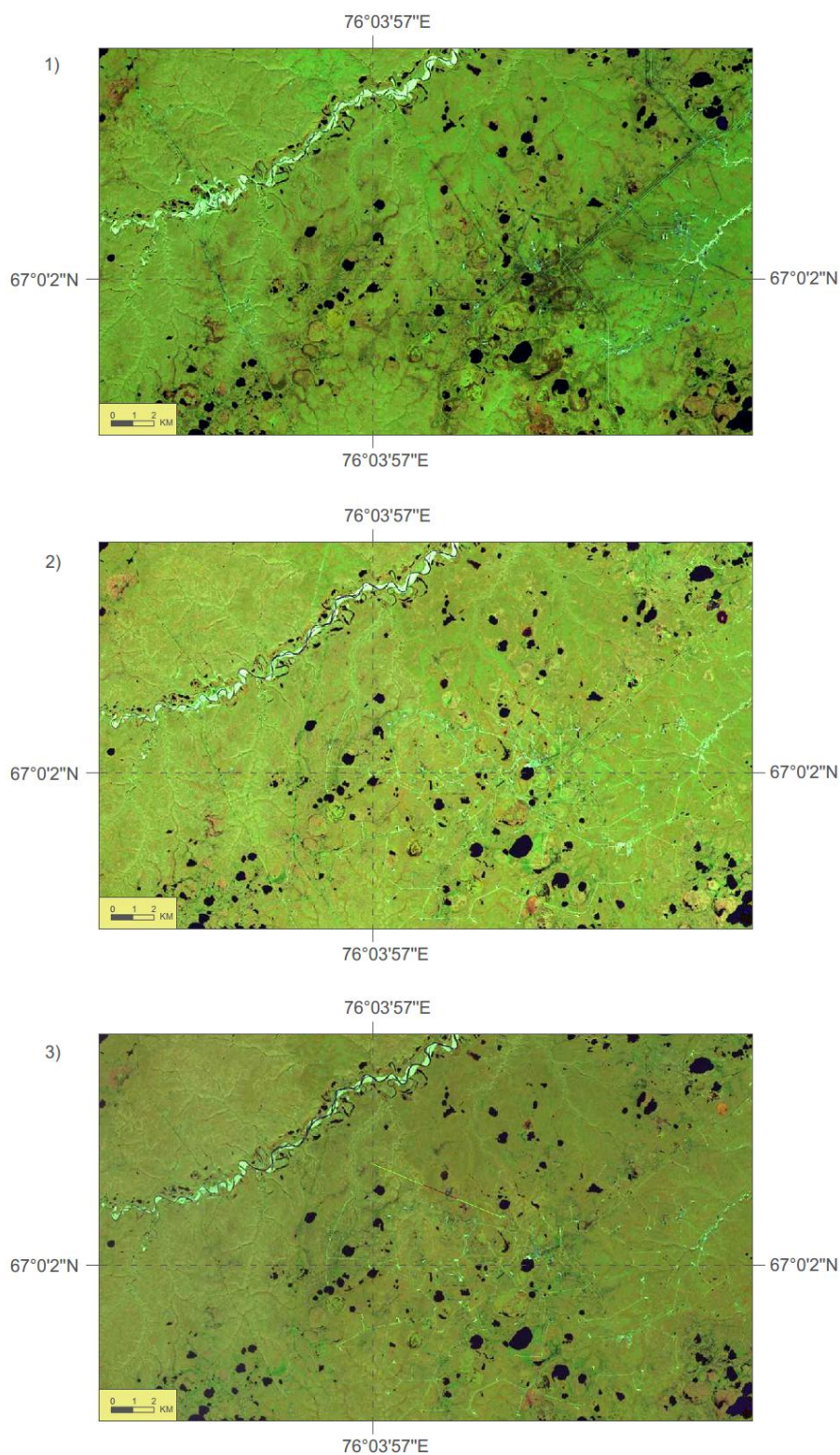


Рис.1. Результат комбинации каналов Landsat (территория Вынгапуровского месторождения, ЯНАО). 1-1987 год, 2-2006 год, 3-2009 год

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

В качестве среды программирования, для обработки данных космического снимка, был выбран командный интерпретатор Octave (бесплатный аналог Matlab). Достоинством этой среды программирования является наличие необходимых библиотек, обеспечивающих RAD (быструю разработку приложений). Материалом для проведения исследования явились комплекты спутниковых изображений Landsat (ETM/ETM+), которые имеют геологическую привязку и поставляются в формате GeoTiff. Также для соединения спектральных каналов, отслеживания географических координат снимков и дешифрирования инфраструктуры месторождения использовалась свободная геоинформационная система Quantum GIS (QGIS).

Загруженные с сайта Мэрилендского университета [3] снимки Landsat, соединяются по каналам 4-5-3 (рис.1) для того, чтобы точно отделить водные участки от другой местности. В этом же проекте создаются shape-файлы, включающие в себя инфраструктуру месторождения (рис.2). Затем они разделяются на кластеры (при помощи алгоритма K-means), выбираются изображения с выделенными кластерами, визуальными соответствующими местонахождению зон заболоченности и термокарстовых озер на снимке (рис.3). Эти изображения бинаризируются и высчитывается площадь выделенных кластеров, которая соответствует площади обводненной местности, с учетом масштаба снимка. После анализа данной местности в разные временные промежутки, сравниваются площади заболоченности для выявления изменений происходящих в криолитозоне.

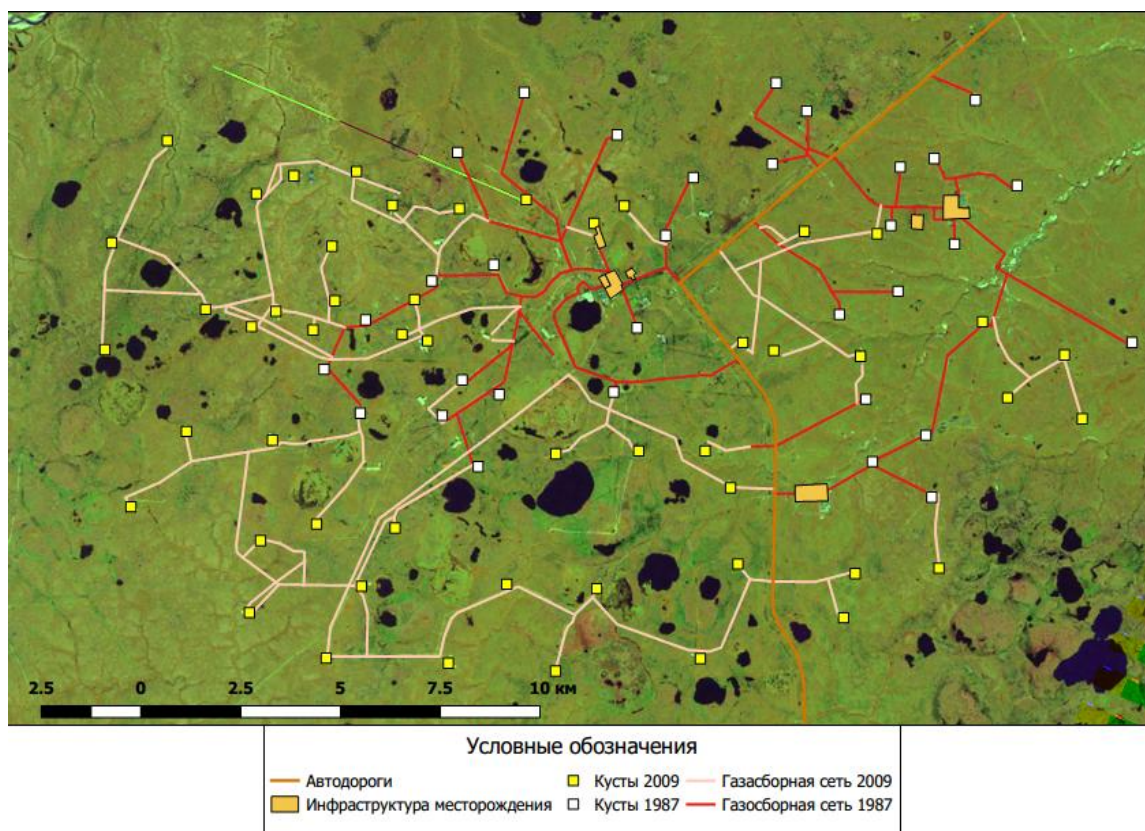


Рис.2 Результаты обработки и дешифрирования данных ДЗЗ (территория Вынгапуровского месторождения, ЯНАО)

Изменение площади показывают какое воздействие оказывает структура нефтегазовой промышленности на криолитозону в данном районе. Полученные

данные могут быть использованы для дальнейшего предупреждения проблем связанных с изменением зоны вечной мерзлоты.

Очевидно, что данный метод является крайне доступным, простым, несоизмеримо дешевым по уровню затрат, по сравнению с наземными полевыми работами, и не имеет практически никаких экономических рисков. Развитие технологий ДЗЗ в нефтегазовой отрасли позволит оптимизировать и удешевить производственные процессы, повысить безопасности производства и объективность экологических оценок.

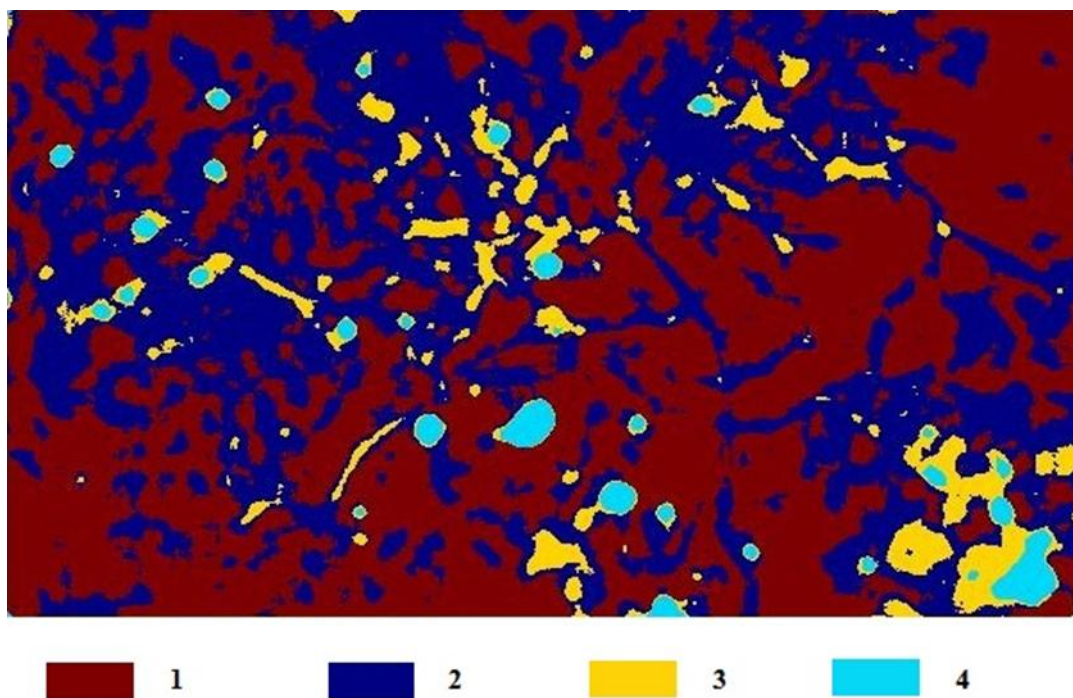


Рис.3. Результат применения алгоритма K-means для снимков Landsat (1987 г., территория Вынгапуровского месторождения, ЯНАО). 1,2 - показывают растительность местности, 3 – зоны обводнённости, 4 – термокарстовые озера

Литература

1. Михайлов С.И. Возможности использования данных дистанционного зондирования Земли в интересах предприятий нефтегазового комплекса// Земля из космоса. – 2015 – №4(20) – С.11-15.
2. Шевырев С.Л., Карпов Г.М., Журавлев А.Е., Фатьянов И.И. Автоматизация проектирования магистральных нефтегазопроводов в условиях развития многолетнемерзлых пород (по материалам орбитальных съемок)// Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2015. № S36. С. 244-250.
3. Global Land Cover Facility: Landsat Imagery [Электронный ресурс] URL: <http://glcf.umd.edu/data/landsat/> (дата обращения: 5.03.2016).

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛОВ РЕГИОНОВ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ

Л.Ш. Усманова

Научный руководитель старший преподаватель Е.П. Янкович

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

В настоящее время Российская Арктическая зона является крупнейшей в мире - ни одна страна не имеет столь обширных территорий за Полярным кругом. Согласно указу президента от 2 мая 2014 г. N 296, в Арктическую зону полностью или частично входят такие субъекты РФ, как Архангельская, Мурманская области, Республики Саха (Якутия) и Коми, Красноярский край, Ненецкий, Ямало-Ненецкий и Чукотский автономные округа [6]. Границы морских владений России в Северном Ледовитом океане определяются международными правовыми нормами. В пределах данной обширной территории имеется большое количество разрабатываемых и исследуемых месторождений полезных ископаемых. Здесь существует очевидный потенциал в использовании и развитии биологических ресурсов, трансконтинентального судоходства, экологического и экстремального туризма, полигонов научных исследований [7]. Далее более подробно рассмотрим потенциалы некоторых регионов Арктической зоны.

Архангельская область обладает достаточно большим набором полезных ископаемых: нефть, газ, алмазы, черные (хромовые и марганцевые руды), цветные (алюминий, свинец, цинк, медь, никель) и драгоценные (платина, золото) металлы, различные виды нерудного сырья, подземные воды [3]. Одной из главных отраслей экономики Архангельской области является лесная промышленность. Более 20 млн гектаров территории региона покрыты лесом, поэтому общий запас древесины здесь огромен и составляет свыше 2500 млн куб. метров. В Архангельской области также активно развивается инфраструктура торговых портов. Архангельский морской порт – северные ворота нашей страны - играет значительную роль в каботажных перевозках между районами Крайнего Севера. Важная отрасль экономики Архангельской области - туризм. Регион занимает пятое место в России по концентрации культурных памятников. Самыми главными достопримечательностями области являются национальный парк «Русская Арктика», музей деревянного зодчества «Малые Корелы», Пинежские карстовые пещеры и Соловецкий музей-заповедник, внесенный в список Всемирного наследия ЮНЕСКО [1]. Ненецкий автономный округ (НАО) является субъектом Российской Федерации и одновременно составной частью Архангельской области. НАО расположен в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, занимающей четвертое место в России по запасам нефти. Именно поэтому основой экономики региона является добыча нефти и газа. Также в регионе обнаружены месторождения каменного угля, меди, молибдена, никеля, марганца, алмазов и золота. Другой важной составляющей экономики округа является агропромышленный комплекс (оленоводство и рыболовство) [5].

Основная отрасль экономики Мурманской области — горнодобывающая. Геологи часто называют Мурманскую область «минералогической сокровищницей»: именно на Кольском полуострове были открыты более тысячи минералов, многие из которых уникальны и не встречаются в других регионах планеты [4]. Мурманская область богата апатитом, железистыми кварцитами, медно-никелевыми, апатит-магнетитовыми, редкометалльными, кианитовыми и другими рудами [2]. Второе место среди промышленных отраслей региона по праву

принадлежит добыче и переработке рыбы: помимо большого количества рек, территория Мурманской области омывается Белым и Баренцевым морями. А еще Мурманская область — один из самых популярных туристических регионов России. Здесь каждый сможет найти себе занятие по душе: от сплавов по бурным рекам и рыбалки до горных лыж и сноубординга (горнолыжная школа в Кировске — одна из лучших в стране), минералогического, экологического и экстремального туризма [4].

Арктическая часть Красноярского края представлена территориями городского округа города Норильска, Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района. База сырьевых ресурсов Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района оценивается как значительная. Здесь обнаружены запасы каменного угля, нефти, газа, золота, молибдена, меди, титана, полиметаллов, сурьмы, бора, фосфоритов. Открыты месторождения графита, термоантрацита и ограночного хризолита. На Таймыре находится Попигаевский кратер, содержащий большие запасы импактных алмазов, применяемых в промышленности. Запасы каменного угля на Таймыре уникальны по своим объемам и сосредоточены в трех крупных угленосных бассейнах: Тунгусском, Таймырском и Ленском. На территорию Таймыра «заходит» Ванкорское нефтегазовое месторождение — крупнейшее из разрабатываемых месторождений России. В Ванкорский кластер также входят Сузунское, Тагульское и Лодочное месторождения, разработку которых в ближайшее время начнет «Роснефть». 50% территории района занимает тундра — обширное пастбище для диких северных оленей, таймырская популяция является крупнейшей в России и насчитывает более 700 тысяч голов, а Таймыре создано три заповедника: Большой Арктический, Таймырский и Путоранский, последний признан ЮНЕСКО памятником Всемирного наследия человечества [9]. Норильск известен своей горнодобывающей и металлопроизводящей промышленностью (никель, медь).

Основной составляющей в экономике Чукотского автономного округа является золотодобывающая отрасль, ее доля в объеме промышленного производства региона превышает 40%. Разрабатываются пять месторождений рудного золота: Купол, Каральвеем, Валунистое, Двойное и Майское, готовятся к освоению еще три. В рудах некоторых из этих месторождений попутным компонентом является серебро. На территории округа выявлено 83 месторождения олова и 28 — вольфрама. Добыча этих металлов на Чукотке продолжалась с 1941 по 1992 год. В случае повышения мировых цен может быть возобновлена добыча на Пыркакайских штокверках — крупнейших оловоносных месторождениях в России. В ближайшее время начнется освоение Беринговского каменноугольного бассейна. Предполагается, что на пике производства на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона будет отправляться 10-12 млн тонн угля в год. В настоящее время объем добычи угля позволяет покрыть собственные потребности региона. На сегодня разведанность наиболее изученного Анадырского нефтегазоносного бассейна составляет менее 3%. Однако, как на суше, так на шельфе омывающих морей уже выявлены перспективные нефтегазоносные области. Весной 2014 года «Роснефть» начала геологоразведочные работы в Чукотском море. В районе распространено оленеводство и морзверобойный промысел. поголовье северных оленей в ЧАО составляет 200 тысяч животных, большая часть из них принадлежит оленеводческим хозяйствам [10].

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

На территории республики Саха выявлено свыше полутора тысячи месторождений и проявлений разных видов минерального сырья: алмазов, золота, олова, каменного угля, нефти и газа, редкоземельных элементов, железных руд, сурьмы, урана, свинца, цинка, серебра, вольфрама, ртути, слюды, цеолитов, апатита, многих строительных минералов, подземных вод и др. Даже при недостаточной степени геологической изученности удельный вес основных видов полезных ископаемых республики составляет большую часть минерально-сырьевого потенциала России [8].

На территории Ямало-Ненецкого АО расположены крупнейшие месторождения природного газа: Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье, Харасавэйское, Бованенковское. Также проводимые исследования показывают значительные запасы нефти. Помимо природных ресурсов, округ примечателен транспортным потенциалом. Благодаря географическому положению и наличию крупных рек, связывающих ЯНАО с другими областями и округами, ямальские морские порты являются удобным выходом на Северный морской путь для судов из многих регионов России [11].

Литература

1. Архангельская область // Арктика-Инфо [Электронный ресурс]. URL: <http://www.arctic-info.ru/Regions/193/About>, свободный.
2. Войтеховский Ю.Л. Минеральные ресурсы Мурманской области: состояние и перспективы использования при реализации стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации / Ю.Л. Войтеховский // Современные производительные силы. - 2015. - №3. – С. 128-132.
3. Малютин Е.И. Минерально-сырьевые ресурсы Архангельской области / Е.И. Малютин, В.Н. Ширококов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. - №4. - С. 3-10.
4. Мурманская область // Арктика-Инфо [Электронный ресурс]. URL: <http://www.arctic-info.ru/Regions/192/About>, свободный.
5. Ненецкий автономный округ // Арктика-Инфо [Электронный ресурс]. URL: <http://www.arctic-info.ru/Regions/194/About>, свободный.
6. О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации: указ Президента Российской Федерации от 02.05.2014 г. № 296.
7. Российская Арктика в XXI веке: природные условия и риски освоения / Алексеевский Н.И. [и др.], - М.: Феория, 2013. – 144 с.
8. Соловьев Ф.П. Природные ресурсы Якутии: монография. – М.: Спутник+, 2011. – 77 с.
9. Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район // Арктика-Инфо [Электронный ресурс]. URL: <http://www.arctic-info.ru/Regions/198/About>, свободный.
10. Чукотский автономный округ // Арктика-Инфо [Электронный ресурс]. URL: <http://www.arctic-info.ru/Regions/34/About>, свободный.
11. Ямало-Ненецкий автономный округ // Арктика-Инфо [Электронный ресурс]. URL: <http://www.arctic-info.ru/Regions/195/About>, свободный.

ОСОБЕННОСТИ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ АРКТИЧЕСКОЙ И ПРИАРКТИЧЕСКОЙ ЗОН

К.С. Янкович

Научный руководитель профессор С.П. Присяжнюк

Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики, г. Санкт-Петербург, Россия

Дистанционное зондирование определяют, как процесс или метод получения информации об объекте, участке поверхности или явлении путем анализа данных, собранных без контакта с изучаемым объектом [2].

Дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ) осуществляется путем съемки ее поверхности с применением самолетов, беспилотных летательных аппаратов, космических аппаратов. В зависимости от цели зондирования целесообразно применение какого-то определенного метода или их совокупности (группы).

Цель работы выделение наиболее ресурсоэффективного метода для изучения арктической и приарктических зон.

Сравнение методов ДЗЗ проведено по следующим критериям (табл.1):

- возможность использования данного метода для конкретной цели;
- стоимость;
- оперативность;
- детальность;
- качество предоставляемой информации;
- зависимость от природных и климатических особенностей.

Таблица 1.

Оценка применимости методов ДЗЗ для целей мониторинга ледового покрова[1]

Критерии Методы		Возможность использования данного метода для конкретной цели	Стоимость	Оперативность	Детальность (разрешение)	Площадь	Качество предоставляемой информации	Зависимость от природных и климатических особенностей
Аэрофотосъемка	Съемка беспилотным летательным аппаратом	+	+	+	+	-	+	-
	Съемка самолета	+	+	-	+	-	+	-
Космическая съемка	В видимом диапазоне	+	-	+	+	+	+	-
	В ИК диапазоне	+	-	+	+	+	+	+-
	В микроволновом диапазоне	+	-	+	+	+	+-	+-

Кроме того, была проведена оценка целесообразности применения того или иного метода для целей построения и обновления карт местности; диагностики состояния волновой активности; сбора гидрометеорологической информации. В таблице 2 представлена сводная информация.

**СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ**

Таблица 2.

Выбор оптимального метода ДЗЗ

Критерии Методы		Мониторинг ледового покрова	Построение и обновление карт местности	Диагностика состояния волновой активности	Сбор гидрометеорологической информации
		Аэрофотосъемка	Съемка беспилотным летательным аппаратом	+	+
Съемка с самолета					
Космическая съемка	В видимом диапазоне		+	+	+
	В ИК диапазоне		+	+	+
	В микроволновом диапазоне	+	+	+	+

В настоящее время широкое распространение получили космические снимки. Это объясняется тем, что съемка с искусственных спутников Земли позволяет получать информацию оперативно, практически без задержки во времени и частота съемок одной и той же местности достаточно высока [1].

Суровые условия Арктики сводят к минимуму применение самолетов и БПЛА для дистанционного зондирования. Тем не менее их использование имеет место при благоприятных условиях в течении полярного дня. Данная природная особенность позволяет выполнять единовременные задачи, не требующие постоянного мониторинга Земной поверхности.

Проведенный анализ позволил определить, что наиболее эффективным с точки зрения материальных затрат, возможности применения полученной информации для различных целей, оперативности и достоверности полученных данных является космическая съемка в микроволновом диапазоне. Тем не менее для выполнения отдельных задач и полноты информации целесообразно применение и других типов космических снимков, а также снимков с беспилотных летательных аппаратов.

Литература

1. Репина И.А., Иванов В.В. Применение методов дистанционного зондирования в исследовании динамики ледового покрова и современной климатической изменчивости Арктики. // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2012. Т.9. № 5. С. 89–103.
2. Чандра А.М., Гош С.К. Дистанционное зондирование и географические информационные системы/Пер. с англ. А. В. Кирюшина. - М.: Техносфера, 2008. -288 с.

10 СЕКЦИЯ
ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЁ РЕСУРСОВ

СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

К.Н. Ахмадеев

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

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

Сегодня в мире реализуется несколько стратегий освоения северных и арктических территорий (канадская, американская, норвежская, датско-гренландская, российская), основанных на различных концептуальных подходах и характеризующихся географическими, социально-экономическими, политическими и культурными особенностями стран.

Арктическая политика Канады строится на основании документа под названием: «Северная стратегия Канады: наш север, наше наследие, наше будущее» от 2009 года. Первое направление стратегии состоит в следующем: защита суверенитета страны. Одной из задач для выполнения этого шага состоит в укреплении военного присутствия в данном регионе. Другими словами - осуществлять контроль территории от иностранного вторжения, как на море, так и в воздухе и на суше. Второе направление, которое довольно популярно среди канадцев – развитие социально-экономической составляющей данного региона. Поддержание социальной системы, здравоохранения, образования, для того, чтобы уровень жизни населения севера стал ближе к жителям южных территорий Канады. Государство планирует в ближайшее время выделить на эти цели более 2,5 млрд. долларов. Третьим направлением, является защита и сохранение окружающей среды региона. Среди основных задач – экономия энергии и создание национальных парков. Последнее направление заключается в поддержке коренного населения, финансовыми и материальными средствами. Таким образом, Канада стремится освоить территорию севера и сделать её комфортной для проживания местного населения.

Основопологающим документом, регламентирующим деятельность по реализации национальных интересов США в Арктике, являлась директива президента Барака Обамы "Новая арктическая стратегия США", подписанная главой государства 9 января 2009 года. В соответствии с ней предполагается усилить американское присутствие в регионе путем демонстрации морской мощи, гарантировать свободу навигации и пролета воздушного транспорта, а также обеспечить возможность развертывания в нем элементов противоракетной обороны и систем предупреждения о ракетно-ядерном ударе. Администрация Барака Обамы представила 10 мая 2013 года "Национальную стратегию Арктического региона", в которой, в частности, утверждается: "Соединенные Штаты являются приарктическим государством, у которого есть широкие и серьезные интересы в Арктическом регионе. Они связаны с необходимостью обеспечивать национальную безопасность, охранять окружающую среду, ответственно управлять ресурсами, учитывать потребности коренного населения, поддерживать научные исследования и укреплять международное сотрудничество по широкому кругу вопросов". Данный документ предусматривает три основных направления деятельности - "продвижение

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

интересов национальной безопасности США", "ответственное управление ресурсами Арктического региона" и "укрепление международного сотрудничества в регионе". В тексте стратегии также говорится, что Соединенные Штаты планируют подать заявку на расширение границ континентального арктического шельфа. Администрацию Б. Обамы интересуют более 600 морских миль от северного побережья Аляски. Для осуществления этих планов Белый дом намерен добиваться ратификации Конвенции ООН по морскому праву сенатом конгресса США, которая позволит представителям страны обратиться в решающий территориальные споры Международный трибунал по морскому праву в Гамбурге.

Развитию норвежских арктических исследований, как и политике развития северных регионов в целом, уделяется внимание на самом высоком уровне. Роль науки как основного приоритета арктической стратегии Норвегии закреплена в главном документе, определяющем политику Осло на Севере и в Арктике. На сегодняшний день это послание правительства в стортинг «Северные регионы: видение и средства» («Nordomradene: Visjon og virkemidler»), принятое в 2011 году. Важно отметить, что в «Стратегии развития Северных регионов» именно наука и образование называется первой из пятнадцати приоритетных областей арктической политики Норвегии. В «Стратегии исследований в северных регионах 2006-2011» обосновывается законное право Норвегии – отстаивать свои интересы, а также нести ответственность за устойчивое развитие Арктики. Авторы стратегии аргументируют это тем, что большая часть территории и национальных вод страны находятся на Севере. Кроме того, в документе подчеркивается, что «на севере Норвегии проживает наибольшая по сравнению с другими государствами доля населения и наиболее активно ведется экономическая деятельность»⁵. Также в этом документе выделяется и особая роль Норвегии в защите интересов коренных народов, окружающей и культурной среды Арктики. По мнению авторов «Стратегии исследований северных регионов», к 2020 году Норвегия должна стать ведущим государством в области арктических исследований, получить мировое признание в вопросах управления природными ресурсами. К этому времени Северная Норвегия должна превратиться в сильный регион с развитой инновационной экономикой.

В 2008 году в Дании совместно с Гренландией был разработан документ «Арктика в переломный период: предложения по стратегии для активных действий в Арктическом регионе», в котором была сформулирована датская политика в этом направлении. В августе 2011 г. вышел документ «Стратегия Королевства Дании в Арктике на период 2011 – 2020 гг.». Оба документа разработаны на единой концептуальной основе и включают в себя разделы, связанные с проведением научных исследований. Основное содержание арктической политики Дании определяется рассмотрением связей со своими северными территориями, стремлением королевства поддержать статус арктической державы, которая активно участвует в международном сотрудничестве в этом регионе. Дания подтверждает свою приверженность принципу разработки месторождений на шельфе устойчивым образом, предпосылкой реализации которого на практике является проведение соответствующих НИОКР. Выражается озабоченность по поводу сохранения биологического разнообразия и запасов биологических ресурсов, а также в связи с усилением рисков разливов нефти, повышением нагрузки на арктическую природную среду. Дания поддерживает развитие туризма в её заморских территориях, прежде всего в Гренландии, так как это позволяет дополнить

традиционные виды хозяйственной деятельности местного населения (рыболовство и охота) новыми видами занятости.

Наибольшей проработкой отличаются "Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и на дальнейшую перспективу". В документе не только тщательно, в деталях прорисовываются основные направления деятельности государства в различных сферах развития Российской Арктики, но также выделяются этапы осуществления арктической политики России. Стратегическими приоритетами государственной политики России являются: 1) осуществление активного взаимодействия РФ с приарктическими государствами в целях разграничения морских пространств на основе норм международного права, взаимных договоренностей с учетом национальных интересов РФ, а также для решения вопросов международно-правового обоснования внешней границы Арктической зоны РФ; 2) наращивание усилий приарктических государств в создании единой региональной системы поиска и спасения, а также предотвращения техногенных катастроф и ликвидации их последствий, включая координацию деятельности спасательных сил; 3) укрепление на двусторонней основе и в рамках региональных организаций, в том числе Арктического совета и Совета Баренцева/Евроарктического региона, добрососедских отношений России с приарктическими государствами, активизация экономического, научно-технического, культурного взаимодействия, а также приграничного сотрудничества, в том числе в области эффективного освоения природных ресурсов и сохранения окружающей природной среды в Арктике; 4) содействие в организации и эффективном использовании транзитных и кроссполярных воздушных маршрутов в Арктике, а также в использовании Северного морского пути для международного судоходства в рамках юрисдикции РФ и в соответствии с международными договорами РФ; 5) активизация участия российских государственных учреждений и общественных организаций в работе международных форумов, посвященных арктической проблематике, включая межпарламентское взаимодействие в рамках партнерства Россия - Европейский союз; 6) разграничение морских пространств в Северном Ледовитом океане и обеспечение взаимовыгодного присутствия России на архипелаге Шпицберген; 7) совершенствование системы государственного управления социально-экономическим развитием Арктической зоны Российской Федерации, в том числе за счет расширения фундаментальных и прикладных научных исследований в Арктике; 8) улучшение качества жизни коренного населения и социальных условий хозяйственной деятельности в Арктике; 9) развитие ресурсной базы Арктической зоны Российской Федерации за счет использования перспективных технологий; 10) модернизация и развитие инфраструктуры арктической транспортной системы и рыбохозяйственного комплекса в Арктической зоне Российской Федерации.

Свою арктическую стратегию по использованию Северного морского пути начинает разрабатывать и Китай. С тех пор как в Северном Ледовитом океане начал таять лёд, открывая новые морские пути и доступ к огромным запасам полезных ископаемых, Китай с жадностью стал присматриваться к Арктике. Пока что Пекин сдерживается, чтобы не вспугнуть полярные государства. Но китайские официальные лица и учёные требуют развития "арктической стратегии", чтобы тоже получить долю подаренных изменением климата возможностей. Таяние арктических льдов открывает Китаю и новые торговые пути. Путь из Шанхая в

Гамбург вдоль российского побережья становится на 6 400 км короче традиционного маршрута.

Несмотря на то, что Россия и Канада соперничают в вопросе о разделе арктических пространств, они придерживаются некоторых общих принципов, которые делают возможным их сотрудничество даже в этой проблемной сфере. Во-первых, оба государства выступают за решение спорных вопросов путем переговоров и на основе норм международного права. Именно так Москва и Оттава собираются решать спор относительно подводного хребта Ломоносова, потенциально богатого нефтегазовыми ресурсами. Во-вторых, обе страны выступают за секторальный принцип деления арктических пространств (когда Северный полюс рассматривается в качестве точки, от которой проводятся прямые линии вдоль долгот). Этот принцип им более выгоден, чем так называемый «медианный линейный метод», когда разделение происходит по принципу равноудаленности граничной линии от береговой линии (или базовых точек береговой линии) сопредельных государств. Применение секторального принципа могло бы значительно увеличить контролируемые площади арктических пространств России и Канады. В-третьих, Россия и Канада выступают за закрепление статуса транзитных морских путей в Арктике как внутренних вод, что могло бы принести обеим странам немалые экономические выгоды.

Несмотря все предпринятые ранее усилия, невысокая активность разработки означает, что в целом континентальный шельф Арктики остается неразведанным. Хотя данные геологии и геофизики для региона выглядят очень привлекательно, разведке и добыче сырья в Арктике сопутствуют технические и коммерческие сложности. Суровый климат, ледовое покрытие во многих зонах создают сложности, преодолеть которые можно только высокой ценой. Инфраструктура очень локализована, а геологоразведочные предприятия всех государств должны мобилизовать оборудование и службы на больших расстояниях. Безопасность окружающей среды является приоритетной, снижение вероятности воздействия рабочих процессов на экологию потребует крупных вложений. Все эти сложности увеличивают период подготовки и влияют на коммерческое качество таких проектов. Учитывая низкую стоимость нефти, достижение уровня разведочных работ, необходимого для создания большой резервной базы, лежит в далеком будущем. Переход от успешной разведки к реальной добыче находится в будущем, еще более отдаленном, особенно учитывая нынешнюю политическую ситуацию.

Литература

1. Официальный сайт Российского совета по международным делам [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://russiancouncil.ru/>, свободный – Загл. с экрана.
2. Официальный сайт информационного агентства «REGNUM». [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://regnum.ru/>, свободный – Загл. с экрана.
3. Официальный сайт некоммерческого партнерства «Российский центр освоения арктики». [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://arctic-rc.ru/>, свободный – Загл. с экрана.

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПОЛИТИКА РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

И.Е. Абылкаиров

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

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

На настоящий момент добыча в арктическом шельфе переживает тяжелые дни, что вызвано падением цен на нефть. Но, по мнению экспертов, развитие проектов в арктической зоне является перспективным направлением. Для возможности получения выгоды от нефтедобычи в арктическом шельфе, нужно рассматривать не текущую, а перспективную прибыль. Также эксперты считают, что нефтедобыча является единственным двигателем развития регионов Арктики [6, С.5–6].

Сторонниками продолжения развития проектов на шельфе обращается внимание на то, что вложения в добычу нефти в конечном итоге всегда приносят прибыль. Так как атомная и альтернативная энергетика до сих пор не получила достаточного развития, то углеводороды еще длительное время будут оставаться основным источником энергии. Также углеводороды имеют чрезвычайно важное значение для химической промышленности, потому что большая часть материалов, важных для современной цивилизации, изготавливается именно из них [3].

Но нефтяные ресурсы являются конечными и исчерпаемыми, следовательно, предложения возрастая не будут, но также не будет снижаться и спрос на нефть. Так как нефть для современного общества является ценностью, аналогично золоту в средневековом обществе. Поэтому вложения в добычу нефти являются окупаемыми, аналогично деньгам, подверженным инфляции, вложенных в золото. Явление снижения цен на нефть является кратковременным и, по мнению экспертов, продлится не более 30 лет. При этом тот, кто сможет занять максимальный сегмент рынка в самом начале, получит наибольшую прибыль при повышении цен на нефть [5].

Даже если развитие пойдет по пессимистическому сценарию, то работы в Арктике нужно начинать уже на современном этапе, а по оптимистическому варианту – работа на Арктическом шельфе должна проводиться ускоренными темпами. Но помимо получения прямой прибыли от развития Арктического шельфа, оно также вызовет скачок в инновационном развитии и в научно-техническом прогрессе. Оправданием вложений в развитие шельфа является расчет, что вложенный доллар принесет в 7,7 раз большую прибыль в других областях экономики [1].

По инвестиционной программе «Газпрома» приоритет отдается комплексному освоению месторождения на территории Ямала, которое запланировано до 2030 и оценивается в 170 миллиардов долларов [4].

Также нужно отметить, что на современном этапе государством, совместно с бизнесом, делается все для благоприятного развития арктического инвестиционного климата и соответствующих проектов. Следовательно, Арктический регион может рассматриваться не только как источник ресурсов в далеком будущем, но и как высокодоходное направление бизнеса.

На государственном уровне создаются институты, обеспечивающие эффективную работу с компаниями, а также для продвижения соответствующих законодательных инициатив. Имеются задачи, требующие скорейшего решения.

Первостепенными задачами является увеличение инвестиционной привлекательности проектов, а также всего законодательства, имеющего отношение к Арктическому шельфу [2].

Изучая мировой опыт, можно обратить внимание, что, например, в Норвегии, государством компенсируется часть расходов на геологоразведку, это является для компаний мотивацией для увеличения объемов разведочного бурения. К вопросам, требующим очень точной настройки, относится снижение ставок соответствующих налогов. Также необходимо решать задачи по устранению дублирующих функций и связанных с развитием транспортно-логистической инфраструктуры. В первую очередь это относится к участкам, расположенным в Восточной Арктике [2].

«Воротами» из России в Арктику являются Нарьян–Мар, Архангельск и Мурманск. В указанных регионах значительно развит научно–технический потенциал, имеются соответствующие образовательные учреждения. Для проектов на Арктическом шельфе, указанный потенциал будет востребован.

Литература

- Богоявленский В.И. Нефтегазодобыча в Мировом океане и потенциал российского шельфа. ТЭК стратегии развития. – М.: 2012, №6, С. 44 – 52
- Книжников А., Бабенко М. Риски арктической нефтедобычи // Газета «Ведомости», № 3794 от 20.03.2015
- Лабыкин А. Россия не откажется от Арктики // Газета «Expert Online» от 26.11.2014
- Хазбиев А. Не добыть, так хоть разведать // Журнал «Русский репортер», № 5/2015
- Чилингаров А., Боярский В. Зачем нам Арктика? // Приложение к журналу «Сибирская нефть», № 8/2015
- Шахова Н.Е. Метан в морях Восточной Арктики / Автореферат дисс. д.г.-м.н. М.: Дальнаука, ДВО РАН, 2010. – 48 с.

КАДРОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ РАЗЛИЧНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В АРКТИКЕ

И.Е. Абылкаиров, Фам Ву Ань

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

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

Поскольку на территории Арктического региона сконцентрирована значительная часть неразведанных ресурсов, освоение Арктического шельфа следует рассматривать в рамках концепции устойчивого развития, т.е. на основе "эффективного взаимодействия органов власти всех уровней, согласование общенациональных, региональных интересов с интересами настоящих и будущих поколений по взаимосвязанным вопросам социально-экономического развития и охраны окружающей среды"[1].

Именно поэтому мной выбрана тема разведывания углеводородов Арктики и, соответственно, анализ всех проблем, в том числе и кадровых, и дальнейших перспектив нефтегазовой отрасли.

Особое положение Арктики целиком и полностью воздействует не только на экономику каких-то регионов, но и на такой макрокомплекс, как экономика страны, в частности Российской Федерации. Колоссальное количество видов продукции, на которые ориентирован Север, безальтернативны в рамках России, а также не могут

быть заменены импортом. По факту все отрасли РФ оказываются зависимыми от топливно-ресурсного и от просто ресурсного потенциала, которым обладает Арктика (см. рис.1).

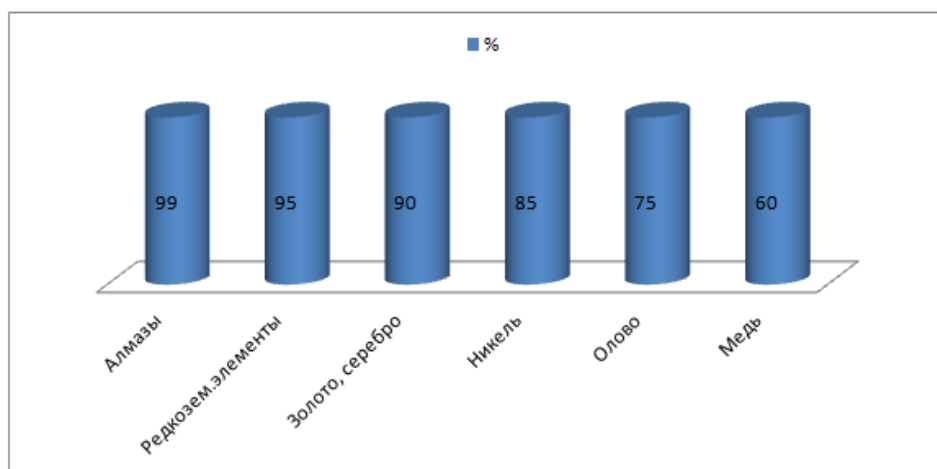


Рис.1 Запасы ресурсов в российском секторе Арктики (% от общероссийских запасов) 2013 г. [8]

При всем стратегическом значении освоение Арктики требует значительных денежных вливаний от газо-, нефтедобывающей промышленности, но не стоит забывать и о государственной поддержке северных районов. Стратегическое развитие Арктики заключается также и в том, что она является не только «ресурсной подушкой», но и районом особой безопасности РФ.

Несмотря на то, что Арктика обладает огромным потенциалом и перспективами ее развития, имеется большое количество социальных и экономических проблем, с которыми сталкиваются «первооткрыватели» Севера и само государство [2].

Уже сегодня для кадрового обеспечения народнохозяйственного комплекса Арктики вводятся новые специальности и направления высшего и среднего профессионального образования, программы дополнительного профессионального образования, переподготовки и повышения квалификации кадров. Однако, в 2012 году по сравнению с 2009–2010 годами, вслед за существенным снижением числа учебных заведений начального профессионального образования в Республике Коми, Архангельской и Мурманской областях и Красноярском крае, уменьшился и выпуск квалифицированных рабочих и служащих (и в НАО). В остальных субъектах этот показатель увеличился на фоне незначительного сокращения образовательных учреждений. Повсеместно в регионе произошло сокращение выпуска специалистов со средним профессиональным образованием, но уже на фоне роста количества вузов (кроме Мурманской области и Республики Саха (Якутия)). Подготовка специалистов с высшим образованием имеет тенденцию к снижению и количества вузов (Республика Коми и Мурманская область – без изменений), и числа выпускников (за исключением ЯНАО и Республики Саха (Якутия)).

Отчасти изменение числа учебных заведений можно объяснить учреждением двух федеральных университетов в Архангельске и Якутске, в состав которых вошли несколько региональных сузов и вузов. С 2010 года флагманом профессионального образования для нужд АЗРФ выступает Северный федеральный университет имени М.В. Ломоносова (САФУ) и его филиалы.

САФУ сегодня – это инструмент воплощения в жизнь стратегии развития российской арктической зоны. Миссия университета — формирование интеллектуальной и кадровой базы для возрождения севера страны, в том числе Арктики, защита интересов РФ в высоких широтах. Она может быть выполнена посредством создания системы непрерывного профессионального образования, а также интеграцией образования с наукой и производством, партнёрством с отечественным бизнес-сообществом. Немаловажная роль отводится также модернизации инфраструктуры обучения, увеличению её конкурентоспособности, созданию адекватной современным мировым реалиям системы управления учебной, исследовательской и научно-технической деятельностью с учётом современных требований к ресурсоэффективности и энерго- и природосбережению. В программе развития университета среди приоритетных направлений – высокотехнологические наукоёмкие отрасли и производства; развитие инфраструктуры Европейского Севера России и Арктики; развитие полярной медицины; сохранение окружающей среды.

Подготовка квалифицированных кадров для кораблестроительной отрасли, в том числе в сфере океанотехники и сервиса объектов морской инфраструктуры становится центральным фактором результативной работы. Таким образом, можно отметить, что арктический шельф обладает колоссальным углеводородным потенциалом, который следует развивать несмотря на множество разведывательных и социально-экономических сложностей. Значительные денежные вливания в техническое и технологическое оборудование для тактического и стратегического развития Арктики могут дать заметный результат уже через несколько лет.

Литература

1. Алексеев А.Н. Проблемы кадрового потенциала агропромышленного комплекса регионов Крайнего Севера // Экономика. Предпринимательство. Окружающая среда. – 2009. – № 2. – С. 52-57.
2. Дохолян С.Б. Основные направления развития корпоративной социальной ответственности бизнеса в России // Региональные проблемы преобразования экономики. – 2015. – № 2. – С. 71-78.
3. Дохолян С.Б. Социально-экологическая ответственность российских и западных компаний // Региональные проблемы преобразования экономики. – 2015. – № 3. – С. 83-86
4. Козьменко С.Ю., Селин В.С. Геоэкономические процессы в Арктике и развитие морских коммуникаций: монография. Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН. 2014.
5. Лукин Ю.Ф. Российская Арктика в изменяющемся мире: монография. – Архангельск: ИПЦ САФУ, 2013.
6. Морковкин Д.Е. Инновационное развитие экономики на основе использования механизмов государственно-частного партнерства // Вестник РГГУ. Серия «Экономика. Управление. Право». – 2015. – №1. – С. 27-35.
7. Морковкин Д.Е. Социально-экономические аспекты устойчивого развития экономики территорий // Вестник Московского университета имени С.Ю. Витте. Серия 1: Экономика и управление. – 2014. – № 1. – С. 4-10.
8. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года.

9. Татаркин А.И. Российская Арктика: современная парадигма развития— СПб. : Нестор-История, 2014. — 808 с.
10. Фаузер В.В. Демографический потенциал северных регионов России – фактор и условие экономического освоения Арктики // Экономика региона. – 2014. – № 4. – С. 69-81.

РАЗВИТИЕ АРКТИЧЕСКОГО ТУРИЗМА

А.А Алаев, С.А Иштунов, Д.С Калашникова

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

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

Правительством Мурманской области одним из стратегических направлений развития до 2020 года и на период до 2025 года определено обеспечение устойчивого экономического роста. От того, насколько уверенно чувствуют себя предприниматели, какие планы они строят, во многом зависит устойчивость роста экономики региона, а значит - уровень и качество жизни людей. Поэтому Мурманская область должна стать регионом, привлекательным для бизнеса, и, развивая свой потенциал и конкурентные преимущества на основе модернизации действующих и создания новых современных высокотехнологичных производств, обеспечить уверенный и сбалансированный рост экономики. Неотъемлемой составляющей данного направления является повышение роли туризма в экономическом и социально культурном развитии региона. Исходя из поставленных задач, к приоритетам государственной политики Мурманской области в сфере развития туризма отнесены:

- развитие туристско-рекреационного комплекса региона, формирование туристской информационной среды;
- развитие арктического туризма и расширение экологически безопасных видов туристской деятельности в Арктике;
- обеспечение рационального природопользования и развития экологически безопасных видов туризма в местах традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Севера;
- повышение конкурентоспособности регионального туристического продукта;
- развитие туристской инфраструктуры и повышение качества предоставляемых туристских услуг;
- поддержка и продвижение народных и художественных ремесел;
- поддержка и продвижение мероприятий, имеющих туристскую привлекательность (развитие событийного туризма);
- усиление роли туризма в просвещении и формировании духовно-нравственной основы развития общества;
- реализация воспитательной и культурно-познавательной функции туризма в работе с молодежью;
- повышение безопасности туристской деятельности с учетом экологических и социально-культурных рисков при использовании туристских ресурсов.

В Мурманской области внедряется комплексный подход к социально-экономическому развитию путем реализации эффективной кластерной политики. Создание и развитие кластеров является эффективным механизмом привлечения инвестиций и активизации экономической интеграции. Согласно Стратегии

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

социально-экономического развития Мурманской области до 2020 года и на период до 2025 года, в Мурманской области формируется туристско-рекреационный кластер, который будет состоять из нескольких направлений: горнолыжный туризм, экологический туризм, рекреационное рыболовство, активный туризм (сплав и подъем по рекам, снегоходный, пеший и велосипедный туризм), этнокультурный туризм, круизный и деловой туризм в Мурманске. Региональный туристско-рекреационный комплекс будет ориентирован, в первую очередь, на активно формирующийся в России средний класс, а также зарубежных контрагентов.

Туристский и рекреационный кластер имеет пространственно - распределенную структуру с ярко выраженными функциональными центрами. Центры отвечают за прием и распределение туристского потока. Основные центры локализованы в Мурманске (деловой и конгресс-туризм, туризм одного дня с последующей организацией туров по Мурманской области, стартовая точка круизного туризма) и в Кировско-Апатитском районе (активные виды туризма, в том числе горнолыжный туризм, в более долгосрочной перспективе - центр приема туристов для организации туров в Ловозерский район). Вспомогательные центры в перспективе возникнут в Терском, Ловозерском и Печенгском районах. Первые поселения поморов на Кольском полуострове, петроглифы Канозера). Реки с крупной и стабильной популяцией лососевых, живописная природа имеют потенциал для развития здесь широкого спектра туристических продуктов. К туристическим продуктам можно отнести: морские прогулки;

- морские фото - сафари и экскурсии для наблюдения за морскими животными и птицами;
- "знакомство с бытом поморов" с плаванием на традиционных поморских судах;
- организация 3-5 - дневных морских экскурсий "Кандалакша - Соловки";
- рыболовные туры по принципу "поймал-отпусти";
- пешие маршруты;
- сплавы по рекам и их комбинации.

Организационно - методический и координационный центры кластера предполагается создать на основе существующих специализированных ассоциаций туристической Мурманска. В формировании научно-образовательного модуля будут задействованы Институт экономических проблем КНЦ РАН, МГТУ, Мурманский государственный гуманитарный университет, Мурманская академия экономики и управления, Международный институт бизнеса и образования и другие научные и образовательные организации. Интенсивное развитие регионального туристско-рекреационного комплекса в свою очередь будет способствовать созданию на втором этапе реализации Стратегии кластера северного дизайна и традиционных ремесел, деятельность которого будет ориентирована как на внутри российское потребление, так и на внешние рынки.

При своей ярко выраженной пространственно-распределенной структуре, обусловленной развитием индивидуального, ручного производства продукции традиционных ремесел, а также стилизованных или новых творчески смоделированных и уникальных видов продукции, формируемый кластер имеет ярко выраженный колорит и узнаваемость. Он будет локализован в местах компактного проживания саамов и старожильческого населения, в первую очередь в Ловозерском и Терском районах.

Литература

1. Адашова Т.А. Особенности развития арктического туризма / Современные проблемы сервиса и туризма. – 2014. - №1. – С.112.
2. Семухина Е. В. Туристский потенциал арктической зоны Российской Федерации // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2015. – Т. 22. – С. 26–30. – [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://e-koncept.ru/2015/95228.htm>.

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ В ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМ АВТНОМНОМ ОКРУГЕ

О.О. Березина, В.К. Кравченко, П.Ю. Компанец

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

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

Минерально-сырьевая база Ямало-Ненецкого автономного округа уникальна и представлена разнообразными полезными ископаемыми, что создаёт надёжную основу социально – экономического развития региона. За 40 с лишним лет, прошедших с момента сварки «красного стыка» на газопроводе «Медвежье — Надым — Пунга», по которому газ Ямала впервые пошел в промышленных масштабах потребителям, ЯНАО стал основным ресурсным центром России. Сейчас здесь ежегодно добывается 85% отечественного природного газа (это пятая часть мировой добычи газа), 7% — нефти и 75% — газового конденсата.

За все время добычи газа в округе из его недр была извлечена лишь десятая часть голубого золота. Разведанные и подготовленные к добыче газовые запасы только полуострова Ямал, например, где открыты 32 месторождения углеводородов, составляют 16 трлн кубометров. А в целом известные на сегодня начальные суммарные ресурсы природного газа в ЯНАО превышают 147 трлн кубометров. Даже при существующем в округе уровне добычи — 550 млрд кубометров в год — этих запасов газа хватит на два с половиной столетия! Извлечь эти углеводороды в полном объеме — очень сложная задача. Развитие газодобычи на Ямале исторически шло в восточной части округа. Ноябрьск, Муравленко, Губкинский, Новый Уренгой, Надым — расположение всех этих городов, ставших символами отечественной газовой отрасли, вплоть до Ямбурга четко показывает направление движения газодобытчиков во второй половине прошлого века. И текущая отсюда «газовая река», берущая свое начало в Медвежьем, Уренгойском, Заполярном и других месторождениях, иссякнет еще очень нескоро.

Но основные газовые перспективы России и ЯНАО сейчас связаны с освоением месторождений, находящихся на северо-западе округа, уже непосредственно в Арктической зоне. Наиболее значимое из них — Бованенковское, содержащее в себе почти 5 трлн готового к добыче газа. Начальные запасы Харасавэйского, Крузенштернского и Южно-Тамбейского месторождений, также расположенных в северной части полуострова Ямал, составляют около 3,3 трлн кубометров. Эти месторождения были открыты и хорошо изучены достаточно давно. Бованенково (оно было так названо в честь легендарного советского геофизика Вадима Бованенко), например, было открыто еще в 1971 году. В советское время газовики пытались к нему подступить трижды, но каждый раз терпели неудач. На полуострове Ямал газа столько, что он периодически выходит на

поверхность. Для того, чтобы добывать в промышленных масштабах арктический газ, нужно не только успешно противостоять жгучему морозу и ледяному ветру, гуляющему по ямальской тундре, но и придумать и применить на практике массу новых технологий. Но российские ученые и инженеры с этой задачей справились. «Россия доказало свое первенство. Никто в мире такого не делал!». В 2012 году «Транснефть», например, начала строить 525-километровый нефтепровод «Пурпе — Заполярное», с помощью которого начнется промышленная разработка огромных нефтяных месторождений арктической зоны ЯНАО — Сузунского, Русского, Мессояхинского, Пяяхинского, Тазовского и Заполярного, а также более мелких участков, расположенных вдоль трассы нового нефтепровода. Нефть для движения по нему будет разогреваться до температуры плюс 60 градусов, а свайное основание, на котором лежит нефтяная труба, — охлаждаться практически до такой же температуры. Поэтому уже сейчас ясно, что Россия и технологически, и финансово готова к дальнейшему полномасштабному освоению углеводородного потенциала Ямала. Сейчас на территории Ямала формируются новые системообразующие центры нефтегазодобычи, такие как Бованенковский, Тамбейский, Новопортовский, расположенные на полуострове Ямал, а также Мессояхинский на северо-востоке региона и Каменномысский в акватории Обской губы. В третьем квартале этого года «Газпром», например, запускает в эксплуатацию на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении уже второй газовый промысел и планирует к 2017 году довести объем добычи газа на этом месторождении до 115 млрд кубометров в год. На самом деле цифры роста объемов добычи газа и нефти на территории Ямало-Ненецкого автономного округа могут превысить даже самые смелые прогнозы. «Газпром нефть», например, не только активно разбуривает Новопортовское месторождение на юго-восточной стороне полуострова Ямал, откуда нынешним летом уже отправился потребителям первый танкер с нефтью, но и пересматривает перспективы старых месторождений. Дебит новой горизонтальной скважины, пробуренной недавно компанией на Холмогорском месторождении, с которого 35 лет назад началась история ямальской нефтедобычи, превысил 100 тонн в сутки.

На северо-восточной оконечности полуострова Ямал сейчас строится новый морской арктический порт Сабетта, который станет опорным портом в центральной части Северного морского пути. И благодаря этому миллионы тонн ямальских углеводородов, переработанных на территории округа в более дорогую продукцию, смогут кратчайшим путем попасть в любую точку земного шара. Химические реакции при переработке углеводородов идут с выделением большого количества тепла. Расходы на утилизацию этого тепла в жарких странах составляют значительную долю в себестоимости конечного продукта. А на Ямале строить охладительные установки такого масштаба не надо — здесь и так холодно. Поэтому, по подсчетам специалистов, производство СПГ на Крайнем Севере России в среднем будет обходиться на 20% дешевле, чем в Катаре. Сейчас, когда Арктическая зона России переживает новый этап промышленного, социально-экономического, инфраструктурного возрождения, особенно важно предельно сконцентрироваться на теме природосбережения. Власти региона жестко следят за соблюдением нефтегазовыми компаниями природоохранного законодательства и проводят «генеральную уборку» острова Белый, федеральные власти договариваются с зарубежными коллегами из Арктического совета о согласованных действиях по бережному освоению Арктики. Потому что в Арктике иначе нельзя. Малейшая небрежность или пренебрежение тут же могут отозваться катастрофическими

последствиями планетарного масштаба. Ведь, без нефти и газа человечество жило тысячелетиями. А без пресной воды — человек не проживет и неделю.

Литература

1. Васильев В.В., Жуков М.А., Истомина А.В., Селин В.С. Оценка условий и перспектив использования природных ресурсов неразграниченных морских пространств в Арктической зоне. Апатиты: Изд-во ИЭП КНЦ РАН. – 2007 – ст. 147
2. Зернова Л. Дорога в белое безмолвии. Новая газета. - 2012. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.novayagazeta.spb.ru/?y=2005&n=50&id=2>
3. Криворотов А.К. Северный шельф перед лицом глобальной нестабильности. Север и Арктика в новой парадигме мирового развития. Лузинские чтения - 2010. Материалы V Международной научно-практической конференции. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН. - 2010. – ст. 17-18.
4. Ларченко Л.В. Стратегические интересы субъектов региональной экономики регионов Севера: анализ и согласование интересов// Известия РГПУ им. А.И. Герцена. - 2008. – ст. 107-113.
5. Ямало-Ненецкий автономный округ. В развитии России: научно-аналитический доклад. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН.- 2010.- ст. 213.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ

А.А. Вазим, Я.В. Другова

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

В настоящее время происходит повышение интереса к разработке арктического шельфа России, где сосредоточено свыше 16,7 млрд т начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти или более 20 % НСР нефти России. Степень изученности составляет 3,9 %, что определяет высокую перспективность проведения ГРП и вероятность открытия новых месторождений. В шельфовой зоне России сосредоточено более 78,8 трлн куб. м НСР природного газа или более 30 % НСР газа России, степень изученности – 9,9 %, для дальневосточного шельфа изученности значительно выше – 17,4 % по нефти и 17,1 % по газу. [1]

Из-за слабой или полностью отсутствующей береговой инфраструктуры затраты на добычу нефти и газа на шельфе Арктики выше чем на континенте. Разработка месторождений целесообразна только тогда, когда извлекаемые запасы нефти и газа на одном участке составят 68,2 млн. т.- 250млн. т [2].

В акваториях Баренцева, Печорского и Карского морей открыто полтора десятка месторождений нефти и газа с запасами около 9 млрд.т. В Штокмановском, Ленинградском и Русановском месторождениях превышает 10 трл. куб. м газа. Ресурсная база Арктики обеспечивает добычу более 60 млрд куб. м, до 4 млн т газового конденсата каждый год.

Приоритетными проектами арктического шельфа является освоение Приразломного нефтяного и Штокмановского газоконденсатного месторождений.

Для того чтобы определить эффективность отдельного проекта по добыче нефти и газа на Арктике, нужно провести расчет на примере условного проекта по добыче нефти газа на шельфе Баренцева моря. Такой расчет был представлен в

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РУСУРСОВ

статье Базалева Р.В. и Казначеева П.Ф. [3] В ней представлены следующие основные показатели экономической эффективности проекта в условиях налоговой системы России: NPV (чистый денежный поток) – 7002,2 млн долл.; IRR – 20,8; срок окупаемости – 10 лет. Условия добычи и реализации нефти принимаются следующие: 50% товарной нефти, добытой на месторождении, идет на экспорт, при этом остальные 50% продаются на внутреннем рынке по цене 15 330 руб./т (на 40% меньше мировой цены), транспортные расходы, связанные с экспортом нефти, равны 95долл. за тонну. Курс доллара равен 70 руб [4]. Доходы государства определяются как сумма НДС, НДС (в течение 10 лет с начала добычи нефти составляет 10%), налог на прибыль и вывозную таможенную пошлину. Другие показатели представлены в таблице 1.

Таблица 1

*Показатели экономической эффективности проекта
при норме дисконта 10 и 15 %*

Показатели	дисконт 10%	дисконт 15%
NPV, млн.руб.	148971,2	64852,4
Срок окупаемости, лет	11	12
Индекс доходности затрат,ед.	1,4	1,3
Индекс доходности инвестиций,ед.	2,2	1,7
Доход государства, млн. долл.		1 247,1

Отрицательная величина NPV проекта становится при снижении цены на 21%, добычи – на 25%, при увеличении капитальных затрат на 39% и текущих операционных – в 1,66 раза.

Чистый доход от реализации проекта делится между компанией и государством при ставке дисконтирования 15% в следующем соотношении: 27,7% - компании и 72,3% - государству. В результате налоговых изменений, вступивших в силу с начала 2015 года, доля государства возрастает: в условиях 2014 года она была бы равна 66,9%[3].

Рассмотренный проект, учитывающий добычу нефти без газа, является отстраненным от реальности случаем для России, поскольку основная часть углеводородных ресурсов арктического шельфа страны приходится на газ. Это с одной стороны увеличивает эффективность арктических проектов, а с другой стороны признает дополнительную сложность в освоении российской Арктики. Ведь при разработке нефтегазовых месторождений компаниям необходимо решать вопрос способов коммерциализации газа, направлений его экспорта и способов транспортировки.

Литература

1. Мочалов Р. А. Ключевые проблемы и особенности освоения месторождений углеводородов на шельфе арктических и дальневосточных морей [Электронный ресурс]. / Международная конференция «Экономическое развитие Сибири и Дальнего Востока. Экономика природопользования, землеустройство, лесоустройство, управление недвижимостью» 15–26 апреля 2013 г. Секция 1. Экономика природопользования. Проблемы экономического развития Сибири и Дальнего Востока [электронный ресурс]. – Режим доступа:

<https://sites.google.com/a/ssga.ru/geosiberia-2013/events/conference-3/sekcia-3-1/3-1-Mochalov.pdf?attredirects=0>

2. Зуев А.Д. Энергия морских глубин [Электронный курс]./ Нефтегазовый журнал «ТЭК России» [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cdu.ru/catalog/mintop/infograf/092014>
3. Базалева Р.В. Сравнительный анализ подходов к освоению Арктического шельфа [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://stranniy.ru/health/sravnitelenij-analiz-podhodov-k-osvoeniyu-arkticheskogo-shelef/main.html>
4. Налоговый кодекс РФ. Часть 2: [Принят Гос.Думой 19 июля 2000 года, федеральный закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ, в ред. от 01.04.2014] // Собрание законодательства РФ. – 2000. - № 32. - Ст. 3340.

ИНВЕСТИЦИОННЫЕ НАЛОГОВЫЕ ЛЬГОТЫ ДЛЯ КОНТРАГЕНТОВ РАЗРАБОТКИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

А.М. Гринкевич¹, В.Б. Романюк², А.И. Потехаев³

^{1,2} *Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

^{1,3} *Национальный исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия*

Освоение арктического шельфа является приоритетной целью национальной стратегии развития РФ, поскольку позволяет повысить энергетическую безопасность и конкурентоспособность страны.

Не смотря на то, что «шельф» уже получил большое количество налоговых льгот и преференций, требуется комплексное решение к созданию условий для привлечения инвесторов к проектам Арктического шельфа. Налоговое регулирование должно быть одним из условий создания благоприятного инвестиционного климата.

Анализируемые и предлагаемые направления совершенствования системы налогообложения в РФ нефтегазовых месторождений континентального шельфа включают:

- разработку альтернативной системы налогообложения нефтегазовой отрасли России, основанной на налогообложении дохода (прибыли) от реализации нефти – налога на финансовый результат (по сути предлагается избирательное установление льготного налогового режима для ряда инвестиционных проектов);

- перехода к налогообложению на основе универсального рентного налога, называемого в мировой практике налогом на дополнительный доход на добычу углеводородного сырья, когда уровень нагрузки зависит от рентабельности конкретного проекта, что обеспечивает реальную дифференциацию налоговой нагрузки в зависимости от конкретных условий добычи, стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений, так как налог не взимается вплоть до полной окупаемости капитальных затрат (предлагается внедрять для новых месторождений гринфилдов) [1];

- стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти с предоставлением точечных (целевых) льгот и преференций, как правило, за счет дополнительных льгот по налогу на добычу полезных ископаемых (например, налоговых каникул на этапе осуществления основных капитальных вложений), налогу на прибыль, налогу на добавленную стоимость [2];

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

- дифференциация ставок по налогу на добычу полезных ископаемых по критериям глубины шельфа и геолого-географического положения объекта;
- дифференциация всей системы рентных платежей;
- реформирование прядка и условий взимания экспортной пошлины на нефть (уже реализовано несколько этапов реформирования, получившее название «налоговый манёвр»).

При этом реализуемые реформы затрагивают предприятия, осуществляющие непосредственную добычу и реализацию сырья. Считаем, что разработка морских месторождений Арктики требует иного, комплексного подхода. По существу, необходимо льготирование и финансовая поддержка создания технологических кластеров в области морской добычи углеводородов и их переработки, включая систему береговых комплексов снабжения и жизнеобеспечения.

Функционирование морских стационарных платформ включает ряд этапов: установку на шельфе, ввод в эксплуатацию, определение порядка распоряжения, эксплуатацию, демонтаж и консервацию. Реализация данных этапов предполагает участие расширенного количества контрагентов: операторов, подрядчиков, поставщиков. Требуется учитывать и потребность в человеческих ресурсах, организации инфраструктуры, интересы коренного населения, проживающего на соответствующей территории, органов власти.

Следовательно, повышение инвестиционной привлекательности Арктической зоны РФ должно основываться на комплексе мер государственного стимулирования инвестиционной деятельности в труднодоступных, малопривлекательных территориях и бюджетно-финансового характера, и налогово-таможенной направленности, учитывающих интересы всех заинтересованных сторон.

Правильнее говорить о создании кластеров, включающих научно-исследовательские, образовательные, добывающие, обслуживающие организации и органы власти всех уровней и иных заинтересованных сторон, которые, с одной стороны, обеспечат согласование интересов, с другой, позволят получить синергетический эффект от правильной организации взаимодействия и объединения усилий.

Соответственно и развитие и инвестиционная привлекательность территорий должны обеспечиваться при активном и комплексном стимулировании и поддержке со стороны государства.

Выводы. Систематизируем принципы, на которых должна основываться инвестиционная поддержка разработки Арктического шельфа:

- обязательное оптимальное юридическое присутствие государства, поскольку речь идет о стратегических, не возобновляемых природных ресурсах;
- комплексное (кластерное) освоение территорий с обязательным бережным отношением и сохранением самобытности коренного населения (малочисленных коренных народов Севера);
- приоритетность экологических факторов при принятии любых инвестиционных решений;
- внедрение системы предпочтений и приоритетов, обеспечивающих долгосрочное и полноценное развитие данных территорий (преимущества в переподготовке и использовании трудовых ресурсов, в привлечении организаций-посредников, размещению научных заказов и т.п.);
- создание системы бюджетно-финансовой поддержки (гарантированный рынок гос. заказов, государственный контроль за ценами, изменение пропорций межбюджетного распределения налогов в пользу Северных территорий,

предоставление льготных (гарантированных) государственных кредитов или субсидий (в том числе за счет средств Фонда Национального благосостояния, что обеспечит более целевое использование рентного дохода, а именно: воспроизводство минерально-сырьевой базы и обеспечение доходами будущего поколения) и другое;

- корректировка системы налоговых и таможенных льгот и преференций для специализированных кластеров, созданных для освоения морских арктических месторождений.

Литература

1. Sharf I.V., Borzenkova D. N., Grinkevich L. S. Tax incentives as the tool for stimulating hard to recover oil reserves development // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol. 27: Problems of Geology and Subsurface Development. – [012079, 6 p.] – DOI: <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/27/1/012079> (дата обращения: 28.03.2016)
2. Габелли Г.К. Добыча углеводородного сырья на континентальном шельфе РФ: используем льготы // Промышленность: бухгалтерский учет и налогообложение. – 2014. – № 3. – С. 30 - 37.
3. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть 2 [Электронный ресурс] : федер. закон Рос. Федерации. от 5 авг. 2000 г. № 117-ФЗ : (ред. от 9 марта 2016) // КонсультантПлюс : справ. правовая система. – Версия Проф. – Электрон. дан. – М., 2016. – Доступ из локальной сети Науч. б-ки Том. гос. ун-та.

ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ЛАНДШАФТОВ АРКТИКИ

И.А. Епифанова, И.В. Корняков

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

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

Особенностями Арктической зоны РФ, оказывающими влияние на формирование государственной политики в Арктике, являются: экстремальные природно-климатические условия, включая постоянный ледовый покров или дрейфующие льды в арктических морях; удаленность от основных промышленных центров, высокая ресурсоемкость и зависимость хозяйственной деятельности и жизнеобеспечения населения от поставок топлива, продовольствия и товаров первой необходимости из других регионов России; низкая устойчивость экологических систем, определяющих биологическое равновесие и климат Земли, и их зависимость даже от незначительных антропогенных воздействий.

Основными национальными интересами Российской Федерации в Арктике являются использование Арктической зоны в качестве стратегической ресурсной базы Российской Федерации, обеспечивающей решение задач социально-экономического развития страны, развитие Арктического региона и сбережение уникальных экологических систем Арктики.

Интерес к Арктике вспыхнул несколько лет назад, когда геологоразведка подтвердила колоссальные запасы полезных ископаемых на шельфе. По данным ООН, разведанные запасы арктической нефти составляют 100 млрд т газа — 50 трлн кубометров. А согласно исследованию ученых из геологических служб США и

Дании, опубликованном в журнале Science в 2009 году, подо льдами Арктики залегают около 83 млрд баррелей нефти, что составляет 13% от мировых неразведанных запасов. Этого количества достаточно для того, чтобы обеспечивать весь мир на протяжении почти трех лет при среднем ежегодном потреблении 30 млрд баррелей углеводородов. Но доминирует в структуре углеводородных запасов Арктики не нефть, а природный газ. Природного газа в Арктике, по данным ученых, около 1550 трлн кубометров. Почти все арктические запасы природного газа находятся у берегов России. По оценкам российских экспертов на основе анализа сейсморазведочных работ и бурения, выполненных в 80-х годах, запасы Арктики составляют 100 млрд условных тонн нефти и газа. Самые крупные запасы Арктики сосредоточены в Западно-Сибирском бассейне — 3,6 млрд барр. нефти, 18,4 трлн куб. м газа и 20 млрд барр. газоконденсата. На втором месте арктический шельф Аляски — 29 млрд барр. нефти, 6,1 трлн куб. м газа и 5 млрд барр. газоконденсата. Третьим по объемам запасов является шельф Баренцева моря в его восточной части — 7,4 млрд барр. нефти, 8,97 трлн куб. м газа и 1,4 млрд барр. газоконденсата. К 2020 году предполагаемая добыча на крупном месторождении «Роснефти» и «Эксонмобил» в Карском море может составить 15-20 млн тонн ежегодно [1].

На сегодняшний день заметно увеличился интерес правительства Российской Федерации на Арктическом шельфе. Полярный сектор России включает в себя возобновляемые и не возобновляемые природные ресурсы. В российском секторе Арктики накопилось немало проблем, например, как изношенность оборудования. Данная деятельность порождает в арктических регионах в основном экологические проблемы, в силу повышенной уязвимости полярных экологических систем. Накопление десятилетиями экологического вреда наносит ущерб окружающей среде. В следствие этого, глава Правительства РФ в 2011 г. потребовал «зачистить свалки» в Арктике.

Арктической зоны, обеспечивающей решение задач социально-экономического развития страны и сбережение уникальных экологических систем Арктики.

В Арктике первоочередными целями политики Российской Федерации являются:

- расширение ресурсной базы Арктической зоны для социально-экономического развития страны,
- решение социально-экономических проблем в сфере экологической безопасности

Стратегией государственной политики Российской Федерации в Арктике являются:

• укрепление отношений России с приарктическими государствами активизация экономического, научно-технического, культурного взаимодействия, а также приграничного сотрудничества, в том числе в области эффективного освоения природных ресурсов и сохранения окружающей природной среды в Арктике.

• использования перспективных технологий для развития ресурсной базы Арктической зоны РФ [2].

Экологические цели Российской Федерации в Арктике:

• обоснования внешней границы Арктической зоны РФ за счет выполнения геолого-геофизических, гидрографических и картографических работ;

• реализации государственной программы изучения и освоения континентального шельфа РФ

• создание инфраструктуры для работы в условиях Арктики;

- внедрение энергосберегающих технологий для оптимизации экономических механизмов "северного завоза";
- формирование логистической схемы в Арктической зоне РФ
- создание системы МЧС для обслуживания объектов Арктической зоны РФ от угроз чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера [3].

При увеличении техногенного воздействия на окружающую среду Арктики обязывает соблюдать экологические требования при разведке и добыче нефти и газа, что уже стало толчком для разработки межправительственного соглашения арктических государств о сотрудничестве в области готовности борьбы с нефтяными разливами в Арктике. Причины нанесения экологического ущерба кроются не только в нефтяных разливах и захоронениях на дне морей, накоплениях отработавших ядерных реакторов, но и в промышленном освоении, с точки зрения охраны природы окружающей среды [4]. Муниципальные образования и органы местного самоуправления внимательно относятся к проблемам традиционного и рационального природопользования, систематически проводят мониторинг хозяйственной деятельности, регулярно вносят предложения о предупреждении экологических правонарушений за счет совершенствования правового регулирования природопользования.

По нашему мнению необходимо разрабатывать программы рекультивации нарушенных земель, очистке береговых зон и акваторий и разрабатывать систему постоянного экологического мониторинга за регионом для своевременного реагирования на ухудшения обстановки.

Литература

1. **Мальшева М.** Оценки углеводородных запасов Арктики [электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.gazeta.ru/science/2012/05/26_a_4602393.shtml. (Дата обращения: 26.05.2012)
2. Программа ООН по окружающей среде диагностический анализ состояния окружающей среды арктической зоны российской федерации. Глава 5. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://refdb.ru/look/1041444-pall.html>
3. Программа ООН по окружающей среде диагностический анализ состояния окружающей среды арктической зоны российской федерации. Глава 6.3 [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://refdb.ru/look/1041444-pall.html>
4. **Сморчкова В.И.** Государственное регулирование процессов реабилитации российской Арктики. Москва, 1998, 188 с.

РАЗВИТИЕ ИНФРАСТРУКТУРЫ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ ДЛЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Е.Е. Жихарева, Е.Е. Черкашина, А.В. Лукьянов

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

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

Согласно официальным данным ресурсный потенциал арктического шельфа России оценивается в 70-80 млрд т. условного топлива (по извлекаемому), и эти оценки в целом не подвергаются сомнению, несмотря на крайне низкую разведанность ресурсов (по жидким углеводородам - нефть и конденсат - не более 6 %, по газу - около 10 %) и не всегда высокую достоверность запасов. При этом до 70

% ресурсного потенциала углеводородов сосредоточено в пределах Западно-Арктического шельфа (Баренцево - включая Печорское - и Карское моря).

Учитывая роль нефти и газа в общемировом энергетическом балансе, место нефтегазовой отрасли в отечественной промышленности и в современной экономике России, масштабы углеводородного потенциала российского арктического шельфа, и, наконец, наблюдающуюся тенденцию ухудшения структуры запасов и динамики добычи нефти и газа в традиционных районах освоения, арктический шельф безусловно должен рассматриваться как стратегический резерв углеводородов, зона стратегических интересов России.[1]

С формальных позиций именно такой статус и отводится региону исходя из постоянного внимания к нему на самом высоком государственном уровне - только за последнее десятилетие сформировано множество «шельфовых» и «арктических» программ с определением конкретных целевых ориентиров по добыче нефти и газа, отличающихся амбициозностью планов и заложенных решений, масштабностью конкретных проектов.

Среди наиболее значимых причин невыполнения существующих планов и отставания в намеченных графиках освоения месторождений можно отметить две: 1) наличие специфических технических и технологических проблем; 2) геолого-экономические проблемы шельфовых нефтегазовых проектов.

Технологические проблемы освоения. Главный фактор, определяющий технологические проблемы освоения российского арктического шельфа, обусловлен наличием в пределах перспективных на углеводороды акваторий подвижных ледовых полей. Значительные ограничения накладываются краткосрочностью безледового периода, в течение которого возможно проводить буровые работы и прокладку трубопроводных сетей и промысловых коммуникаций.[2]

Для ресурсного потенциала Карского шельфа, преимущественно газоносного, дополнительные проблемы сопряжены с транспортной компонентой будущих проектов. Здесь уже стартовал проект освоения Бованенковской группы месторождений. Для нее строится собственная экспортная газотранспортная магистраль. В этих условиях логистика в сфере транспортно-производственного обеспечения добычи предопределяет необходимость первоочередного освоения ресурсов Ямала и уже потом, по мере выработки запасов сухопутных месторождений, выход на шельф. Любой другой вариант.

Теоретически возможна другая схема организации транспортировки шельфового газа, основанная на его сжижении.

С технологических позиций главным уязвимым звеном этих проектов является транспортная схема. Во-первых, потребуется значительный флот газозовов специального ледового класса. Во-вторых, для обеспечения их круглогодичной проводки в условиях сложнейшей ледовой обстановки будет необходим соответствующий флот ледоколов класса «Арктика». В-третьих, непредсказуемы и безусловно высоки техногенные риски, связанные с танкерной доставкой СПГ арктическими ледовыми маршрутами, которые затрагивают в том числе и проблему гарантий ритмичности отгрузки СПГ в зимний период.

Возможен другой вариант реализации данной схемы, более рациональный технологически, менее напряженный с финансово-экономических позиций и характеризующийся несопоставимо меньшим уровнем рисков в части реализации транспортной компоненты, к тому же позволяющий реализовать независимое освоение газовых ресурсов Карского шельфа. Он заключается в строительстве автономного газопровода, соединяющего месторождения Ямала или Карского

шельфа с Новой Землей, где может быть построен завод по сжижению газа и терминал отгрузки СПГ. Расположение здесь завода дает возможность круглогодичной отгрузки СПГ линейными стандартными (неледовыми) танкерами-газовозами, так как в этом районе ледовая обстановка более благоприятна.[3]

В минувшем году с целью экономического стимулирования освоения шельфа приняты специальные федеральные законы, которыми для арктических проектов введены новые льготы - кратно снижена налоговая нагрузка по НДС и экспортной пошлине, отменен налог на имущество. К работам здесь законодательно допущены лишь госкомпании («Газпром» и «Роснефть»), которые на десятилетия обеспечены несопоставимо более доступной сухопутной ресурсной базой, и они не заинтересованы в мобилизации огромных материальных и финансовых ресурсов для реализации весьма сложных и рискованных арктических проектов. На сегодня их активность в этом регионе сводится к усиленному лицензированию наиболее перспективных участков и поиску зарубежных партнеров, готовых взять на себя технологическое и финансовое обеспечение работ, связанных с проведением геологического изучения или освоением шельфовых месторождений. Однако в какой мере подобная стратегия отвечает национальным интересам России [4].

К сожалению, в сложившихся условиях даже удовлетворение требований по снижению налогового обременения проектов вряд ли сдвинет с места прогресс в освоении шельфа. Необходима мощная и целенаправленная политика государства, ориентированная на ликвидацию существующих проблем - в первую очередь, на развитие судостроительных мощностей и мощностей по созданию специализированного оборудования, на развитие инфраструктуры, на более глубокое изучение региона, приступать к которому необходимо уже сегодня. По мере реализации такой политики и с учетом неуклонного ухудшения структуры ресурсной базы углеводородов на суше могут возникнуть объективные предпосылки для реального инвестиционного интереса к шельфовым ресурсам. Вряд ли целесообразно прямо сегодня тратить огромные финансовые средства на форсирование добычных проектов, характеризующихся высокими технологическими и финансовыми рисками, не обеспеченных надежными технологиями и техникой, заведомо предполагающих существенно меньшую финансовую отдачу.

Литература

1. Большая нефть Тимано-Печоры / Н.Н. Герасимов и др. Редактор-составитель Н. В. Мельникова. Сыктывкар, 2009. 384 с.
2. Грамберг И.С., Супруненко О.И., Шипелькевич Ю.В. Штокмановско-Лунинская мегаседловина — высокоперспективный тип структур Баренцево-Карской плиты // Геология нефти и газа. 2001. № 1. С. 10—16.
3. Arctic petroleum geology. Edited by A.M. Spencer, A.F. Embry, D.L. Gautier, *et al.* / Geological Society Memoir. 2011. N. 35.
4. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М. и др. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. 2010. Т. 51, № 1. С. 7—17.

ОРГАНИЗАЦИЯ ГОСЗАКУПОК КОНТРАГЕНТОВ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Е.Н. Зубаха, Е.И. Жирова

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

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

Организация государственных закупок как на шельфе Арктики, как и в любом субъекте Российской Федерации регламентируется ФЗ от 05.04.2013 N 44-ФЗ (ред. от 09.03.2016) "О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд" и ФЗ от 18.07.2011 N 223-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц", а также положениями «О закупках» организаций[2].

В практике проведения тендеров на осуществление государственного заказа прочно закрепилась определенная схема работы с контрагентами. Ключевым моментом заключения договора на госзаказ является выбор наилучшего предложения поставщика.

Рассмотрим Федеральное государственное бюджетное учреждение «Администрация морских портов Западной Арктики» в разрезе способа оценки конкурсных предложений.

Наиболее часто в закупочной деятельности используется метод рейтинговой оценки поставщиков. Его мы рассмотрим более подробно.

Рейтинговая оценка предложений строится, как правило, на экспертном подходе и основывается на следующих критериях:

- цена контракта,
- срок поставки
- обоснование качества предоставляемой продукции (работ, услуг).

Как правило, в рейтинговой оценке доминирует или занимает наибольшую долю критерий – цена контракта.

На практике встречаются две крайности: первая – завышение доли критерия, характеризующего качество исполнения контракта; вторая – занижение стоимости заказа.

Завышение доли качественных характеристик в системе оценки влечёт за собой проблему повышения субъективности оценки, так количественно измерить качество исполнения зачастую довольно сложно. В свою очередь, занижение стоимости проекта, так же может повлечь за собой снижение качества исполнения государственного заказа. То есть, заказчик проигрывает в обоих случаях.

На конкурс по выполнению государственного заказа «Оказание услуг по электроснабжению» было подано три заявки.

Рейтинг подводится по двум критериям – качество и цена. Условия контракта: максимальная цена – 200 млн. руб.; срок исполнения – 3 года.

Итоговый балл i -ой заявки рассчитывается по формуле:

$$R_i = 0,45R_{ai} + 0,55 R_{ci}$$

где R_{ai} , R_{ci} , – рейтинги, присуждаемые i -й заявке по критериям «цена контракта», «качество работ и квалификация участника» соответственно.

По критерию «цена контракта» рейтинг определялся как

$$R_{ai} = 100 (A_{max} - A_i) / A_{max},$$

где A_{max} – максимальная цена контракта, тыс. руб.;

A_i – предложение i -го участника кон курса по цене контракта, тыс. руб.

Для оценки заявок по критерию "качество работ и квалификация участника конкурса" каждой заявке выставляется значение от 0 до 100 баллов. В случае если показатели указанного критерия установлены, сумма максимальных значений всех показателей этого критерия, установленных в конкурсной документации, должна составлять 100 баллов. Рейтинг, присуждаемый заявке по критерию "качество работ и квалификация участника конкурса", определяется как среднее арифметическое оценок в баллах всех членов конкурсной комиссии, присуждаемых этой заявке по указанному критерию.

В рассматриваемом случае участвовало в конкурсе три организации (по причине коммерческой тайны сведений указаны только формы организации участников конкурса), предложения участников конкурса и результаты проведения экспертизы конкурсной документации заявителей представлены в таблице 1.

Таблица 1

Рейтинг участников конкурса на право заключения государственного контракта, в баллах

Наименование предприятия	Цена		Качество, Rci в баллах	ИТОГО рейтинг Ri
	млн. руб.	Rai в баллах		
1. Общество с ограниченной ответственностью	180	8	14,58	55,58
2. Открытое акционерное общество	190	4	16,18	20,18
3. Закрытое акционерное общество	170	12	14,58	26,58

Таким образом, в данном случае главным, определяющим критерием выбора победителя конкурса является цена контракта. Если Открытое акционерное общество получило бы максимальный бал за качество исполнения проекта – 20, оно бы всё равно проиграло, так как наибольший удельный вес (80 %) занимает в рейтинге показатель цена контракта.

Понимая тот факт, что экспертную оценку устранить нельзя, что снижает объективность оценки, на наш взгляд, может достигаться прозрачностью и мониторингом полученных результатов. Под прозрачностью понимается открытость и полное обоснование выдвигаемого решения. Мониторингом поставленных оценок может послужить мнение независимой комиссии, которая уже не будет выставлять оценки, а непосредственно проведет аудит полученных результатов.

Создание такой модели мониторинга экспертных оценок позволит если не исключить, то, по крайней мере, минимизировать субъективный фактор при составлении рейтингов[1].

Таким образом, можно сделать вывод, что эффективность проводимых государственных закупок преумножает не только капитал самих компаний, но и укрепляет связи между контрагентами, а также развивает экономику одного из самых перспективных регионов нефте- и газодобычи – Арктику.

Литература

1. Романюк В.Б. Рейтинговая оценка проектов выполнения государственных заказов// Вестник науки Сибири 2012 г. № 3(4).
2. Федеральный Закон № 44 от 05.04.2013.

**ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМ ЗАГРЯЗНЕНИЯ
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ АРКТИКИ**

А.А. Канке, М.А. Николаева

Научные руководители доцент О.В. Пожарницкая, доцент М.Р. Цибульникова

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

В настоящее время экологические проблемы приобретают глобальный характер и их решение является неотъемлемой частью международной политики. Экологические проблемы Арктики имеют стратегическую важность для политики нашей страны.

Природа севера является прямым доказательством постоянного ухудшения экологии в Арктической зоне. Человеческий фактор очень пагубно повлиял на местную природу, что привело к неизбежному уменьшению растительности в т.ч. леса и уменьшение количества диких животных и птиц, разводимых в коммерческих целях. Частые пожары и очень большая вырубка леса, а также засилье браконьеров сыграли в этом свою роль. При всём этом, самый критический урон экологии Арктики нанесли и продолжают наносить промышленные предприятия региона, к которым относятся горнодобывающие, нефтегазовые и металлургические производства.

Согласно проведенным исследованиям в арктической зоне, были выявлены сильнейшие отклонения геохимического фона, ухудшение свойств грунтов и почв, уменьшение растительного покрова, появление вредоносных веществ в пищевой цепи, повлекшие за собой высокую степень заболеваемости местного населения.

Остройшей проблемой для Арктики остается утилизация отходов промышленных предприятий, накапливающихся у них в колоссальных объемах.

Западный сектор Арктики и местность, прилегающая к различным месторождениям считаются наиболее подверженными загрязнению. На основе экологических исследований, к особо вредным и загрязняющим атмосферу веществам, найденным в данном регионе, были отнесены нефтяные углеводороды, тяжелые металлы, твердые отходы и оксиды азота и серы.

Огромное количество морских ресурсов, арктические льды, считающиеся одними из чистейших – это всё нужно сохранять и рационально использовать, соответственно необходимо своевременно решать проблемы экологии и загрязнения, к которым относится, в первую очередь, правильная утилизация промышленных отходов. Развитие Арктики, с точки зрения экономики, играет большую роль в развитии не только России, но и всего мира в целом. Понимая это экологи согласны с необходимостью размещения промышленных объектов на данных территориях. Однако, непродуманное и губительное освоение и пользование ресурсами арктической зоны может нанести непоправимый вред уникальной природе этого региона, что может повлечь за собой начало всемирной экологической катастрофы.

По результатам исследований, проводимых учеными разных стран, только в арктической зоне России количество «горячих точек» (импактных районов с уровнем загрязнения выше всех допустимых норм) уже перевалило за сотню, в основном, они связаны с объектами накопленного экологического ущерба (НЭУ), являющихся постоянными источниками угрозы для экологии севера (табл.1.), производством промышленных предприятий.

Таблица 1

Объекты НЭУ в импактных районах АЗРФ

№	Импактный район	Источники воздействия на окружающую среду	Острота экологической ситуации
1	Кольский	Цветная металлургия, горнодобывающая промышленность, атомная электростанция (АЭС), тепловые электростанции (ТЭЦ), радиоактивные отходы (РАО)	Катастрофическая
2	Северодвинский (Архангельский)	Целлюлозно-бумажная промышленность, военные объекты, ТЭЦ, РАО	Катастрофическая
3	Острова АЗРФ	Военные объекты, научные станции и посты гидро-метеослужбы	Катастрофическая
4	Новоземельский (наземно-морской)	Военные объекты, затопление ядерных установок и других РАО в Карском море	Кризисная
5	Тимано-Печорский	Добыча и транспортировка углеводородного сырья	Кризисная
6	Воркутинский	Горнодобывающая промышленность, ТЭЦ	Кризисная
7	Норильский	Горнометаллургическая промышленность	Кризисная
8	Яно-Индигирский	Горнодобывающая промышленность	Острая
9	Чукотский	Горнодобывающая промышленность, АЭС, РАО, ТЭЦ	Острая

Данная характеристика подробно представлена в трудах Красовской Т.М. и Евсеева А.В.(1996,1997,2004,2008). Острота ситуации определяется по количеству горячих точек, по уровню заболеваний, зависимых от экологии и продолжительности жизни местного населения.

Горячими точками принято считать виды или источники деятельности предприятий, которые неблагоприятно отражаются на экологической обстановке и здоровье людей.

Катастрофическая оценка связана с постоянным ухудшением состояния окружающей среды в целом, выбросами в атмосферу загрязняющих веществ и с развитием других последствий, негативно отражающихся на здоровье и продолжительности жизни местного населения. Кризисная ситуация влияет на ухудшение отдельных составляющих окружающей среды, общая ситуация не является на столько масштабной, как в предыдущем случае и есть возможность уменьшить существующие риски с большим успехом. Острая же оценка говорит о том, что проблемы с экологией уже назрели, но ситуация гораздо менее серьёзна, чем в случаях упомянутых выше.

Для того чтобы остановить проблему загрязнения от промышленных предприятий, по мнению некоторых ученых, нужно воспользоваться альтернативными методами и отказаться от действующей системы сырьевой экономики.

Согласно документу, утвержденному правительством РФ «Об Основах государственной политики России в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

перспективу», в арктической зоне проводятся работы по утилизации промышленных отходов.

В 2014 году на островах архипелага Земля Франца-Иосифа было собрано около 10 000 тонн отходов производства. По словам зам.директора нац.парка по охране «Русская Арктика» Александра Кирилова: «На острове Грэм-Белл процесс ликвидации экологического ущерба, начатый годом ранее, в сезоне-2014 продолжения не получил».

Согласно выставленному плану, показатель по подготовке, сбору и вывозу арктического мусора с островов архипелага Земля Франца-Иосифа должен быть не меньше 8 000 тонн. Однако подрядчик, Госкорпорация «Росгеология», перевыполнила план и собрала более 10 000 тонн.

В Арктической зоне ведут свои работы такие российские компании как ПАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть». На обоих предприятиях существуют успешно выполняющиеся проекты по охране окружающей среды.

Работая на арктическом шельфе «Газпром» активно участвует в программах, направленных на поддержание экосистемы региона.

В 2015 году компания «Газпром» создала корпоративную программу сохранения биоразнообразия флоры и фауны российских морских экосистем арктической зоны, которая учитывает рекомендации экспертного экологического сообщества, Минприроды, WWF и Глобального экологического фонда.

23 ноября 2012 года ОАО «НК «Роснефть» совместно с Statoil ASA, подписали документ «Декларацию об охране окружающей среды Арктического континентального шельфа РФ». Деятельность предприятий, согласно этой декларации, должна быть направлена на сохранение арктической экосистемы, с целью защиты от халатности со стороны предприятий добывающей промышленности. Инициатором создания данной декларации стала компания «Роснефть». Модернизация технологических процессов, с целью уменьшения влияния на экологическую обстановку, стала приоритетным направлением данной деятельности. Подписавшие декларацию стороны должны координировать мероприятия по охране среды, принимая во внимание рекомендаций Конвенции по биологическому разнообразию. Также в декларация содержит ряд предложений о регулярном проведении мониторинга, с целью выявления возможных изменений акватории и ландшафта Арктики, включая международное сотрудничество в ходе защиты экологии Арктики (АЕПС). Представители ОАО «НК «Роснефть» признают, что вопросы, связанные с сохранением окружающей среды Арктики, являются для них первостепенными. «Роснефть» планирует подключить к этому вопросу всех своих партнеров, чтобы повысить их ответственность в сфере защиты окружающей среды и экологической обстановки в регионе.

Литература

1. Кочина Т.Я., Кушникова Г.И. Экологомедицинские последствия загрязнения нефтепродуктами геологической среды // Гигиена и санитария. – 2008. – № 4. – С. 23–26.
2. О санитарно-эпидемиологической обстановке в Российской Федерации в 2009 году: Государственный доклад Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека. –2010. – 456 с.

3. "Гринпис России" / Морская часть российской Арктики поделена / Доклад - 27 сентября. –2011. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.greenpeace.org/russia/ru/press/reports/Russian_Arctic/
4. Российский совет по международным делам/ Арктика / Аналитика / Дмитриев В.Г. Актуальные задачи международного экологического сотрудничества в Арктике: научные аспекты. – 2014. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://russiancouncil.ru/common/upload/Arctic%20Anthology%20Vol%202-6.pdf>
5. Информационное агентство Arctic info / Новости / Очистка Земли Франца-Иосифа может продолжиться в этом году. –2016. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.arctic-info.ru/news/2016/04/04/ochistka-zemli-frantsa-iosifa-mozhet-prodolzhitsya-v-etom-godu-201414521.html>
6. Госкомиссия по развитию Арктики / Путин В.В. Россия несет особую ответственность за Арктику. –2015. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://arctic.gov.ru/News/1af02043-325e-e511-80bf-14c6e493e30?nodeId=0778abc6-cd4b-e511-825f-10604b797c23&page=1&pageSize=10>
7. Российский союз промышленников и предпринимателей / Программы / «Стратегия развития арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года». –2013. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://spp.nrd.ru/programs/arctika_strategiya.pdf
8. Сайт Правительства России / Арктическая деятельность/ Об основах государственной политики России в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу. –2008. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://government.ru/info/18359/>
9. ПАО «Газпром» / Охрана природы / Экологическая политика. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/nature/ecology/>
10. ОАО «НК «Роснефть» / Устойчивое развитие / Экология, охрана труда и промышленная безопасность. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/Development/HealthSafetyandEnvironment>.

ОСВОЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ АРКТИКИ, ОСНОВНЫЕ РИСКИ

Ю.Н. Киреев, А.И. Холодюков

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

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

Арктика является одним из самых обширных регионов в мире, который еще не тронут человеком. Морские природные ресурсы этого региона являются богатым ресурсным потенциалом для приморских регионов в стимулировании влияния морской деятельности на развитие остальных отраслей в рамках регионального хозяйства, а также в повышении конкурентных преимуществ на мировых рынках. Арктика служит стратегически важным источником сырья для национальной экономики, необходимого для решения задач модернизации государства. Эффективное использование всех природных богатств арктических морей и континентального шельфа необходимо научно обосновывать и рационально организовывать.

Министр природных ресурсов и экологии РФ С.Е. Донской в своем выступлении на научной сессии общего собрания членов РАН в Москве 16 декабря 2014 года указал, «что в Арктической зоне сконцентрировано большинство уникальных и крупных месторождений углеводородов. На сегодня в макрорегионе

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РУСУРСОВ

открыто 594 месторождения нефти. Начальные извлекаемые разведанные запасы нефти в российской Арктике составляют около 7,7 млрд т. Из них – 500 млн т на шельфе. Запасы газа – 67 млрд м³ 10 млрд – на шельфе. 2014 год для российской Арктики является действительно знаковым. Именно сейчас появляются первые реальные результаты работ, начатых много лет назад. Получен первый миллион баррелей на «Приразломной», открыто крупное месторождение «Победа» в Карском море, осуществляется развитие крупных инфраструктурных проектов. Выполнение этих задач требует объединения усилий государственных органов, финансовых ресурсов. В основу этой работы лягут интеллектуальные возможности и компетенции, накопленные российскими научными центрами, среди которых особое место занимает Российская академия наук»[2].

В настоящее время в России в связи с изменениями, внесенными в 2008 году в законодательство о недрах главными недропользователями на арктическом шельфе являются ОАО «НК "Роснефть"» и ПАО «Газпром». На рисунке 1 схематично изображено долевое распределение и размещение 117 морских лицензионных участков, из них 70 – в Арктике. ОАО «НК "Роснефть"» располагает 41.35% общего числа лицензий на освоение арктического шельфа, ПАО «Газпром» владеет 31.92%, ПАО «ЛУКОЙЛ» – 8.8%, оставшиеся 17.93% распределяются между дочерними организациями ОАО «НОВАТЭК» и рядом других компаний.

По расчетам Богоявленского В.И., общая площадь 117 лицензионных участков составляет порядка 1,82 млн. км², из которых 1,38 млн км² (или 75.5 %) находится под контролем ОАО «НК "Роснефть"»[1]. К числу факторов риска, воздействующих на развитие освоения нефтегазовых ресурсов в настоящее время можно выделить следующие:

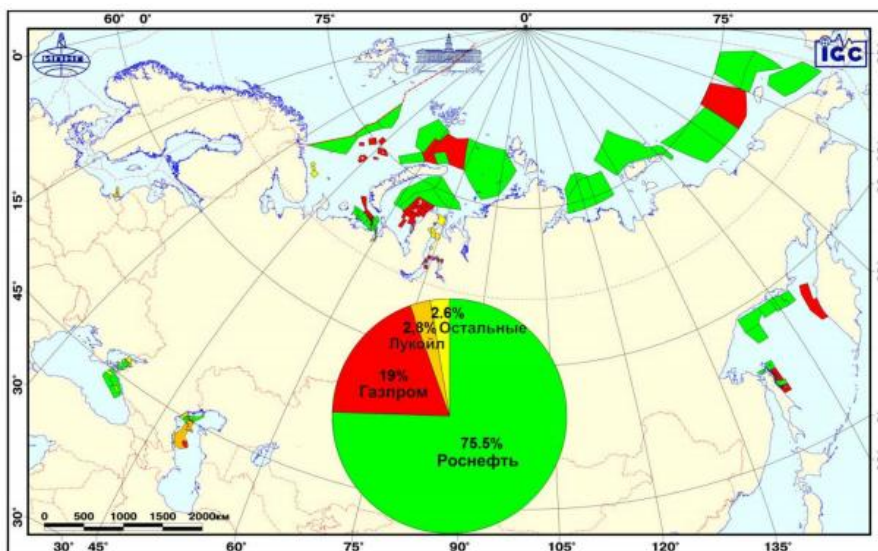


Рис.1. Лицензионные участки на шельфе России и диаграмма долевого распределения их суммарной площади по недропользователям (по состоянию на 01.07.15)[1]

1. Развитие технологий. В настоящее время реализуемые на арктическом шельфе проекты значительно различаются в технологическом плане, что в первую очередь вызвано различиями в природно-климатических условиях регионов, в которых они реализуются. В свою очередь такая тенденция приводит к потребности в разработке новых технологий и изыскания приемлемых технических решений

практически под все проекты, что увеличивает сроки реализации проектов, а также их стоимость.

2. Развитие инфраструктуры. Число объектов наземной инфраструктуры (аварийно-спасательные центры, базы снабжения, ремонтные базы), которая необходима для реализации морских операций нефтегазовой деятельности, чрезвычайно ограничено. К тому же конфигурация и мощности функционирующих в регионе портов и трубопроводных систем сужают возможности доставки дополнительных объемов углеводородного сырья потребителям, находящимся за пределами Арктики.

3. Природно-климатические условия. Низкие температуры, айсберги и паковые льды – основные особенности природно-климатических условий Арктики. Во многом такие особенности сужают возможности временного интервала проведения буровых и других морских работ, да и к тому же предъявляют ряд дополнительных требований к персоналу и оборудованию.

4. Экологическая безопасность. В настоящее время очень жесткие требования стоят к антропогенной активности в Арктике, которая должна оказывать минимальные воздействия на арктическую экосистему, при этом не нанося ей вреда, ведь существенная часть акваторий Северного Ледовитого океана обладает статусом заповедных территорий, в которых запрещена деятельность по добыче полезных ископаемых. Таким образом, активизация деятельности природоохранных организаций, может существенным образом осложнить планы по реализации проектов освоения нефтегазовых ресурсов Арктики.

5. Финансово-экономические условия. В соответствии с оценками ряда экспертов, рентабельность морских нефтегазовых арктических проектов достигается при цене на нефть от 40 до 90 долл. за баррель. Хотя, в свою очередь, начавшееся в 2014 году снижение мировых цен на нефть привело к приостановке некоторых арктических проектов из-за их нерентабельности. В это же время большинство компаний, уже осуществивших значительные вложения в арктические проекты, и по сегодняшний день продолжают над ними работу, ожидая более благоприятной ценовой конъюнктуры с момента начала промышленной добычи нефти.

6. Санкционные ограничения. В настоящее время Россия столкнулась с ограничениями в отношении поставок услуг и технологий для обеспечения работ на арктическом шельфе. Данные ограничения вызваны введением санкций со стороны западных стран, в том числе всех приарктических государств. К тому же они существенно сдерживают возможности по реализации арктических проектов, увеличивая при этом риск возникновения аварий[3].

Стоит отметить, что сложная конъюнктура на рынках нефтегазового сырья, геополитическая и макроэкономическая нестабильность, ухудшение горно-геологических характеристик месторождений – не окажут влияния на свертывание программы освоения Арктики, даже несмотря на то, что по прошествии последних 10 лет на открытие одного барреля нефтяного эквивалента новых месторождений средние затраты увеличились в 5 раз, расходы на разработку выросли в 3 раза.

Бесспорно, что любой из указанных выше факторов приносит свои риски неопределенности. К примеру, сегодня весьма проблематично предугадать, каким в долгосрочной перспективе будет уровень цен на нефть, насколько шагнут вперед технологии морской добычи газа и нефти в Арктике, растает ли к 2040 году, как предсказывают отдельные ученые, «ледяная шапка» Арктики.

В свою очередь всем приарктическим государствам необходимо приступить к формированию единых правил и стандартов, что позволит нефтегазовым компаниям использовать и разрабатывать единообразные технические решения и оборудование во всех государствах арктического региона без необходимости траты времени и средств на адаптацию их под правила и требования любой конкретной страны.

Кроме того, отдельно хочется отметить, что перенос в Арктику международной напряженности с совокупностью сохранения санкционной политики вынудит Россию привлекать к сотрудничеству внерегиональных государств, в первую очередь из Азии.

Таким образом, в сложившихся условиях в арктическом регионе международное сотрудничество может серьезно переформатироваться, а объем заказов оборудования у западных производителей для разработки арктического шельфа значительно снизиться.

Литература

1. Богоявленский В.И., И.В. Богоявленский. Освоение месторождений нефти и газа в морях Арктики и других акваториях России // Вестник МГТУ. – 2015. – том 18 №3. – С. 377-385
2. Донской С.Е. Исследования и освоение Арктики. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://pro-arctic.ru/30/12/2014/resources/12964> (дата обращения: 20.04.2016).
3. Лукин Ю.Ф. Арктический шельф: санкции и возможности (аналитический обзор СМИ) // Арктика и Север. Архангельск, 2014. [электронный ресурс]. – Режим доступа: http://narfu.ru/upload/medialibrary/086/shelf_project.pdf (дата обращения: 20.04.2016).

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА НА КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ

А.А. Кирягина, Т.О. Крючкова, Н.А. Герасимова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

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

Одной из приоритетных стратегических задач в экономике России является освоение арктического шельфа. Из 6,2млн.кв.км всей площади шельфа и континентального склона большая часть приходится на арктический регион. В феврале 2016 году Россия представила в ООН обновленную заявку на расширение шельфа в Арктике, учитывая дополнительные доказательства того, что огромный участок Северноголедовитого океана – продолжение евразийского континента. Районы, на которые претендует Россия, охватывают шельф российских арктических окраинных морей и приполюсную часть океанического бассейна в составе комплекса Центрально – Арктических подводных поднятий. В него входят: хребет Ломоносова, котловина Подводников, поднятие Менделеева, Чукотская котловина и Чукотское поднятие. В заявке Россия указывает на то, что поданная в 2014 году заявка Дании и Канады существенно перекрывает районы, включенные в заявку России. После консультации с Данией и Канадой РФ по этому вопросу достигла понимания. Окончательная делимитация континентального шельфа РФ в

Северном ледовитом океане осуществится после принятия Комиссией рекомендации по заявке РФ.

На российском арктическом шельфе открыто 20 крупных нефтегазоносных бассейнов и провинций. Половина из них являются доказанными. Восточно-Баренцевый, Южно-Карский, Лаптевский, Восточно-Сибирский и Чукотский, являются крупнейшими осадочными бассейнами. Несмотря на то, что большая часть ресурсов нефти и газа принадлежит России: 41% всех неразведанных технически извлекаемых ресурсов нефти и 71% газа, лидером по добыче нефти в Арктике является США, а по добыче газа – Норвегия. [1]

В последнее время, РФ усилила активизацию по освоению добычи нефти и газа на шельфовых месторождениях. Существует разное отношение к тому, какие проекты в Арктике считаются шельфовыми. На континентальном российском шельфе, включая Арктику, недропользователями могут быть компании с государственным участием 50% и более пятилетним опытом на нем. Частные допускаются только в составе совместных предприятий. В настоящее время выдано большое количество лицензий «Газпром»-24 лицензии, «Роснефть»-26, но освоение еще многих участков даже не началось. В данной статье рассмотрим два основных проекта «Газпрома». Добыча на континентальном шельфе Арктики в России началась в 2013 году в Печорском море на месторождение Приразломное. Освоение одного из крупнейших в мире газоконденсатных месторождений, Штокмановского в Баренцевом море, было отложено. Месторождение Приразломное было открыто в 1989 году и располагается в 60 км от берега. Извлекаемые запасы нефти превышают 70 млн. тонн. Главным акционером является Газпром. Выполнение всех технологических операций на месторождении обеспечивает морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная». Её строительство длилось с 1995 года по 2011. Платформа обошлась в 2 млрд. долларов, что в три раза больше запланированного уровня. Она отвечает самым жестким требованиям безопасности, приспособлена на максимальные в регионе ледовые нагрузки. Бурение первой скважины было начато в середине 2013 года, а в конце этого же года МЛСП «Приразломная» начала добычу. Первая нефть была отгружена в апреле 2014 года с новым названием ArcticOil (ARCO). В настоящее время на месторождении эксплуатируется две добывающие и одна нагнетательная скважины. В 2016 году «Газпром нефть шельф» ввела в промышленную эксплуатацию первую поглощающую скважину, для оптимизации процесса переработки промышленных отходов. В общей сложности проектом предусмотрен ввод в эксплуатацию 32 скважин. С момента начала добычи на «Приразломном» добыто более 10 млн. баррелей нефти. В марте 2016 года Федеральное агентство по недропользованию утвердило документ, согласно которому период стабильной добычи на Приразломном увеличен с 3 до 5 лет. Бурение за этот период позволит увеличить добычу нефти до 23,1 млн. тонн. На сегодня, Приразломное - единственный проект на российском арктическом шельфе, где ведется промышленная добыча нефти. В центральной части российского шельфа Баренцева моря в 1988 году было открыто Штокмановское месторождение. Оно расположено, примерно 600 км от Мурманска. По категории С1 запасы этого месторождения составляют 3,9 трлн. куб. м газа, а также 56 млн. тонн газового конденсата. Разработка данного проекта предусматривает полный цикл его освоения, начиная исследованием, заканчивая переработкой и транспортировкой, и разделена на три фазы. Это месторождение должно стать ресурсной базой для увеличения поставок, как трубопроводного, так и полученного с использованием СПГ- технологий (СПГ-

сжиженный природный газ) российского газа и на российский, и на международный рынки. В рамках первой фазы Штокмановского проекта в 2008 году было подписано соглашение о создании совместного предприятия. Компания специального назначения (ShtokmanDevelopmentAG - ШДАГ), в которую вошли Газпром – 50%, Statoil-24%, Total-25%, гарантирует применение наилучших технологий, безопасность и эффективное корпоративное управление. В 2012 году Statoil вышла из проекта, передав свою долю Газпрому. ШДАГ отвечает за проектирование, строительство и эксплуатацию объектов первой фазы освоения месторождения. ООО «Газпром добыча шельф» (100-процентное дочернее общество ПАО «Газпром») по поручению «Газпрома» должен был заниматься реализацией второй и третьей фазы проекта. Сроки начала освоения первой фазы Штокмана несколько раз откладывались из-за изменения параметров проекта, необходимых для принятия окончательного инвестиционного решения. Реализацию 2 фазы проекта отложили на долгий срок, из-за сомнений в экономической эффективности проекта. В 2015 году «Газпром» стал единственным владельцем компании ShtokmanDevelopment AG, что следует из сообщения газового холдинга. В сообщении отмечается, что доля «Газпрома» в ShtokmanDevelopment увеличилась с 75% до 100%. Сделка была проведена 7 июля. По словам главы Total, Штокмановский проект, который французская компания реализует в партнёрстве с «Газпромом», заморожен уже 2 года. В связи с этим Total решила сосредоточиться на «Ямал СПГ». [2] Планировалось, что газ с месторождения будет доставляться танкерами в США, но позднее было решено поставлять газ в европу по Северному потоку. Однако в настоящее время решается вопрос о возврате к СПГ транспортировке, теперь в Европу. Запланированное строительство СПГ на 2019 год, как и освоение Штокмана, пока не поднимется цена на нефть, скорее всего откладывается на более длительный срок. Освоение месторождения ожидается не ранее 2025 года, по данным Министерства энергетики РФ, это будет зависеть от мировых цен на нефть и газ, от спроса на углеводородное сырьё.

Литература

1. Мир нефти - информационный портал: [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mirnefti.ru/>, удаленного доступа. (Дата обращения: 24.04.2016)
2. Сайт ОАО «ГАЗПРОМ-ШЕЛЬФ» Информационный портал: [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://shelf-neft.gazprom.ru/>, удаленного доступа. (Дата обращения: 24.04.2016).

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ КАК ИМПУЛЬС К РАЗВИТИЮ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

А.А. Клепцын

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

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

Арктический регион крайне богат почти всеми видами природных ресурсов. По данным, которыми располагает Геологическая служба США, вероятные запасы нефти в регионе составляют около 90 миллиардов баррелей, газового конденсата - 44 миллиардов баррелей, газа - 47,3 триллионов кубических метров [3]. Наибольшим количеством запасов углеводородов среди стран, обладающих

арктическими запасами, по оценкам специалистов, является Россия. В тех районах, на которые она претендует и которыми уже владеет, содержится более 250 миллионов баррелей нефти и газа в нефтяном эквиваленте, что составляет около 60% от всех запасов Арктического региона.

Основные виды профильной продукции Севера считаются безальтернативными с точки зрения их возможного производства в других регионах страны или закупки за рубежом. Фактически ни одна отрасль экономики и социальной сферы России не могут обойтись без топливно-энергетических и других ресурсов, производимых и добываемых в северных регионах [4].

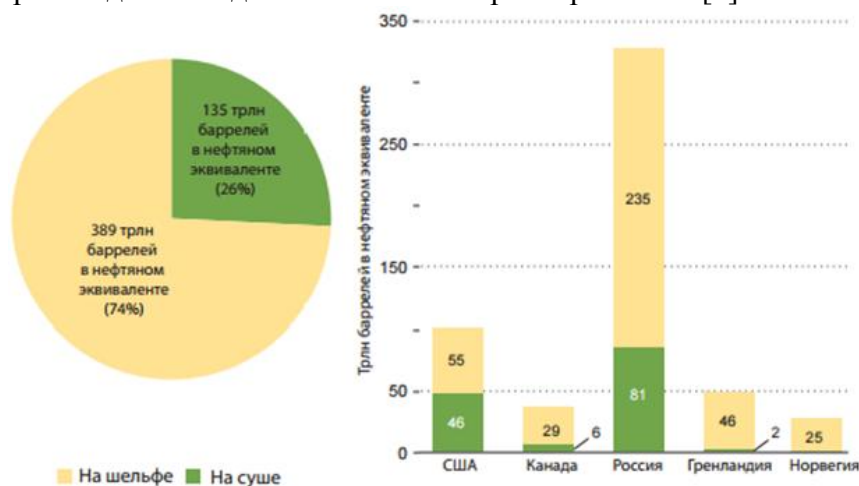


Рис.1. Потенциальный запас ресурсов в Арктике с распределением по странам

Сейчас в России происходит объективное усложнение условий и удорожание освоения нефтегазовых ресурсов в мире. Однако Россия расположена на большем удалении от основных центров спроса на энергоресурсы, на нефть и газ, чем многие основные конкуренты, плюс к этому у нас более тяжелые условия их освоения. Это наш объективный конкурентный недостаток, но он же предьявляет повышенный спрос в российском ТЭК (топливно-энергетический комплекс) на инновации. Страна, богатая природными ресурсами и зависящая от их экспорта, может идти по пути развития инноваций, используя свое ресурсное богатство как преимущество, а может встать на путь поиска инноваций за пределами нефтегазового сектора[2]. Уход от сырьевой экономики должен происходить не за счет дискриминации или — того хуже — дискредитации сырьевого сектора, а за счет ускоренного развития других — неэнергетических — отраслей, путем создания экономических стимулов. Без инноваций не произойдет снижение издержек, которое может сделать российские нефть и газ (и проекты по их добыче) конкурентоспособными. Поэтому генеральный путь для развития российской нефтегазовой отрасли — снижение издержек путем инноваций. Только с помощью новых технологий можно преодолеть трудности, связанные со сложнейшими природными условиями, с которыми сталкивается отрасль [5].

Роль государства в ресурсных отраслях должна сводиться преимущественно к формированию эффективных условий, а не к прямому хозяйственному участию в освоении ресурсов. В руках государства имеется два мощных инструмента по стимулированию и применению достижений НТП субъектами предпринимательской деятельности (в основном негосударственными компаниями). Во-первых, государственное финансирование фундаментальных НИОКР (научно-

исследовательские и опытно-конструкторские работы) и экономическое стимулирование их внедрения. Во-вторых, создание инвестиционных стимулов для повышения конкурентоспособности, в том числе для создания и развития соответствующих производств в смежных отраслях. В первом случае обеспечивается опережающий запуск новой «кривой обучения», соответствующей новому технологическому прорыву. Во втором обеспечивается повышение конкурентоспособности соответствующих инвестпроектов.

Иначе говоря, речь идет о создании в стране благоприятного инвестиционного климата, который имеет эффект понижения (при прочих равных условиях) порога рентабельности для реализации таких инвестпроектов. Для запуска любого инвестпроекта, а особенно для долгосрочного и капиталоемкого, жизненно необходимым условием его реализации является прохождение инвестиционного максимума. Это начальная фаза его реализации, когда накапливаемые капиталовложения еще не получают адекватной отдачи, поскольку добыча либо еще не началась, либо не вышла на стабильно высокие уровни[1]. Именно здесь и должно включаться государство, создавая дополнительные инвестиционные стимулы, вводя гибкие инвестиционные режимы, проводя гибкую налоговую политику для того, чтобы отказаться от части прямой (зачастую запретительной) налоговой нагрузки на инвестора на самой тяжелой, самой капиталоемкой стадии запуска проекта. Отказ от части прямых налоговых поступлений на этом этапе не означает, что государство что-то теряет. Благоприятный инвестиционный климат, нацелен на формирование максимальной совокупности всех категорий доходов государства от инвестпроекта, то есть прямых, косвенных и мультипликативных.

Литература

1. Конопляник А. Освоение шельфа Арктики может вывести российскую экономику на новый научно-технический уровень // Oil&Gas Journal Russia, – 2013. – апрель.
2. Истомина А., Павлов К., Селин В. Экономика арктической зоны России // Общество и экономика. – 2008. - № 7. - С. 158-172.
3. Кашин В. Арктическая кладовая // Ведомости. - 2008. –25 июля.
4. Зернова Л. Дорога в белое безмолвие // Новая газета. - 2006. – 2 февраля.
5. Филиппов В. В., Жуков М. А. Проблемы экономического развития арктической зоны Российской Федерации // НЭП - XXI век. Наука. Экономика. Промышленность. - 2006. - № 2. - С. 19-22.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНОЙ АППАРАТУРЫ "СКАЛА 64" ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ОСНОВАНИЙ ФУНДАМЕНТОВ СООРУЖЕНИЙ В АРКТИКЕ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ

В.К. Кравченко, П.Ю. Компанец, О.В. Пожарницкая

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

Освоение северных территорий России играет огромную роль в экономике нашей страны и, несомненно, в развитии нефтяной промышленности. Огромные

месторождения, расположенные в условиях многолетней мерзлоты, имеют колоссальные по своему объему запасы нефти и газа, для транспортировки которых требуется удобный и экономически выгодный способ. Этим критериям в полной мере соответствует только трубопроводный транспорт. Поэтому значение новой трубопроводной системы в столь труднодоступном районе России сложно переоценить.

По сравнению с месторождениями, расположенными в центральной и южной частях страны, северные месторождения обладают рядом особенностей, затрудняющих их обустройство и разработку обслуживающих их комплексов. Одной из особенностей являются сложные инженерно-геологические условия территории освоения и обустройства северных месторождений: наличие многолетнемерзлых пород, просадочных и пучинистых грунтов диктует требования по более тщательному и детальному изучению, анализу и учету данных инженерно-геокриологических изысканий при проектировании и строительстве объектов обустройства месторождений.

В связи с этим возникают сложности при проектировании и строительстве комплексов обустройства месторождений Арктики. Магистральный газопровод – один из основных элементов газотранспортной системы и главное составное звено единой системы газоснабжения России. Одно из самых важных при строительстве трубопровода это выбор места. Для определения положения трубопровода необходимо иметь представление о породах, складывающих поверхностный слой, и о процессах, происходящих в них. На поставленные вопросы ответ могут дать геофизические исследования пород.

Современный уровень развития малоглубинных геофизических исследований позволяет решать необходимые задачи в различных областях нашей жизни: экологический контроль, почвоведение и земледелие, инженерные изыскания и т.д. Методы геофизики находят широкое применение в строительстве.

Геофизические исследования при инженерно-геологических изысканиях для проектирования и строительства магистральных трубопроводов выполняются для определения:

- состава грунтов
- мощности и условий залегания грунтов
- определение глубины залегания уровня грунтовых вод в полосе трассы проектируемых трубопроводов и на площадках сопутствующих сооружений.[1]

Выполнения вертикального электрического зондирования производится с помощью следующих установок: симметричной четырехэлектродной, симметричной трехэлектродной, трехэлектродной градиентной, дипольной, частотное и электромагнитное зондирование, зондирование становлением поля в ближней зоне и др. Для определения состава, мощности и условий залегания грунтов, с целью уточнения инженерно-геологического разреза, на сложных участках по трассе трубопровода рекомендуется выполнять вертикальное электрическое зондирование. Длина установки АВ до 50 м, с обеспечением глубины исследования не менее 5 м. На участках перехода трубопровода через водные преграды выполняется вертикальное электрическое зондирование с длиной установки АВ 100-250 м, с обеспечением глубины исследований от 15 до 30 м. Точки наблюдений ВЭЗ располагаются по линиям профилей по береговой части – через 20-50 м, по русловой части – через 10-20 м.[3]

В ООО “Конструкторское Бюро Электростроения” при институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН был разработан комплект электроразведочной аппаратуры “Скала 64”. Это многоэлектродная электроразведочная станция для работы методом сопротивлений: ВЭЗ, ЭП, 2D и 3D томография. Используя два 24-электродных кабеля с шагом 5 метров между электродами, получаем данные для построения геоэлектрического разреза по профилю длиной до 235 метров, затраты времени на построение которого составляют порядка 10 минут, тогда как аналоги предлагают временные затраты не менее 15 минут. Данные измерений по параллельным профилям можно обработать программой трехмерной инверсии и получить пространственное распределение УЭС на глубину до 100м. Широкое применение станция получила при исследовании различных площадок под строительство.[2]

Характеристика станции “Скала-64” включает в себя: интерактивный подбор параметров шаблона измерений; автоматическая проверка заземления электродов; оценка стабильности каждого измерения; визуальный инструментальный контроль качества данных; автоматическая фильтрация и сглаживание; сохранность данных при обрывах питания; отключение любых электродов; гибкое управление; автоматическая проверка заземления электродов; оценка стабильности каждого измерения.

С помощью аппаратуры “Скала-64”, возможно проводить мониторинг геологических процессов. Электроразведочный комплекс “Скала-64” является достойным конкурентом среди зарубежных аналогов. Базовая комплектация (без кос и электродов) имеет стоимость около 1,8 млн. руб. Комплект “Усиленный” (косы К-32*5м 2 шт., электроды и клипсы) повышает стоимость на 310 тыс. руб., экономия по сравнению с зарубежными аналогами составит минимум 500 тыс. руб. за комплект. Затраты на транспортировку не изменятся, так как приборы данного типа имеют одинаковые габариты и вес. Срок службы для нашего аппарата составляет 5 лет, что на два года больше чем его аналог в производстве ЭРГ-01-116. Эксплуатация прибора не несет в себе затрат кроме плановых замен аккумуляторов, в отличие от своих европейских аналогов, которые работают на сменных электродах. Производительность и эффективность решения исследовательских задач гарантированно увеличиваются.

Таким образом, разработанный прибор позволяет качественно проводить исследования грунтов в сложных геокриологических условиях Арктики и получать всю необходимую подробную информацию для строительства зданий и сооружений высокой надежности в условиях вечной мерзлоты, а также уменьшить. Данный прибор может быть использован на площадных объектах строительства магистрального газопровода “Сила Сибири”, а также на территории Тикси и моря Лаптевых (Западная Якутия).

Литература

1. Комков В.А., Рощина С.И. Тимахова Н.С. Техническая эксплуатация зданий, 2005г.
2. СП 13-102-2003. Правила обследования несущих конструкций.
3. ТСН 13-311-01 Обследование и оценка технического состояния зданий.
4. Хмелевской В.К. Учебное пособие - Анализ состояния почвы.

**СПЕЦИАЛЬНЫЙ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ ДЛЯ СУБЪЕКТОВ
АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ**

С.В. Кравченко, В.В. Кучков, О.А. Антоненко

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

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

Для устранения проблем регионального развития арктических территорий, а также создания эффективной системы налогообложения и таможенного регулирования, соответствующей инновационному социально ориентированному типу экономического развития страны, автором предлагаются следующие концептуальные подходы:

- совершенствование налоговой, таможенной и региональной политики в их взаимосвязи для стимулирования развития экономики арктических регионов, в том числе активизации и обеспечения сбалансированного развития внешнеэкономической, инновационной и инвестиционной деятельности;

- совершенствование налогообложения и таможенно - тарифного регулирования участников внешнеэкономической деятельности.

Таблица 1

Реформирование в сфере налогообложения нефтедобычи (налоговые маневры)

Этапы	Годы	Меры	Эффекты
Система «60-66-90»	2011	снижение экспортной пошлины (ЭП) на нефть; снижение ЭП на светлые нефтепродукты; увеличение ЭП на темные нефтепродукты	стимулирование и поддержание добычи на действующих месторождениях; увеличение инвестиций в глубину переработки нефти; снижение экономики экспорта темных нефтепродуктов
«Малый налоговый маневр»	2013	несущественное снижение ЭП на нефть; несущественное снижение ЭП на дизельное топливо; увеличение НДС на нефть	рост бюджетных поступлений; сохранение маржи и привлекательности разработки месторождений, а также нефтепереработки; первый этап перекалывания налоговой нагрузки с экспорта на добычу нефти
«Большой налоговый маневр»	2014	Существенное снижение ЭП на нефть в 1,8 раза Существенное снижение ЭП на светлые нефтепродукты Существенное поэтапное увеличение НДС на нефть в 1,7 раза	Компенсация бюджетных поступлений за счет поэтапного увеличения НДС в 1,7 с сохранением льгот для нефти, добываемой на шельфе. Второй этап перекалывания налоговой нагрузки с экспорта на добычу нефти. Снижение рисков субсидирования стран ТС в рамках создания ЕЭП.

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

Реализация эффективной региональной политики во многом зависит от действенного государственного регулирования. Представим реформирование в области налогообложения представим в таблице 1.

Выработка и реализация взаимосвязанной государственной (бюджетной, налоговой, внешнеэкономической и региональной таможенно - тарифной) политики возможна при использовании государственных и рыночных рычагов в оптимальном сочетании, при учете интересов федеральных, региональных и коммерческих структур.

На современном этапе инструментом реализации эффективной государственной региональной политики в России может стать налоговый и таможенный механизм [1].

Меры налогового и таможенного стимулирования должны быть направлены на реализацию следующих основных государственных приоритетов регионального развития:

- стимулирование сбалансированного регионального развития и создание новых региональных центров экономического роста;
- содействие развитию регионов, имеющих особо важное геополитическое значение для страны, в том числе северных регионов арктической зоны;
- поддержка имеющегося или потенциального экспортно ориентированного производства (приоритетных отраслей промышленности);
- стимулирование экспорта высокотехнологичных товаров и услуг;
- содействие развитию импортозамещающих производств в высоко — и среднетехнологичных секторах экономики;
- повышение конкурентоспособности российского экспорта (содействие развитию базовых отраслей промышленности и стимулирование экспорта обрабатывающих отраслей);
- стимулирование инвестиционной и внешнеэкономической деятельности (поддержание необходимого уровня инвестиционной привлекательности отраслей и регионов страны);
- содействие технологической модернизации российской экономики (например, за счет облегчения доступа к использованию передового иностранного оборудования и технологий);
- поддержка малого и среднего предпринимательства.

Все эти приоритеты связаны одной идеей — созданием среды для реализации потенциала модернизации и создания новых производств.

Литература

1. Современные тенденции развития нефтегазового комплекса [Электронный ресурс] : монография / О. В. Пожарницкая [и др.]; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — 1 компьютерный файл (pdf; 3.9 МВ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2015. — Заглавие с титульного экрана. — Доступ из корпоративной сети ТПУ. — Системные требования: Adobe Reader. [электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2016/m051.pdf>.

ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

М.Ш. Малинкаев

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

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

Освоение арктического шельфа является одной из приоритетных стратегических задач экономического развития России. В последние несколько лет страна активизировала усилия по освоению обширных запасов углеводородных ресурсов на своём континентальном шельфе в рамках государственных инициатив, направленных на стимулирование добычи нефти и газа на шельфовых месторождениях. Площадь шельфа и континентального склона РФ достигает 6,2 млн. кв. км, причём значительная доля указанной территории приходится на арктический регион. Этот показатель может оказаться ещё выше, так как в настоящее время Россия трудится над подготовкой заявки о расширении границ своего континентального шельфа в Арктике.

Освоение Арктики открывает перед компаниями колоссальные перспективы, однако одновременно деятельность в этом районе связана с высокими рисками. Нефтегазодобывающим компаниям необходимо доказать, что они могут обеспечить безопасность при разработке арктических недр. Добыча углеводородов требует соблюдения усиленных мер безопасности и точных экономических оценок, и любая форс-мажорная ситуация (разлив нефти или несчастный случай) может привести к катастрофическим последствиям. Для обеспечения экономической целесообразности добычи углеводородов в Арктике цены на нефть должны стать выше текущего уровня, но перспектива на ближайшее время остаётся неопределённой. Кроме того, существуют ещё два фактора, влияющие на разработку арктических ресурсов, — геополитический и экономический.

Геополитика играет огромную роль, так как в Арктике сталкиваются интересы многих стран. В регионе идёт борьба за контроль над недрами. В таких политических условиях сложно надеяться на появление крупных инвесторов и рассчитывать на подписание долгосрочных контрактов, которые необходимы для освоения Арктики. Тем не менее, экономическое сотрудничество и конкуренция, базирующиеся преимущественно на использовании передовых технологий и ресурсов таких важных игроков, как ExxonMobil, Royal Dutch Shell, BP, Statoil, Eni, Total SA, Chevron и ConocoPhillips, российских компаний ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром» могут создать предпосылки для эффективного освоения этого региона и вселяют надежды в отношении Арктического шельфа. Изучение и освоение запасов российского шельфа характеризуется специфическими особенностями, которые существенным образом влияют на рентабельность их разработки.

К важнейшим из этих особенностей относятся:

- концентрация основного объема морских ресурсов и запасов нефти и газа на шельфах арктических морей, что требует создания особого технического оборудования для разведки и разработки морских месторождений в экстремальных климатических условиях;
- практически полное отсутствие в арктических акваториях необходимой береговой инфраструктуры, создание которой требует привлечения масштабных капиталовложений;

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

- необходимость создания комплекса транспортировки сырья для имплементации в хозяйственный оборот разведанных месторождений [3].

В случае трубопроводного транспорта подобная система, учитывая территориальную удаленность арктических бассейнов от потребителей, сможет обеспечивать рентабельность прокачки нефти и газа лишь при их определенных экономически оправданных больших объемах; при этом по мере увеличения протяженности трубопровода увеличиваются и минимально целесообразные объемы прокачки. Формирование комплекса транспортировки продукции при освоении месторождений континентального шельфа является одной из наиболее технически сложных проблем, от решения которой во многом зависят перспективы освоения ресурсов акватории. Перечисленные особенности существенно повышают валовые издержки на освоение ресурсного потенциала и выдвигают жесткие требования к геолого-промысловым характеристикам открываемых месторождений [5].

Промышленная значимость морских технически доступных ресурсов определяется посредством их экономической оценки, на величину которой влияют следующие факторы:

- геолого-промысловые характеристики и параметры месторождений (объем запасов, глубина продуктивных горизонтов, начальные дебиты скважин, морская глубина);

- географико-экономические условия районов, где проводятся работы (ледовая обстановка акваторий, обустроенность региона и др.);

- уровень приемлемой для инвесторов нормы прибыли при освоении и разработке месторождений на шельфе (оценивается с учетом геологического и других рисков).

Согласно оценкам российских и зарубежных экспертов экономически эффективное освоение ресурсов континентального шельфа России будет целесообразно и начнется с крупных и гигантских месторождений нефти, газа и конденсата, промышленные запасы которых и их характеристики гарантируют инвестору не только компенсацию в приемлемые сроки значительных затрат на создание и развитие добычной и транспортной инфраструктур, но и получение прибыли. Экспертные оценки привлекательности нефтегазовых месторождений с учетом определенных издержек и приемлемой для инвестора внутренней нормы рентабельности (15 %) свидетельствуют, что геолого-геофизические работы всех уровней начиная с регионального на рассмотренных акваториях должны быть ориентированы на освоение и разработку масштабных месторождений.

Рассчитанное на длительный период пространственное освоение Арктической зоны не является просто еще одним проектом развития в пределах определенной территории. Это фрагмент долговременной политики по сохранению и наращиванию национального экономического и политического потенциала, характеризующийся наличием нескольких взаимодополняющих целевых ориентиров:

- сохранение статуса России как важнейшего поставщика сырьевых ресурсов для глобальной экономики;

- парирование любых, даже виртуальных угроз передела в области экономического и политического контроля над ресурсами;

- создание нового глобального транспортного коридора [7].

То есть освоение арктического пояса следует рассматривать как многовекторный проект, в котором каждый из векторов формирует свою целевую

область и предполагает разработку адекватного инструментария достижения целей в его рамках.

Ресурсный вектор. Усилия по сохранению и, возможно, увеличению в длительной перспективе ресурсного потенциала России по существу представляют собой масштабные и долговременные инвестиции в обеспечение статуса России как члена олигопольного клуба поставщиков сырьевых ресурсов для глобальной экономики на длительное время. При этом следует понимать, что арктические ресурсы с экономической точки зрения являются замыкающими ресурсами, имея в виду глобальные балансы наиболее важных сырьевых компонент вектора глобальных продуктов. Причем они являются замыкающими не просто с точки зрения затратных характеристик добычи, переработки и транспортировки, но и с точки зрения капитальных затрат на разведку и подготовку к их вовлечению в экономический оборот. Это означает, что отвлечение для арктического проекта экстремальных по величине национальных ресурсов накопления оправдано только в том случае, если существуют надежные прогнозные оценки, позволяющие судить о временном горизонте, масштабах и ценовых параметрах использования этих ресурсов в глобальном торгово-экономическом обороте. Если завершающий этап освоения вдоль южной широтной оси пространственного развития связан с ускоряющимся разворотом российской экономики на рынки северо-восточной Азии, то переход к освоению пространства вдоль северной широтной оси фактически означает консервацию в длительном периоде существующей (сырьевой) структуры российской экономики и экспорта, если при этом не предусматривается компенсаторный механизм в форме определения параметров государственной долговременной структурной политики, которая должна была бы обеспечить появление и развитие новых эффективных в глобальном смысле структурных звеньев российской экономики при наращивании традиционного первичного и связанного с ним вторичного секторов экономики. При этом, конечно, возникает самостоятельная задача оптимального распределения ограниченных инвестиционных, трудовых и технологических ресурсов сразу по двум вышеназванным векторам перспективного развития (наращивание сырьевого потенциала через освоение арктических ресурсов и модернизация экономической структуры). До тех пор, пока не доказана возможность одновременного решения двух этих задач или не найдена оптимальная смешанная стратегия, позволяющая решить обе задачи при заданных на прогнозном интервале количестве и качестве ресурсов, либо арктический проект, либо структурная модернизация будут в основном оставаться скорее возможностью, чем реальностью.

Поддержание оборонно-стратегического баланса. Независимо от того, насколько реальными и в течение какого времени могут быть решены задачи вовлечения в экономический оборот арктических природных ресурсов, само их наличие в рамках российской юрисдикции предполагает решение задачи их охраны и парирования любых, даже виртуальных угроз передела в области экономического и политического контроля над этими ресурсами. К настоящему времени ведется интенсивная международная деятельность по согласованию юридических и политических проблем принадлежности ресурсов и суверенного контроля над ними в зоне Арктики. Ряд проблем решен, и отдельные позиции согласованы между основными игроками на арктическом ресурсном полигоне (Россия, США, Канада, Норвегия, Швеция, Дания) в области разграничения зон ответственности и контроля [1].

Однако история и современные военно-политические события демонстрируют шаткость существующих равновесий и юридических конструкций, кроме того следует различать статус-кво и намерения отдельных игроков. Примеров неустойчивости ситуации и попыток изменения существующего статус-кво более чем достаточно. Обладая обширным арктическим пространством как сухопутным, так и морским России приходится задумываться и предпринимать конкретные шаги для формирования военно-технической инфраструктуры, обеспечивающей поддержание военно-политической стабильности в зоне Арктики и способной эффективно реагировать на возможные попытки нарушить военно-политическое равновесие в этой зоне. С экономических позиций создание военно-технической инфраструктуры в Арктике также является замыкающим проектом по сравнению с решением аналогичных задач в любой иной географической зоне РФ. Эти затраты приходится рассматривать как своего рода накладные расходы или транзакционные издержки, которые с общеэкономических позиций чрезмерно высоки по отношению к вероятному полезному экономическому эффекту в будущем, но неизбежны и должны в качестве постоянного компонента включаться в общую оценку национальных инвестиционных затрат по освоению и развитию Арктической зоны [2].

Создание нового глобального транспортного коридора. Усилия по формированию инфраструктуры безопасности и поддержанию военно-политического паритета в Арктической зоне непосредственно связаны с решением в перспективе задачи формирования еще одной ниши для обеспечения устойчивого функционирования российской экономики в глобальной экономической системе. Речь идет о создании нового альтернативного транспортного коридора, который был бы в состоянии эффективно конкурировать в области обеспечения международных транспортно-экономических связей между Европой, Азией и Северной Америкой.

В настоящее время Россия располагает таким сухопутным коридором в виде Транссибирской магистрали. Надежды на усиление трансевроазиатской зависимости от функционирования этого коридора уже в течение длительного времени оправдываются не вполне. Причиной этого являются как внутренние проблемы организации и ценовой политики самого Транссиба, так и конкуренция со стороны Южного морского коридора (Индийский океан, Суэцкий канал, Средиземное море, Атлантика), а также набирающая силу конкуренция со стороны Южного сухопутного коридора, так называемого нового Шелкового пути, лоббируемого Китаем.

Прогнозы относительно быстрого изменения климатических условий в Арктике и открытие круглогодичной навигации по Северному морскому пути предполагают повышение оценок эффективности концентрации дополнительных ресурсов для решения задач создания и развития транспортно-производственной инфраструктуры по маршруту Северного морского пути. При определенных условиях этот маршрут может стать разумной альтернативой двум паневразийским железнодорожным коридорам (Транссиб и Шелковый путь) и Южному морскому коридору. Чтобы эта виртуальная возможность стала реальностью, необходимо сосредоточить большие экономические и материально-технические ресурсы для решения многообразных инфраструктурных и сопутствующих социально-экономических задач в зоне этого потенциального маршрута.

Речь идет как о создании системы береговых баз снабжения, ремонта, навигационного метеорологического сопровождения, так и о формировании парка

транспортных средств, а также о создании условий для размещения в этой зоне минимально необходимого для обслуживания инфраструктурно-технических и военных объектов персонала. Кроме этого, эффективное и масштабное функционирование такого сложного и протяженного экономического и инженерно-технического комплекса невозможно без организации надежной современной системы транспорта и телекоммуникаций с основными экономическими базами и центрами расселения в южных районах РФ.

Вышеописанные три масштабных проекта, которые в совокупности образуют ядро всего арктического проекта, потребуют концентрации значительной части располагаемых страной и доступных для привлечения извне ресурсов.

Литература

1. Богдавленский В.И., Богдавленский И.В. Освоение месторождений нефти и газа в морях Арктики и других акваториях России // Вестник Мурманского государственного технического университета. - 2015. - Т. 18. - № 3. - С. 377-385.
2. Елисеев Д.О., Наумова Ю.В. Экономическое освоение Российской Арктики: цели, задачи, подходы // Труды Карельского научного центра Российской академии наук. - 2015. - № 3. - С. 4-16.
3. Зайков К.С. Освоение Арктики - новый виток в развитии отечественной науки и инновации // Арктика и Север. - 2015. - № 18. - С. 170-172.
4. Комков Н.И., Сутягин В.В., Володина Н.Н. Необходимость целевого подхода к освоению Арктики // МИР (Модернизация. Инновации. Развитие). - 2015. - Т. 6. - № 4-1 (24). - С. 78-87.
5. Кондратов Н.А. Освоение Арктики: стратегические интересы России // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. - 2014. - № 1. - С. 120-126.
6. Марков М. Глобальные риски и их влияние на освоение Арктики // МИР (Модернизация. Инновации. Развитие). - 2015. - Т. 6. - № 4-1 (24). - С. 242-244.
7. Победоносцева Г.М., Победоносцева В.В. Освоение российской Арктики: некоторые аспекты // Глобальный научный потенциал. - 2014. - № 10 (43). - С. 131-133.

ПРИРОДНО-РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

К.Н. Матвеева, Л.О. Макаровская, О.В. Пожарницкая

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

Арктика чрезвычайно богата разнообразными минерально-сырьевыми, биологическими и другими видами природных ресурсов. По расчётам учёных в арктической зоне залегают более четверти мировых запасов углеводородов. Предположительно, в российском секторе Арктики залегают наибольшие запасы нефти и газа. А наблюдающееся таяние льдов вследствие потепления делает реальными планы по их освоению. Из 6,2 км² российского шельфа предположительно запасами нефти и газа обладают 6 млн. км², т.е. почти вся его территория. По некоторым оценкам в Арктической зоне России сосредоточена подавляющая доля общероссийских запасов золота - 40%, нефти - 40%, газа - 80%, хрома и марганца - 90% и т.д. Общая стоимость минерального сырья арктических недр превышает 30 трлн. долл.

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

В российской Арктике, прежде всего, следует отметить газовые и газоконденсатные месторождения полуостровов Ямал и примыкающей к нему шельфовой зоны Карского моря. Значительные перспективы имеет шельфовая зона Тимано-Печерской нефтегазовой провинции в Баренцевом море, где уже открыто несколько месторождений. Запасы месторождения Приразломное, расположенного в 60 км к северо-западу от поселка Варандей Ненецкого автономного округа, признаны подготовленными к промышленному освоению. Штокмановское газоконденсатное месторождение, расположенное в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря в 600 км от Мурманска, одно из крупнейших месторождений в мире. Для реализации проекта по разработке месторождения создано совместное предприятие Shtokman Development AG, куда вошли Газпром (51%), Total (25%), Statoil (24%).

О значении арктических месторождений углеводородного сырья для экономики России и социально-экономического развития самих арктических регионов можно судить на примере Ямало-Ненецкого автономного округа, занимающего территорию в 750 тыс. кв. км (т.е. больше любого европейского государства) при численности населения более 500 тыс. человек. На территории округа и на прилегающем к нему шельфе Карского моря ежегодно добывается свыше 90 % общероссийского газа и около 10% нефти. В результате по объему промышленного производства округ превосходит Мурманскую и Архангельскую области вместе взятые, а средняя заработная плата здесь одна из самых высоких в России. Ямало-Ненецкий автономный округ входит в число очень немногих субъектов Российской Федерации, не нуждающихся в помощи федеральных властей из целевого фонда финансовой поддержки регионов.

В России арктические регионы занимают заметное или ведущее место в добыче меди, никеля, золота, ртути, вольфрама, кобальта, платины и многих других редких металлов. В этом отношении особенно выделяется Кольский и Таймырский полуострова. В частности, расположенный на Таймыре Норильский горный комбинат в настоящее время обеспечивает почти 100 % общероссийской добычи металлов платиновой группы, 90 % никеля и 70 % меди и кобальта.

Рациональное использование ресурсов Арктики и обеспечение потребностей проживающего здесь населения неразрывно связаны с дальнейшим развитием транспортной инфраструктуры, для которой в настоящее время характерна значительная зависимость от сезонных и погодных условий, моральное устаревание отдельных видов транспортных средств, их далеко не полное соответствие местным требованиям.

В результате рыночных преобразований произошло резкое сокращение хозяйственной деятельности в российской Арктике. Резкое снижение хозяйственной деятельности и, как следствие, снижение грузопотоков вызвало кризис всей арктической транспортной системы, который коснулся 5 парокондуктов и 10 портов морского флота, а так же 8 парокондуктов и 6 портов речного флота.

Ключевая роль в обеспечении надежного круглогодичного судоходства по Северному морскому пути принадлежит ледокольному флоту. В настоящее время ледокольный флот обеспечивает экспорт апатита, цветных металлов, перевозку нефти, осуществляет выполнение программы Северного завоза и т. д. Однако, необходимо констатировать, что только за последние 5 лет численность российского ледокольного флота сократилась в 5 раз, а состав морского транспортного флота, обслуживающего арктическую зону, более чем в 3 раза .

Наряду с водным транспортом необходимо дальнейшее развитие железнодорожного и автомобильного транспорта. Вместе с тем, состояние транспортной инфраструктуры – одно из самых проблемных мест Арктики. Так, на 1000 км² территории НАО приходится лишь 0,32 км автодорог общего пользования с твердым покрытием, что в 114 раз меньше аналогичного показателя в целом по стране. Несмотря на то, что округ находится в европейской части России, не столь удален от основных экономических центров страны, здесь отсутствуют дороги, связывающие его с другими регионами страны. Единственный вид связи – авиационный транспорт. В основном автодороги представлены «зимниками». В настоящее время главным приоритетом для округа должно стать завершение дороги Нарьян-Мар – Усинск, которая обеспечит подключение НАО наземным транспортом к общероссийской транспортной системе. С развитием транспортного обеспечения связано и активное использование огромных туристско-рекреационных ресурсов Арктики, вовлечение которых (особенно в пределах российской Арктики) находится на самом начальном этапе.

Стихийный на протяжении многих десятилетий процесс хозяйственного освоения Арктики с явным преобладанием интересов максимально возможной прибыли хозяйствующих субъектов в ущерб экологически эффективному комплексному ресурсосберегающему развитию этого региона (что особенно характерно для российского сектора) создал ситуацию, при которой необходимо принятие неотложных кардинальных решений по внедрению качественно новых форм природопользования.

Разумеется, что система рационального природопользования в Арктике может быть создана лишь при условии согласованного решения как общих для региона, так и локальных проблем, связанных с взаимоотношениями человека и природы, в связи с чем понятна важность задачи эколого-экономического районирования арктической зоны, выявления таксономических уровней реально существующих в ее пределах эколого-экономических регионов, которые наиболее эффективно могли бы быть использованы для создания действенной системы управления природопользованием в этом важнейшем для нормального функционирования биосферы Земли регионе.

Первостепенное значение для Арктики имеет формирование его экологического биосферного каркаса, т.е. научно обоснованной системы территорий с особым режимом природопользования от имеющих чисто научное значение заповедных территорий до рассчитанных на ежегодное посещение десятками и сотнями тысяч туристов национальных парков. Из наиболее существенных мероприятий такого рода следует назвать создание в 1993 г. Большого Таймырского заповедника – крупнейшего в мире по размерам территории.

Территория Арктики относится к числу наименее заселенных на планете при том, что в большинстве регионов Арктики в настоящее время преобладают представители некоренных национальностей. В пределах российской Арктики в настоящее время проживает около 2 миллионов человек, в то время как на всей Аляске живет лишь немногим более 600 тысяч (в том числе в ее арктических районах не более 30 тысяч), на Канадском Севере (занимающем треть территории Канады) – менее 60 тысяч, в Гренландии – 55 тысяч, на Шпицбергене – чуть более 3 тысяч человек.

В российской Арктике за пределами Полярного круга расположены такие крупные города, как Мурманск (309 тыс. жителей), Норильск (104 тысяч человек). До недавнего времени мы, сравнивая численность населения наших арктических

городов с зарубежными, не без гордости отмечали превосходство российских городов по этому показателю. Однако за годы реформ население на российском Севере уменьшилось на 30%, а зарубежном оно почти на столько же выросло.

Система циркумпольного расселения складывается из сети поселений, представленных постоянными городскими и сельскими населенными пунктами, вахтовыми и экспедиционными поселками, а также кочевыми стойбищами, связанными с традиционным образом жизни коренного населения. При этом в российской Арктике освоение территории осуществлялось, прежде всего, путем строительства постоянных поселений, а в американском и канадском секторах - вахтовыми и экспедиционными поселками. Однако и тот, и другой путь освоения арктических территорий имеет и положительные, и отрицательные стороны, поэтому оптимальной может быть признана лишь такая система расселения, в которой соотношение между различными типами поселений будет научно обосновано применительно к конкретным природным и социально-экономическим условиям отдельных регионов Арктики. В любом случае, сеть арктических населенных пунктов характеризуется крайней неустойчивостью, выражающейся в непрерывном процессе ликвидации одних и возникновении других поселений, и это при том, что затраты на обустройство и обеспечение жизнедеятельности человека в российской Арктике, как правило, в несколько раз превышают аналогичные показатели в центральных районах России. В северных условиях, связанных с проведением в стране серьезных социально-экономических реформ, неизбежные при этом просчеты вызвали падение уровня жизни жителей многих арктических регионов и, как следствие, отток населения, большую часть которого представляют наиболее экономически активные и высококвалифицированные группы. Остаются те, кому некуда ехать, в т.ч. пенсионеры, что, в конечном счете, приводит к сокращению и качественному ухудшению трудовых ресурсов региона. Складывающаяся ситуация представляет собой одну из самых серьезных социально-экономических проблем современной российской Арктики.

В этих условиях очевидно, что устойчивое развитие Арктики связано с усилением государственного регулирования, с совершенствованием его методов и подходов, отражающих специфику объекта и учитывающих особенности современного этапа развития экономики России. Вызывает оптимизм утвержденные 18 сентября 2008 года президентом РФ «Основы государственной политики РФ в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу», в которых предполагается осуществление следующих мероприятий:

- модернизация объектов социальной инфраструктуры Арктики,
- обеспечение рационального природопользования и развития экологически безопасных видов туризма в местах компактного проживания и традиционного хозяйствования коренных малочисленных народов,
- международно-правовое оформление внешней границы Арктической зоны Российской Федерации и реализация на этой основе конкурентных преимуществ России по добыче и транспортировке энергетических ресурсов;
- превращение Арктической зоны Российской Федерации в ведущую стратегическую ресурсную базу Российской Федерации.

Анализ показывает, что происходит перестройка системы целей в экономической и социальной политике государства, поскольку нельзя отдавать приоритет краткосрочным целям ценой потерь будущих преимуществ. Таким образом, можно предположить, что в российской Арктике будут созданы благоприятные условия для оптимального сочетания ее интересов с интересами всей

страны при одновременном переходе к устойчивому развитию и обеспечению достойной жизни жителей региона.

Литература

1. Васильев В.В., Жуков М.А., Истомина А.В., Селин В.С. Оценка условий и перспектив использования природных ресурсов неразграниченных морских пространств в Арктической зоне. Апатиты: Изд-во ИЭП КНЦ РАН. – 2007 – ст. 147
2. Зернова Л. Дорога в белое безмолвии. Новая газета. - 2012. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.novayagazeta.spb.ru/?y=2005&n=50&id=2>
3. Криворотов А.К. Северный шельф перед лицом глобальной нестабильности. Север и Арктика в новой парадигме мирового развития. Лузинские чтения - 2010. Материалы V Международной научно-практической конференции. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН. - 2010. – ст. 17-18.
4. Ларченко Л.В. Стратегические интересы субъектов региональной экономики регионов Севера: анализ и согласование интересов// Известия РГПУ им. А.И. Герцена. - 2008. – ст. 107-113.
5. Север и Арктика в пространственном развитии России: научно-аналитический доклад. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН.- 2010.- ст. 213.

ОПЫТ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА СТРАНАМИ АРКТИЧЕСКОГО СОВЕТА

Д.П. Мятлев

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

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

В настоящее время Арктический шельф России рассматривается как регион с крупными запасами углеводородов, освоение которого компенсирует падение добычи нефти и газа на континентальной части Российской Федерации. Разведка и освоение морских нефтегазовых месторождений невозможны без использования накопленного отечественного опыта, а также освоения зарубежного технологического и организационно-экономического опыта.

Целью данной работы является, поиск эффективного пути освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа Российской Федерации, посредством применения опыта других стран входящих в «Арктический совет». Для достижения данной цели поставлены следующие задачи: анализ зарубежного опыта освоения арктического шельфа, сравнение условий освоения арктического шельфа странами с условиями, в которых на данный момент находится РФ, применимость зарубежного опыта для освоения арктического шельфа.

Важно понимать, что главной чертой освоения нефтегазовых месторождений на шельфах зарубежных стран, является присутствие государственного участия на всех этапах, связанных с выработкой и принятием основных решений.

Существуют несколько путей инновационного развития нефтегазовой отрасли, которые зависят от различных факторов: социально-экономических, научно-технических и политических. Есть два ярких примера пути этого развития – Великобритания и Норвегия. Российской Федерации наиболее интересен в этом плане путь Норвегии. Норвегия создала условия для становления национальных

наукоемких сервисных компаний и построения системы научно-технических центров, а Великобритания опиралась на ведущие международные корпорации, с их передовыми технологиями. В итоге наблюдается два противоположных результата. Если в Норвегии в настоящее время сложилась высокотехнологичная нефтегазовая промышленность, конкурентоспособная на внешнем рынке, то в Великобритании её нет [1]. Сразу стоит отметить тот факт, что существующие санкции против РФ в принципе исключают возможность путь развития Великобритании.

За четыре десятилетия в Норвегии была создана мощная производственная база, сумевшая обеспечить нефтегазовый комплекс самым современным оборудованием, спроектировавшая и реализовавшая технологии подводных добычных комплексов, на таких месторождениях, как «Snohvit», «Ormen Lange», и проложившая трубопроводы на глубине более тысячи метров.

Успех Норвегии, в обеспечении нефтегазовых технологий высокого уровня, заключается в поощрении конкуренции в нефтегазовой промышленности, с поддержкой и стимулированием развития отечественного нефтегазового комплекса, и партнерства между иностранными компаниями. Совместные предприятия в сервисном секторе, позволили норвежским инжиниринговым компаниям получить доступ к передовым технологиям. Позаимствовав опыт у зарубежных компаний, Норвегия создала уникальную модель сотрудничества партнеров нефтегазовой промышленности, объединённых в организацию «ИНТСОК» и научно-исследовательских учреждений. Преимущество норвежских товаров и услуг в нефтегазовых проектах было определено законодательно, в период 1972- 1974 гг. их доля достигла 90 процентов. Создание в 1972 г. норвежской государственной компании «Statoil» и обеспечение участия в освоении шельфа двух частных норвежских компаний – «Norsk Hydro» и «Saga Petroleum» – было направлено на формирование ключевой роли норвежских компаний в нефтегазовом секторе.

«Statoil» с момента своего создания стала активно вовлекать местный бизнес в процесс реализации крупномасштабных проектов по освоению месторождений нефти и газа у берегов Норвегии [2].

Стоит отметить продуманные стратегические действия правительства Норвегии в условиях мирового финансового кризиса, основанные на инструментах финансовой поддержки компаний, предоставление им беспроцентных кредитов. Все эти мероприятия в нефтегазовой отрасли способствовали развитию Норвежской промышленности, созданию новых рабочих мест и обеспечили рост уровня жизни.

Кроме того, полезен для реализации арктических проектов, опыт Канады, который ведет разработку нефтяного месторождения «Hibernia». Освоение данного месторождения является уникальным проектом в силу технических, политических и финансовых причин. Северные условия требуют применения передовых технологий. Потребовалось свыше 10 лет, чтобы правительство Канады и нефтяные компании заключили соглашение, позволяющее приступить к освоению. Канадское правительство, частично финансирует проект, в перспективе вернет все затраченные средства, и сократит бюджетные расходы, так как отпадет необходимость дотирования провинции Ньюфаундленд. Государство обеспечивает компенсацию повышенных рисков, связанных с данным проектом, участвуя в финансовой поддержке проекта: возмещая компаниям – операторам проекта 25 % от расходов на подготовку к эксплуатации, гарантии кредитов в размере 40 % от расходов на подготовку к эксплуатации. Если компании не возвращают кредиты, то это делает правительство, получая соответствующую долю в проекте.

Поддерживая проект, правительство стремится максимально увеличить уровень занятости населения, путем выделения 66 % рабочих мест канадским рабочим, а доля канадских подрядных организаций должна составлять не менее 60 %.

В связи с этим отметим наличие схожих условий для России сейчас, и характерных условий для Канады и Норвегии в начале освоения арктического шельфа, к которым можно отнести: отсутствие технологической и промышленной базы, для полномасштабного освоения арктического шельфа, отсутствие организационно-экономического опыта.

Исходя из анализа, Норвежский опыт в большей мере может быть использован государственными компаниям ПАО «Газпром», ОАО «Роснефть». Канадский опыт позволит привлечь в крупные проекты частные компании, такие как ПАО «Лукойл» и др. Очевидно одно, Российская Федерация должна интернационализировать арктический регион, тем самым привлекая в регион крупные нефтяные компании, как зарубежные, так и отечественные. С целью создания высоко-конкурентной среды, которая даст толчок инновационному развитию экономике страны в целом.

Литература

1. Банько, Ю. Пример достойный подражания / Ю. Банько // МурманшельфИнфо. – 2009. – №3 (8). – С. 32-36.
2. Кутузова, М. В освоении шельфа Statoil опирается на местный бизнес / М. Кутузова // Шельфовые проекты. Специальный выпуск журнала «Нефть России». – 2006. – 52 с. (С.30.).

ПРОБЛЕМЫ СТРАТЕГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ КОМПАНИЙ, ОСВАИВАЮЩИХ ШЕЛЬФОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АРКТИКИ

Д.П. Мятлев

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

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

До 2014 года нефтегазовая отрасль была стержнем российской экономики, но в связи с резким падением цен на нефть стала явной необходимостью обеспечения экономического роста за счет других источников. Наше государство стремится к сохранению суверенитета и экономической безопасности в современных мировых условиях, а так как нефтегазовая отрасль может стать базисом для развития других отраслей экономики России, не удивителен повышенный интерес к нефтегазовым проектам шельфа Арктики.

Значительные запасы углеводородов расположены на шельфе, но разрабатывать их значительно труднее и дороже. Почти весь российский шельф располагается в холодных морях Северного Ледовитого океана и Охотского моря. Его протяженность у берегов России составляет 21% всего шельфа Мирового океана. Около 70% его площади перспективны с точки зрения полезных ископаемых, в первую очередь нефти и газа [1].

Целью данной работы является анализ тех проблем, с которыми приходится сталкиваться компаниям при освоении нефтяных и газовых месторождений

арктического шельфа. Для достижения данной цели поставлены следующие задачи: выявить основные проблемы; определить влияние данных проблем на стратегическое управление развитием компаний, осваивающих месторождения арктического шельфа.

Отмечается, что нефтяной потенциал шельфа северных морей оценивается в 90,3 млрд. тонн условного топлива, однако доля разведанных запасов в этом очень незначительна – менее 10% [2].

В числе задач, которые необходимо решить для обеспечения проектов освоения месторождений углеводородов на континентальном шельфе Российской Федерации, можно также привести: развитие наукоемкого морского сервисного комплекса, разработка, обоснование и реализация мероприятий по снижению угроз окружающей среде, обеспечение защиты государственных интересов при освоении континентальном шельфа Российской Федерации в Арктике [2].

Исходя из поставленных стратегических задач, к основным проблемам стратегического управления развитием относятся: малая изученность региона, суровые природно-климатические условия, отсутствие развитой инфраструктуры, технологическая сложность разведки и разработки арктических месторождений, повышенная опасность негативных экологических воздействий. Нельзя оставить без внимания и то, что в результате введения в 2014 году пакета санкций к перечисленным проблемам добавились так же необходимость замещения работ и технологий зарубежных партнеров в проектах по разработке шельфовых месторождений.

Малая изученность региона обусловлена историческими предпосылками и природными условиями. Распад СССР привел к снижению активности геологоразведочных работ на суше и море Арктики, и потере значительной части геофизического и бурового флота. Всего российский геофизический флот насчитывает 13 судов, они существенно уступают по производительности современным зарубежным судам, что особенно важно в арктических условиях с коротким рабочим сезоном (2—5 месяцев).

Суровые природно-климатические условия – предъявляют серьезные требования к технике, материалам и персоналу. Особенности климата Арктики определяются близостью к полюсу. В зимнее время температура воздуха достигает -50° С, а толщина льда – 1,6 м.

В 2014 году «Роснефть» подготовила и направила в правительство поправки в закон «О недрах», увеличивающие сроки проведения геологоразведки на арктическом шельфе с 10 до 15 лет. Компания объясняет это сложной ледовой обстановкой, не позволяющей выполнять такие работы круглогодично [3].

Техническая сложность разведки и разработки арктических шельфовых месторождений является одной из самых сложных в деле их освоения. Все это заметно увеличивает себестоимость добычи арктической нефти, что требует специального налогового режима и относительно высоких цен на сырье. Однако, не смотря на пессимистические прогнозы «Роснефти», существует отличный пример достижений отечественной промышленности, проект разработки Приразломного месторождения компанией ООО «Газпром нефть шельф». Данный проект разрабатывался и создавался исключительно за счет отечественных технологий и производственных мощностей. Именно поэтому введение санкций не сказалось на работе месторождения.

Проблема обеспечения экологической безопасности также является одной из наиболее острых. Необходимо учитывать, отсутствие надежные технологии

устранения разливов жидких УВ в ледовых условиях. Для повышения эффективности борьбы с возможными разливами нефти необходимо расширение аварийно-спасательного флота.

В целом, стратегическое управление развитием компаний при освоении шельфовых месторождений Арктики, сталкивается с целым рядом проблем, для решения которых должны будут осуществлены комплекс мероприятий: создание и развитие технологий, для осуществления геологоразведки, экологически безопасной добычи углеводородов в арктическом регионе, а также для снижения себестоимости данного сырья; создание развитие арктического флота, строительство портов для разгрузки кораблей с углеводородами и их обслуживание; развитие инфраструктуры континентальной части арктического региона. Благодаря данному комплексу мероприятий освоение месторождений шельфа Арктики даст толчок развитию региона и целого ряда отраслей промышленности, что, в свою очередь создает мультипликативный эффект в экономике страны.

Литература

1. А. Осадчий. Нефть и газ российского шельфа: оценки и прогнозы // Наука и жизнь. Интернет журнал. №7. 2006 г. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nkj.ru/archive/articles/6334/>
2. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года // Правительство Российской Федерации. 20.02.2013г. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://government.ru/info/18360/>
3. «Роснефть» попросила у правительства отсрочку по освоению шельфа Арктики // РосБизнесКонсалтинг Интернет-журнал. 27.10.2014 г. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://top.rbc.ru/business/27/10/2014/544e4addcbb20f0e847b198e>.

ПРОБЛЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

А.И. Поспелов

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

Арктика – это целостный физико-географический район Земли, который примыкает к Северному полюсу и включает в себя окончания материков Северной Америки и Евразии, прилегающие части Тихого и Атлантического океанов, также Северный Ледовитый океан с островами.[1]

Океанология – это наука, которая занимается изучением океанического дна. Основная задача океанологии - полное изучение различных (биологических, физических, геологических и химических) аспектов природы Мирового океана, с целью более эффективного использования человеком ресурсов океана.

Данная статья посвящена изучению и рассмотрению проблем методов картографирования и инженерно-геологических исследований для строительства и безопасного использования сооружений.

Запасы и прогнозные ресурсы районов Крайнего Севера и Арктики составляют основную часть минерально-сырьевой базы и промышленного производства Российской Федерации. Здесь производится более 90 % никеля и

кобальта, 60 % меди, более 96 % платиновых металлов, извлекается около 80 % газа и 60 % нефти России и т. д. При этом прогнозные ресурсы перечисленных видов сырья превышают 70–90 % российских. Совершенно очевидно, что все долгосрочные прогнозы развития страны связаны с перспективами промышленного освоения сырьевых ресурсов этого макрорегиона. По отдельным видам сырья (цветные, редкие и драгоценные металлы, алмазы, нефть и газ) районы Арктики занимают видное место в мире. Из России экспортируется более 60–80 % производимой в стране меди, никеля, золота, платины и других видов ценного сырья, добываемых в пределах рассматриваемого макрорегиона. По оценкам экспертов, оценка разведанных запасов недр составляет около 3 трлн долл. Причем на долю углеводородов приходится около 2/3. Уникальны в стоимостном выражении Норильское платиноидно-медно-никелевое и Томторское железорудно-апатитредкометальное месторождения.

Территория для нашего исследования - Западно-Арктическая шельфовая нефтегазоносная провинция. Провинция включает в себя перспективные и нефтегазоносные структуры Печорского с Баренцевым и Карского морей), их недра содержат почти 83% ресурсов всего арктического шельфа России (по состоянию изученности). В локациях провинции было разведано и выявлено более 11 промышленных нефтяных, газовых, газо-, нефтеконденсатных месторождений, включающие 4 уникальных (Русановское и Ленинградское – в Карском, Ледовое и Штокмановское в Баренцевом море,) и 4 крупных. [2]

В ближайшее время эта территория России станет локацией агрессивной разработки морских месторождений газа и нефти; будут созданы насосные станции и терминалы, установлены нефтегазодобывающие платформы, построена сеть трубопроводов. [2]

Выше приведенное строительство, необходимо начинать с изучения грунта и почв на местности. Процесс, у которого множество проблемных факторов, которые нельзя не учитывать, ведь малейший недочет может понести за собой жертвы при эксплуатации возведенных зданий. Глубина исследований зависит от возводимых инженерных сооружений. На Западно-Арктическом шельфе нефтегазопромысловые поверхностные сооружения (насосные станции, добывающие платформы, терминалы и др.) воздействуют на грунт дна первые несколько десятков метров и трубопроводы приповерхностного и поверхностного заложения для транспорта газа и нефти – до 5 м. Воздействия, которые не связываются с добычей углеводородов: разработка россыпных, ракушнякав и строительных материалов, и т.д. По этим данным можно ограничить исследования до определенной глубины.

Что же необходимо изучать, какие толщи и в какой последовательности? В основу исследования положено разделение на инженерно-геологические группы на основе классификации, которая создана с целью развития работ В.Д.Ломтадзе и Ф.П.Саваренского, с использованием идеи о выделении из всех толщ пород, покровных отложений с отражением их мощности и состава при помощи штриховки. Идея принадлежала основоположнику региональной инженерной геологии И.В.Попову. Смысл был в следующем: на двухслойную инженерно-геологическую карту, обычно, первый (верхний) слой, который показывается штриховкой, соответствует комплексу современных рыхлых и слабых покровных грунтов аллювиально-морского, морского биогенного, морского, ледниково-морского и элювиально-делювиального происхождения. Мощность отложений и осадков этого комплекса изменяется от первых сантиметров до 11-21 метров

(иногда – выше). Второй слой (нижний), который показывается цветом, представлен инженерно-геологическими комплексами доголоценов, мощность которых, обычно, выше 10 м (таблица 1), это удовлетворяет условиям качества и глубинности инженерно-геологических исследований. [3]

При составлении инженерно-геологической карты провинций нефтегазонасного арктического шельфа необходимо использовать существующие материалы по литологическим и вещественно-генетическим типам осадков, геологические, голоценовых и четвертичных отложений, а также инженерно-геологические карты отдельно взятых площадей.

Ускорить изучение и получение инженерно-геологической информации по свойствам грунтов можно при помощи создания набортной лаборатории для исследования донных грунтов, автоматизации и компьютеризации исследований, так как монолиты «слабых» донных осадков для испытаний в стационарных лабораториях, отобрать и сохранить в состоянии достаточной ненарушенности, как правило, не возможно [2].

Таблица 1

Типичные мощностные характеристики значения приповерхностных инженерно-геологических комплексов Западно-Арктического шельфа России

Инженерно-геологический комплекс	Характер залегания комплекса	Значения мощности, м
Современные слабые и рыхлые покровные грунты морского, аллювиально-морского, ледниково-морского, морского биогенного и элювиально-делювиального происхождения.	Первый от поверхности	0-10 (20)
Плейстоценовые мягкие и рыхлые грунты морского, ледникового-морского, флювиогляциального и аллювиально-морского происхождения	Второй от поверхности	10-50
Мезозойско-кайнозойские мягкие, рыхлые и полускальные грунты	Второй от поверхности	>100
Палеозойские полускальные породы	Второй от поверхности	>100
Архейско-протерозойские скальные породы высокой прочности	Второй от поверхности	>100

Для большей детализации изучения Арктики, применяют метод, когда ключевые участки подразделяются на участки общего и специального назначения. Все зависит от их непосредственного назначения. Ключевые участки общего назначения освещают наиболее характерные, типичные для площади съёмки инженерно-геологические условия, какие, например, как области развития глинистых или песчаных осадков на отрицательных или положительных морфоструктурах. Ключевые участки специального назначения служат для изучения отдельных площадей со своеобразными инженерно-геологическими условиями: выходов на поверхность «древних» отложений и активного развития геологических процессов и явлений. Исходя из данных специфик, можно выделить основные требования к местоположения, формы и размеров ключевых участков:

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РУСУРСОВ

1. Необходимо захватить полный диапазон морских глубин на всей снимаемой площади, опорные позиционные точки, наиболее и наименее расположенных к берегу. И полный спектр распространения донных осадков.

2. Необходимо установить главное направление изменчивости инженерно-геологических условий, в частности по латерали.

Основной проблемой морских инженерно-геологических исследований в Арктике являются гидрометеорологические условия (табл. 2)

Штормовые ветра и сильное волнение с высотой волны более 2 м, и скоростью течения более 1 м/с (двух узлов), высокие приливы (более 1 м), наличие плавучего льда являются неблагоприятными условиями. Учитывая столь значительную ограниченность возможности проведения морских инженерно-геологических работ во времени, выполнение проектных изысканий приходится проводить в несколько полевых сезонов. [3]

Таблица 2

Аква- тория	Месяцы, благоприятные для проведения работ судов	Температура воздуха			Ветер		Вероят ность штормов, %
		Max, С	Min, С	Mid, С	осн. Напр.	Ср. скорость, м/с	
Баренцево море	Июнь- сентябрь	.24-30	-.8 - (-1)	.5-10	С, СВ	.5-7	.3-5
Карское море	Июль (кон.)- сентябрь (нач.)	.20-28	-.4 - (-12)	.2-6	СВ-СЗ	.5-6	.5-8

Исходя из всего выше сказанного, можно сделать вывод, что для исследования донного грунта в условиях Арктики применимы методы, используемые на суше, но их постоянно необходимо адаптировать под тяжелые условия, связанные в первую очередь с тяжелыми климатическими условиями: вечной мерзлотой, плавучими льдами, порой сильные ветры и не предсказуемая погода, а также очень ранимая экосфера Арктики.

Литература

1. Арктика. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org/wiki/Арктика>
2. Козлов С.А. /Концептуальные основы инженерно-геологических исследований западно-арктической шельфовой нефтегазоносной провинции/ ВНИИ океангеология МПР РФ, Санкт-Петербург. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>
3. Белов Н.А., Лапина Н.Н. /Донные отложения Арктического бассейна/ Л.:Морской транспорт, 1961 г., 151с.
4. Белов Н.А., Лапина Н.Н./Геологические исследования дна Северного Ледовитого океана за 25 лет/ Проблемы Арктики и Антарктики/ выпуск 1., 1962 г.

ПРОБЛЕМЫ СТРАТЕГИЧЕСКОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Е.А. Провоторова, А.Г. Покровская

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

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

Освоение арктических нефтегазовых ресурсов – масштабный и долговременный проект. Начало данного процесса было положено еще в советское время и продолжается в сложных условиях формирования новых политико-экономических реалий и статуса России в мире. Масштабность задачи обуславливает необходимость ее решения в общих рамках стратегического планирования экономического развития.

Существует множество документов, например: «Морская доктрина Российской Федерации на период до 2020 года», «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года», «Стратегия освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа» - все эти документы лишней раз подчеркивают не только стратегическую важность развития нефтегазовых ресурсов шельфа для экономики России, но и задают количественные параметры и географию добычи углеводородов. По ходу освоения ресурсов, стратегии во многом корректируются, но главная цель остается неизменной – экстенсивный ввод в эксплуатацию целого ряда крупных месторождений в Печорском, Баренцевом и Карском морях в ближайшие 15-20 лет.

Согласно закону РФ «Об экологической экспертизе», все программы, проекты схем развития, долговременные планы должны сопровождаться получением экологической оценки последствий планируемой деятельности.

Процедура оценки воздействия на окружающую среду проектных решений и стратегическая экологическая оценка составляют в совокупности единую процедуру учета экологических требований при вмешательстве человека в окружающую среду.

Существует несколько характерных черт, отличающих стратегическую экологическую оценку от оценки воздействия на окружающую среду проектных решений с позиции экологической географии моря:

- неопределенность в развитии природных и социально-экономических процессов на протяжении реализации намечаемой деятельности;
- сложность выявления институционального и юридического статуса инициатора коммерческой деятельности (кто должен проводить стратегическую экологическую оценку);
- необходимость учета кумулятивных (интегрированных) воздействий от множества пространственно-распределенных, но однотипных объектов инфраструктуры нефтегазодобычи и/или разнотипных объектов и видов деятельности;
- достаточно большие пространственно-временные масштабы реализации планируемой деятельности;
- международные трансграничные аспекты охраны окружающей среды в долговременном аспекте.

Рассмотрим эти особенности поподробнее.

Во-первых, реализация любой стратегии осуществляется поэтапно. С точки зрения методологии стратегической экологической оценки простейшим вариантом оценки последствий реализации баренцево-карских месторождений выступает

бинарная проектная оценка воздействия на окружающую среду, т.е. общая оценка воздействий двух месторождений.

Роль планирования и управления при проведении стратегической оценки возрастает за счет поэтапности реализации любой стратегии. В ходе выполнения проектных оценок воздействия на окружающую среду важнейшую роль играет традиционная информация об окружающей среде, предлагаемые проектные решения и, в меньшей степени, социально-экономические аспекты, которые характерны для морских пространств. При выполнении стратегической оценки возникает совершенно иная ситуация, а именно - необходимость определенных процедур для установления приоритетности различных стратегий природопользования. Выбор тех или иных вариантов действий должен базироваться на ясных и точных социальных нормах, которые должны функционировать как «решающие правила».

Стратегия освоения нефтегазового арктического шельфа должна включать анализ «своих» рисков для окружающей среды обязательно в комплексе с угрозами от других видов деятельности человека в регионе намечаемой деятельности.

Во-вторых, для стратегической оценки часто невозможно установить инициатора намечаемой деятельности. В случае с нефтегазовым освоением арктического шельфа в роли инициатора мог бы выступить ОАО «Газпром», крупные компании (Лукойл, Роснефть и др.), международные консорциумы РОИ федеральные министерства, т.е. структуры и органы, которые стратегически планирует освоение крупных территорий (в данном случае - шельфа). Однако, в условиях трудного становления новой структуры государственных правительственных органов и прогрессирующего снижения государственного финансирования экологических программ и мероприятий необходимость финансового и организационного обеспечения стратегической оценки для разработчиков стратегий (политик, планов-программ) остается, мягко говоря, недоказанной и неактуальной.

Приоритетной целью разработки арктических запасов является обеспечение энергетической безопасности России. Доказанные запасы углеводородов в России еще велики, а ресурсы – еще больше, но истощение все же неумолимо, и все более актуальной для России становится разработка сложных и отдаленных месторождений, в том числе арктических. К примеру, в соответствии с прогнозом Института энергетических исследований РАН, суммарная доля добычи природного газа на полуострове Ямал, расположенном за Северным полярным кругом, и на малонаселенных территориях Восточной Сибири и Дальнего Востока составляла в 2010 году лишь 5% российской добычи, а к 2035 году она может возрасти до 43%. Подобная динамика будет наблюдаться и в нефтяной отрасли.

Итак, стоит ли искать в Арктике нефть и газ, осваивая технологии разведки и добычи в северных морях или в условиях вечной мерзлоты на суше? Наличие огромных неразведанных ресурсов при ощутимом истощении действующих месторождений диктует положительный ответ на этот вопрос для России, то есть для российского государства и общества. России Арктика нужна особенно, все-таки у мира остаются способы заместить эти поставки. По оценке МЭА, лишь 2% мировых ресурсов нефти и 6% мировых ресурсов газа находятся в Арктике. Это много, но Арктику пока сложно назвать критическим фактором для мировой энергетической безопасности.

Литература

1. Денисов В.В. Эколого-географические основы устойчивого природопользования в шельфовых морях (экологическая география моря). - Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2002. - 502 с.
2. Кудрин А. Russia Beyond the Headlines. [Электронный ресурс]//Аналитический центр при правительстве РФ. URL: <http://ac.gov.ru/expert-in-media/02312.html> (дата обращения: 28.09.2016).

ПРОБЛЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ОСНАЩЁННОСТИ РОССИИ ДЛЯ РАБОТЫ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

Ю.А. Ромашова, Ю.Е. Ахметшина

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

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

Ни двукратное падение цен на нефть, ни западные санкции против нашей страны не смогли изменить магистральный курс российских властей на освоение нефтегазовых богатств Арктики. Этот регион все эксперты сейчас рассматривают не только как главный резерв для воспроизводства ресурсной базы нашего ТЭКа, но и как будущий центр всей нефтегазовой добычи страны на ближайшие несколько десятков лет. Более того, расширение добычи углеводородов считается едва ли не единственной возможностью сохранить за Россией статус ключевого игрока на мировом рынке этого сырья в долгосрочной перспективе. По данным Минэнерго, начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородного сырья в Арктической зоне России (с юга ее принято ограничивать Северным полярным кругом) насчитывают 258 млрд тонн условного топлива. Это составляет около 60% всех ресурсов углеводородов нашей страны. В Арктике у нас сосредоточено порядка 17 млрд тонн условного топлива. Это чуть больше, чем запасы нефти и газа Кувейта. Впрочем, если в структуре запасов Кувейта преобладает нефть, то в нашей части Арктики — природный газ. В натуральных показателях это немногим менее 67 трлн кубометров, из которых 10,1 трлн находятся на шельфе арктических морей. Но даже такой объем выглядит поистине фантастическим. Это больше суммарных запасов газа в Норвегии и Саудовской Аравии вместе взятых.

Сейчас нефть на шельфе Арктики добывает только одна наша компания — «Газпром нефть», осваивающая месторождение Приразломное в Печорском море с запасами 72 млн тонн. На этом месторождении впервые в мире используется одноименная стационарная арктическая платформа, способная работать в дрейфующих льдах при температуре минус 50 градусов. Начав добычу арктической нефти весной прошлого года, «Газпром нефть» намерена со временем выйти на уровень 6 млн тонн в год. Если верить Минэнерго, то с начала этого года и до конца августа «Газпром нефть» отгрузила с платформы «Приразломная» всего 370 тыс. тонн нефти. С такой динамикой «Приразломная» в лучшем случае даст по итогам года 1 млн тонн, что почти в два раза меньше первоначального плана. Главная причина — неожиданное сокращение дебита скважины. Если раньше говорили о необходимости наращивать добычу уже сейчас, то теперь все больше речь идет о каких-то отдаленных перспективах. Из-за санкций США и ЕС, запретивших поставки в Россию любого оборудования и технологий для глубоководных работ,

наши компании лишились возможности полноценно осваивать Арктику. Работы идут, но не теми темпами, которыми планировались раньше.

Но на самом деле говорить всерьез о каких-то темпах сейчас некорректно. Изученность российского арктического шельфа в целом примерно на два-три порядка ниже, чем шельфа Норвегии или Мексиканского залива.

Все дело в том, что у российских компаний сейчас нет ни нужной техники, ни современного оборудования, чтобы вести буровые работы на шельфе, не говоря уже о добыче там сырья. Если в целом в нефтегазовой отрасли России доля импортного оборудования составляет 60–70%, то в шельфовых проектах она уверенно превышает 90%, а по отдельным видам техники доходит и до 100%.

Например, в России нет собственных технологий строительства СПГ-заводов, создания установок для сжижения природного газа в промышленных масштабах и судов для его транспортировки. Кроме того, в России нет не только своих разработок крупнотоннажных танкеров и газовозов ледового класса, но и подготовленных производственных площадок, где их можно было бы построить. У нас отсутствует почти весь сегмент техники для наклонно-направленного бурения и гидроразрыва пласта, а также целый спектр оборудования для подводных разведочных, буровых и добычных работ. Наконец, у нас нет современных высокопроизводительных судов для сейсмической разведки, своей навигационно-гидрографической и регистрирующей аппаратуры, центров обработки эти данных и много чего другого. Тем не менее даже беглый анализ научно-технического задела, имеющегося в России во всех этих сферах, позволяет утверждать, что при наличии заказов наши предприятия в течение пяти-шести лет в состоянии восполнить этот пробел, заместив подавляющую часть импортной техники весьма высококачественными отечественными аналогами.

Едва ли не единственный сегмент арктической техники, где Россия почти не зависит от импорта и при этом является технологическим лидером во всем мире, — это ледоколы. Только наша страна обладает атомным ледокольным флотом. В его составе сейчас три действующих корабля: «50 лет Победы», «Ямал» и Таймыр.

В ближайшие 15–20 лет России потребуется ввести в эксплуатацию как минимум 13–15 плавучих буровых платформ, способных работать на шельфе Арктики.

Впрочем, помимо атомного ледокольного флота в России довольно интенсивно идет обновление парка вспомогательных и многоцелевых дизель-электрических ледоколов.

Наиболее сложная ситуация в нашей стране наблюдается в области геологоразведочных работ на шельфе Арктики. У нас сейчас есть 14 глубоководных судов для сейсмической разведки. Но из них лишь три способны выполнять 3D-сейсморазведку, и то в весьма ограниченном объеме. А все потому, что у них очень мало сейсмических кос: от четырех до восьми. И при этом они слишком короткие, длиной не более 6,5 км. Эти три судна значительно уступают новым зарубежным судам, которые оснащаются 12–22 косами и обладают большей производительностью, что особенно актуально в условиях сокращенного рабочего сезона, который в Арктике длится от двух до пяти месяцев.

Несмотря на то что судостроительная промышленность России не имеет достаточного опыта проектирования и строительства судов для сейсморазведки, эта проблема не представляется сложной.

Гораздо более серьезный вызов для России — производство отечественного оборудования для сейсмической разведки 2D и 3D и техникой для буровых работ на арктическом шельфе. На всех глубоководных исследовательских судах, которыми оперируют наши компании, используется только западная техника.

Сразу несколько наших верфей готовы строить новые буровые и геофизические суда и платформы, созданные по новым российским проектам. Не делается это лишь из-за отсутствия заказов. А их, в свою очередь, нет потому, что наши платформы, буровые и сейсморазведочные суда, оснащенные отечественным оборудованием, не смогут участвовать в большей части проектов за рубежом, прежде всего из-за отсутствия международного сертификата на это оборудование. Но в нынешних условиях это и не важно. Прежде всего потому, что новая арктическая техника отечественного производства должна работать в российской части Арктики, а не за рубежом.

Литература

1. Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://burneft.ru/archive>.
2. Богоявленский В.И. Нефтегазодобыча в Мировом океане и потенциал российского шельфа. ТЭК стратегии развития. М.: 2012, №6. С. 44 – 52.
3. Стратегия освоение месторождений нефти и газа в Арктике [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://helion-ltd.ru/strateg-dev-sea>.

НАЛОГОВОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

А.С. Трушко

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

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

На арктическом шельфе находится значительная часть мировых углеводородных ресурсов. Несмотря на слабую изученность Арктики и низкую промышленную эксплуатацию, некоторые страны уже достигли определенных успехов в освоении арктического шельфа. В начале 2000-х годов, когда нефть превысила ценовую отметку в 100\$ за баррель, вопрос о поиске новых извлекаемых запасов нефти и газа стал актуальным, т.к. высокие цены на энергоносители позволяли компаниям вкладывать в разведку и потенциал нефтегазового сектора [3]. Однако падение мировых цен на нефть, которое мы наблюдаем с 2014 года, конечно, негативно повлияло на темпы освоения Арктики, что в свою очередь еще острее подняло вопрос о необходимости дополнительного стимулирования и повышения инвестиционной привлекательности арктического шельфа непосредственно государством. Стоит отметить, что Россией уже предприняты некоторые шаги по увеличению интереса к освоению Арктики, в том числе с помощью поправок и льгот в налоговой системе.

Налоговая система России основана на обложении валового дохода. С 1 января 2014 года Федеральным законом №268 были приняты некоторые условия, предусматривающие значительные налоговые льготы при разработке новых нефтегазовых месторождений на территории континентального шельфа России. Так например ставка НДС стала равна 15% до 2032 г., 10% до 2037 г. и 5% до 2042

года. В законе «О таможенном тарифе» была сделана поправка, которая освобождает на весь срок эксплуатации от экспортных пошлин месторождения, которые находятся в Карском, Чукотском, Лаптевых и Восточно-Сибирском морях, а также северной части Баренцова моря [4]. В 2014 году была значительно увеличена ставка НДС, используемая при расчете суммы налога после окончания периода налоговых льгот (с 530 до 766 руб. в 2015 г., с 559 до 857 руб. в 2016 г. и до 919 руб. в 2017 г. и далее), соответственно изменились некоторые формулы расчета налогов. Изменения в налоговой системе в последнее время, были проведены в целях так называемого «налогового маневра», который обусловлен стремлением увеличить финансовое поступление в бюджет страны. Это стало особенно актуально вследствие событий конца 2014 года – снижение цены на нефть и неблагоприятной экономической ситуации в стране [2].

Если сравнивать системы налогообложения России и США, то недропользователь получает приблизительно равный чистый дисконтированный доход при освоении континентального шельфа Арктики, приблизительно равный чистый доход получает и государство. В Норвегии же, действуют более жесткие условия налогообложения, в результате чего проект очень чувствителен к изменению цены и объемов добычи. В текущей ситуации с ценами на энергоресурсы, некоторые арктические проекты могут оказаться нерентабельными, однако в случае более высоких цен, система налогообложения Норвегии приносит значительный доход в бюджет страны (доля чистого дохода достигает 90% при дисконте в 15%) [1].

Арктические проекты требуют огромных капиталовложений из-за отсутствие инфраструктуры, логистики, тяжелых гидро- и метеоусловий. В текущей ситуации низких цен на нефть, важность системы налогообложения и разнообразность льготных условия со стороны государства только возрастает, ведь добывающим компаниям необходимы хоть какие-то гарантии и условия, которые позволили бы окупить высокие затраты на работы по освоению арктического шельфа.

В целом, сформировавшаяся в последние годы система налогообложения России создает приемлемые условия для инвестиций в разработку Арктики. Однако, эти условия сформировались совсем недавно, и к сожалению в тот момент, когда мировая цена на нефть несколько отбросила освоение Арктики на второй план.

Важным фактором также является ограничение доступа компаний к разработке арктического шельфа России. Правом на получение лицензии и разработку шельфа обладают только три компании (Газпром, Роснефть, Зарубежнефть). Возможно, освоение арктического шельфа продвигалось бы гораздо быстрее, если бы к разработке были бы допущены и зарубежными международные компании на паритетных условиях, а не как участник предприятия, в котором доля российской государственной компании более 50% [2].

Дальнейшие перспективы арктических проектов зависят от готовности системы налогообложения быстро маневрировать и приспосабливаться к текущим изменениям и мировой обстановке на рынке энергоносителей. При сохранении в ближайшее время относительно низких цен на нефть компаниям нужна поддержка со стороны государства, чтобы окупить высокие затраты на освоение арктического шельфа. Россия обладает самыми большими потенциально извлекаемыми запасами углеводородов на арктическом шельфе, а освоение Арктики входит в федеральную программу развития России. Для лидерства в этой отрасли необходимо как сокращать издержки самим компаниям, так и проявлять готовность и гибкость со стороны государства своевременно реагировать на темпы и условия разработки. В

сумме это даст толчок и инвестиционную привлекательность как для самих же российских компаний, так и для зарубежных коллег.

Литература

1. Facts 2013 - The Norwegian petroleum sector. – Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, Norwegian Petroleum Directorate, 2013. 150 p.
2. Налоговый кодекс РФ. [Принят Гос. Думой 19 июля 2000 года, федеральный закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ, в ред. от 01.04.2014] // Собрание законодательства РФ. – 2000. - № 32.
3. Пансков В.Г. О возможных направлениях налоговой политики // Финансы. 2012. №5. С.30–34.
4. Федеральный закон от 24.11.2014 № 366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. – 2014. № 48.

СТРАХОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

С.С. Тугутова

Научный руководитель старший преподаватель О.П. Кочеткова

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

Роль страхования весьма значима в стимулировании производственной и деловой активности. При возникновении в функционировании экономических субъектов неблагоприятных обстоятельств природного, техногенного, или финансового характера с помощью страхования покрываются потери, и осуществляется восстановление ранее достигнутого уровня деятельности и финансовых результатов. Ограничивается сфера распространения ущерба, не допускается ее воздействие на другие экономические субъекты. Страхование локализует первичный ущерб при наступлении страхового события на микроуровне, тем самым обеспечивается непрерывность производственного процесса на макроуровне.

Соответственно, гарантия страховой защиты и своевременного возмещения ущерба способствует бесперебойной деятельности предприятия, восстановлению его имущества, доходов, здоровья сотрудников и других аспектов. Значение страхования на макроуровне транслируется на микроуровень и достигает конкретного участника страховых отношений. Заключение договора страхования свидетельствует о трансфере риска. Следовательно, на микроуровне значение страхования состоит в уменьшении риска и обеспечении экономической безопасности участников. Риски становятся калькулируемыми, определяемыми в стоимостном выражении.

Нефтегазовая промышленность – важнейший и очень емкий сектор, включающий в себя огромное количество направлений, а значит и множество промышленных объектов, функциональных блоков и технологических процессов. Объекты отличаются не только по функциональному назначению. Очевидно, что трубопровод и перегонная колонна в различной степени подвержены разнообразным рискам, но и в силу уникальности проекта – в мире не существует двух идентичных нефтеперерабатывающих заводов.

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РУСУРСОВ

К примеру, страхованием в отрасли нефтегазовой промышленности занимается компания «AIG», которая имеет колоссальный опыт, который она получила и продолжает получать, работая над страхованием наиболее крупных и технически сложных нефтегазовых предприятий по всему миру.

«AIG» располагает достаточным опытом и профессионализмом, чтобы предлагать программы, связанные с добычей углеводородов (например, покрытие Control of Well).

Нередко предприятия нефтегазовой сферы представляют немалый риск для объектов, расположенных поблизости, а присутствие опасных агентов и масштаб потенциальных аварий делают риск загрязнения окружающей среды особенно актуальным.

Страхование имущества «от всех рисков», когда покрываются все риски, прямо не исключенные договором страхования, или страхование на базе «поименованных рисков», когда застрахованы только перечисленные в договоре события, – эта часть полиса рассчитана на защиту от таких рисков как пожар, взрыв, действие воды, стихийные бедствия и т.д.

Страхование машин и оборудование от поломок – сюда относятся такие случаи как ошибки в проектировании или монтаже оборудования, перегрев, перебой в поставках электроэнергии, ошибки персонала и т.д.

Страхование на случай перерыва в производстве – подразумевается финансовый убыток собственника, вызванный простоем предприятия или его части в результате событий, застрахованными предыдущими двумя секциями.

Существуют и более сложные расширения, надстройки, например страховая защита убытков, вызванных простоем предприятия в случае аварии на предприятиях-поставщиках, причем это может быть и сырье, и электроэнергия, и другие необходимые для производственного процесса компоненты; и учет взаимозависимости между несколькими объектами собственника, когда, например, один завод поставляет сырье для другого.



Рис. 1. Система бурения бокового ствола

Чтобы рассчитать стоимость страховки, как правило, запрашивают некоторые финансовые данные либо за последний год, либо, если это новый проект, данные по бизнес-плану. Это, как правило, средняя прибыль, связанная с использованием страхуемого имущества, зарплата персонала, арендные платежи и т.п. Если вопрос касается какого-то сложного производства, то возможны запросы информации о специфике работы, например, как связаны между собой части оборудования, как влияет выход из строя какой-то части производства на общий процесс, сколько обычно длится поставка запчастей для оборудования и т.п.

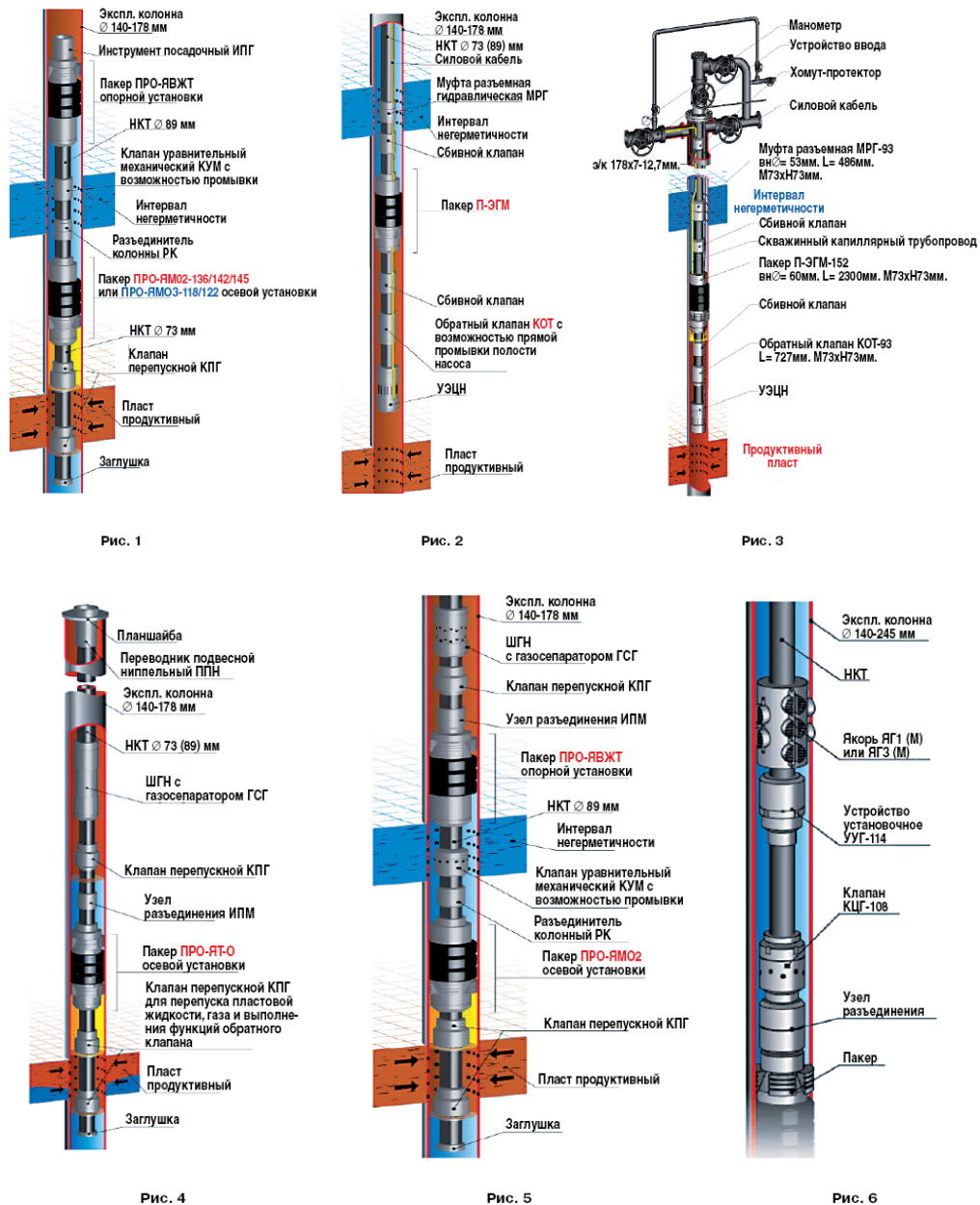


Рис. 2-7. Варианты установки пакеров в скважине.

При расчете тарифа, как правило, учитываются различные факторы риска: опыт работы предприятия, сфера деятельности, объемы производства, а так же факторы, которые влияют на возможность возникновения страхового случая

(например, если имущество страхуется от пожара, то на оценку риска влияет организация противопожарной безопасности, и т.п.).

Пример. Рассмотрим пример, для которого на наш взгляд, страхование хоть и не было бы панацеей, но все же выходом из ситуации с меньшими потерями.

Бригадой КРС были запланированы работы по увеличению дебита скважины. Повышение отдачи производилось путем зарезки и бурения бокового ствола.

В ходе ремонтно-изоляционных работ по изоляции вышележащих продуктивных горизонтов в интервале спуска эксплуатационной колонны и хвостовика при зарезке и бурении второго ствола в скважине остались пакер, насосно-компрессорные и бурильные трубы, хвостовик. Достать пакер не удалось и при помощи ловильных работ, так как он застрял. Единственный выход из этой ситуации – бурение нового ствола, выходящего под пакер. (Рис. 2-7).

Был пробурен второй ствол протяженностью 1600 метров, для восстановления работы скважины. Итогом работы бригады КРС стал простой добывающей скважины в течение полугода. Убытки компании-заказчика составили десятки миллионов рублей, только лишь на устранение этой аварийной ситуации. Убытки за простой скважины сложно подсчитать.

Именно поэтому для страхования нефтегазовой отрасли крайне сложно предложить какие-либо готовые, стандартные условия – наоборот, страховая программа должна быть уникальной и разрабатываться для конкретного объекта. И все же есть кое-что необходимое для качественного страхования независимо от специфики объекта страхования – это профессионализм и высочайшие стандарты работы всех страховых экспертов, от андеррайтеров, которые разрабатывают программу страхования, до специалистов по урегулированию убытков, которые должны быстро и качественно выполнить обязательства страховой компании перед клиентом. Нефтегазовая промышленность имеет дело с огромным разнообразием технологических процессов, и, как правило, на промышленном объекте представлены разнообразные функциональные блоки, например, трубопроводы, резервуарные парки, насосные станции, технологические установки и многое другое. С точки зрения страхования главная особенность таких производств – повышенная пожарная нагрузка, присутствие оборудования, работающего с высокими температурами или давлением, оборудование с высокооборотными подвижными частями и т.п. Все это обуславливает крайне высокую степень рисков пожара, взрыва, а также поломок машин и оборудования

Литература

1. Страхование: Учебник/Под ред. Фёдоровой Т.А. –М.: Экономистъ, 2011.
2. Шахов В.В. Страхование: Учебное пособие. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2012.
3. Сербиновский Б.Ю., Гарькуша В.Н. Страхование: Учебное пособие. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2010.
4. Сплетухнов Ю.А., Дюжиков Е.Ф. Страхование: Учебное пособие. – М.: ИНФРА-М, 2009.
5. Сборник задач по экономике страхования/ Бабенко И.В., Бабенко Н.В. – Краснодар: КубГУ, 2009.
6. Страхование: Методические указания и контрольные работы/Бабенко И.В., Бабенко Н.В. – Краснодар: КубГУ, 2009.
7. Сахирова Н.П. Страхование: Учебное пособие. – М.: ТК Велби, Проспект, 2009.
8. Юлдашев Р.Т. Страховой бизнес: Словарь-справочник. – М.: Анкил, 2005.

9. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела Уфа: Дизайнполиграфсервис, 2004 - 544 с.

АПРОБАЦИЯ КОМПЕТЕНТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ СПЕЦИАЛИСТОВ СЛУЖБ ЛОГИСТИКИ ООО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ ШЕЛЬФ»

Д.В. Худяков

Научный руководитель профессор Е.В. Нехода

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

Сфера профессиональной деятельности представляет собой проектирование и внедрение современных логистических систем и технологий, анализ логистических бизнес-процессов и оценку эффективности логистических подразделений предприятий, разработку систем управления качеством логистического сервиса

Логистика позволяет существенно сократить временной интервал между приобретением сырья и полуфабрикатов и поставкой готового продукта потребителю, способствует резкому сокращению материальных запасов. Применение логистики ускоряет процесс получения информации, повышает уровень сервиса.

Деятельность в области логистики многогранна. Она включает управление транспортом, складским хозяйством, запасами, кадрами, организацию информационных систем, коммерческую деятельность и многое другое. Каждая из перечисленных функций глубоко изучена и описана в соответствующей отраслевой дисциплине. Принципиальная новизна логистического подхода – органичная взаимная связь, интеграция вышеперечисленных областей в единую материалопроводящую систему. Цель логистического подхода – сквозное управление материальными потоками.

Управление материальными потоками всегда являлось существенной стороной хозяйственной деятельности. Однако лишь сравнительно недавно оно приобрело положение одной из наиболее важных функций экономической жизни. Основная причина – переход от рынка продавца к рынку покупателя, вызвавший необходимость гибкого реагирования производственных и торговых систем на быстро изменяющиеся приоритеты потребителя.

В условиях перехода к рыночным отношениям единые системы нормативов совершенствования материально-технической базы теряют свое прежнее значение. Каждый субъект хозяйствования самостоятельно оценивает конкретную ситуацию и принимает решения. Как свидетельствует мировой опыт, лидерство в конкурентной борьбе приобретает сегодня тот, кто компетентен в области логистики, владеет ее методами.

Управление логистическими системами, их формирование и оптимизация работы в нефтегазовой отрасли имеет ряд специфических особенностей, связанных с технологией производственного процесса, особенностями доставки товара, высокими рисками и т.п. В связи с этим была разработана матрица компетенций и составлены тесты по данному направлению деятельности в ООО «Газпром нефть шельф» (таблица 1). В апробации системы оценки приняли участие специалисты следующих подразделений ООО «Газпром нефть шельф»: Управление логистики и обеспечения, Отдел логистики, отдел эксплуатации флота, Отдел морских перевозок, Отдел складской логистики.

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РУСУРСОВ

Таблица 1

Матрица компетенций Управления логистики и обеспечения
ООО «Газпром нефть шельф»

Управление закупок	Отдел закупки материально-технических ресурсов							Отдел планирования закупок						Уровни компетенций			
	Начальник отдела	Главный специалист	Ведущий инженер 1	Ведущий инженер 2	Ведущий инженер 3	Инженер 1 категории 1	Инженер 1 категории 2	Начальник отдела	Главный специалист	Ведущий инженер 1	Ведущий инженер 2	Инженер 1 категории 1	Инженер 1 категории 2	первый	второй	третий	ВСЕГО
Снабжение компании. Основные понятия	3	3	2	2	2	1	1	3	3	2	2	1	1	4	5	4	13
	3	2	2	1	2	1	1	3	3	2	2	1	1	5	5	3	13
	3	3	2	2	1	1	1	3	2	2	2	1	1	5	5	3	13
Организация работы отдела закупок	3	3	2	2	2	1	1	3	2	2	2	2	1	3	7	3	13
	3	2	1	1	1	1	1	3	3	2	1	1	1	8	2	3	13
	3	2	1	1	1	1	1	3	3	3	3	1	1	7	1	5	13
Закупочная логистика	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	1	1	4	9	0	13
	2	2	3	3	3	2	2	2	2	3	3	2	2	0	8	5	13
	2	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	3	3	0	9	4	13
Управление запасами. Планирование закупок	3	2	3	1	2	2	1	3	3	1	2	2	2	3	6	4	13
	2	3	2	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	0	1	0	13
	2	2	1	2	3	1	2	3	3	2	1	2	2	3	7	3	13
Управление взаимоотношениями с поставщиками	2	2	3	2	3	1	1	3	3	1	1	1	1	6	3	4	13
	2	2	2	2	2	1	2	2	3	2	2	2	2	1	1	1	13
	3	3	2	2	2	2	1	3	3	2	2	1	1	3	6	4	13
Переговоры с поставщиками	3	3	2	1	2	2	2	2	2	3	2	2	3	1	8	4	13
	2	3	1	2	2	2	3	3	2	2	3	2	3	1	7	5	13
	3	2	2	2	2	3	2	3	2	1	2	2	3	1	8	4	13
Ценообразование в управлении закупками	3	2	2	1	2	2	2	2	2	3	1	1	1	4	7	2	13
	2	2	3	2	2	3	1	2	1	2	2	1	2	3	8	2	13
	2	3	2	2	2	1	3	2	2	2	2	1	2	2	9	2	13
Электронные торги, тендеры и аукционы	3	2	2	3	2	1	2	3	2	2	2	1	1	3	7	3	13
Современные технологии и автоматизация	2	2	1	2	2	3	3	2	2	1	2	3	3	2	7	4	13
Договорная работа	3	2	2	2	2	3	2	3	3	2	3	2	2	0	8	5	13
	3	2	3	2	2	3	2	3	3	3	3	2	2	0	6	7	13
Уровни	1	0	0	5	6	3	12	11	0	1	4	4	12	1			
	2	11	17	15	17	19	7	10	9	12	16	16	11	9			
	3	14	8	5	2	3	6	4	16	12	5	5	2	5			
Всего	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25				
Удельный вес компетенций в % по уровням	0	0	20	24	12	48	44	0	4	16	16	48	44				
	44	68	60	68	76	28	40	36	48	64	64	44	36				
	56	32	20	8	12	24	16	64	48	20	20	8	20				
Всего	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100				

Набор компетенций для этих служб состоял из: методологических основ логистики; базовых логистических концепций; закупочной, сбытовой, транспортной логистик; логистики запасов; логистики складирования; информационных систем в логистике; логистического управления. Кроме того, в круг компетенций специалистов вошли: мировой фрахтовый рынок; договорная и контрактная работа;

тендерная документация (в том числе организация электронных торгов); управление взаимоотношений с поставщиками; ценообразование в управлении закупками.

Сложность тестовых заданий было разбито на три уровня. Для оптимизации системы оценки, количество тестовых заданий по каждой компетенции было увязано с матрицей компетенции, а именно зависело:

- количества вопросов i -го уровня сложности вопросов по j -ой компетенции.
- доля j -ой компетенции по i -ым уровням сложности.

Максимальное число тестовых заданий в системе оценки отводилось тем компетенциям, которые занимали наибольший удельный вес при тестировании специалистов. Например, по таким компетенциям: «переговоры с поставщиками», «ценообразование в управлении закупками», «электронные торги», тестировались практически все специалисты подразделений и служб организации. Следовательно, количество тестовых заданий по данным компетенциям было наибольшим в системе оценки. Другими словами система оценки оптимизирована по принципу значимости компетенции в ходе тестирования специалистов.

Литература

1. Современные тенденции развития нефтегазового комплекса [Электронный ресурс]: монография / О. В. Пожарницкая [и др.]; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — 1 компьютерный файл (pdf; 3.9 МВ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2015. — Заглавие с титульного экрана. — Доступ из корпоративной сети ТПУ. — Системные требования: Adobe Reader. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2016/m051.pdf>.

КАДРОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РАЗРАБОТКИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Д.В. Худяков¹, А. В. Антошкина²

Научный руководитель профессор Е.В. Нехода²

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия*

На долю Западно-Арктических морей (Баренцево, Карское) приходится 70% всех выявленных ресурсов углеводородов.

В распределении локализованных перспективных и прогнозных ресурсов по выявленным и подготовленным структурам доля Западно-Арктических морей еще выше - 85%.

Освоение континентального шельфа Российской Арктики следует считать важнейшей государственной стратегической задачей в первой половине XXI века.

В России к северным территориям относится около двух третей территории Российской Федерации. В тоже время в этих районах постоянно проживает 10,7 млн.чел. или 7,4% населения. В настоящее время в российской арктической зоне добывается и производится около 80% российского газа, более 90% никеля и кобальта, 60% меди, 96% платиноидов, 100% барита, производится продукция, составляющая 22% российского экспорта. Согласно прогнозам Минприроды РФ, в российской Арктике (площадь – 6,2 млн. кв. км или 21% всего шельфа Мирового

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

океана) сосредоточены запасы в 15,5 млрд. т нефти и 84,5 трлн. куб. м газа – это примерно 20-25% общемировых запасов углеводородов[1].

Проблемы освоения ресурсов арктического шельфа.

1. Суровые климатические условия
2. Присутствие льда
3. Высокие затраты
4. Удаленность инфраструктуры поставок
5. Отсутствие технологий, компетенций и опыта по освоению шельфовых месторождений
6. Дефицит квалифицированного персонала
7. Экологические риски
8. Вопросы логистики
9. Жесткое расписание реализации проектов («погодное окно»)
10. Необходимость внедрения законодательных инициатив
11. Необходимость открытия дополнительных авиационных и морских таможенных пропускных пунктов

На сегодняшний день выявлено более двадцати крупных нефтегазовых месторождения, и в 10 из них перспективность недр уже доказана. Если учесть, что нефтегазовые ресурсы в Западной Сибири истощаются, очевидно, что в стратегической перспективе добыча сырья в Арктическом регионе должна будет расти. В условиях ужесточения мировой конкуренции за обладание энергетическими ресурсами понятно, что задача контроля над Арктикой и разработка арктических ресурсов является для нашей страны стратегической задачей. Поэтому эффективное использование этих богатств, возможное только на инновационном пути развития, так важно для экономики России.

В основе инновационной политики лежит становление новой экономики, основанной на знании. Успешная инновационная деятельность основана на интеграции производства, науки и образования. Рассматривается вопрос о создании Северного федерального университета, который будет готовить специалистов в сфере разработки арктического шельфа.

Стратегия развития Российского Севера содержится в Основах государственной политики РФ в Арктике на период до 2020 года. Основными направлениями являются

- ликвидация диспропорции в уровне развития северных территорий в сравнении с другими регионами;
- совершенствование транспортной инфраструктуры;
- рост эффективности транспортной составляющей в освоении месторождений углеводородного сырья и в его морском экспорте;
- формирование Северного морского пути в качестве базового элемента арктической транспортной системы;
- охрана окружающей среды и расширение экологического туризма.

В нынешней экономической ситуации особенно важно создать условия для сохранения кадрового потенциала регионов Севера и Арктики. Для этого представляется необходимым не только обеспечить подготовку кадров для регионов Севера, но и принимать меры для закрепления кадров в регионе, путем решения социальных проблем. Например, таких как: предоставление жилья, улучшение сферы образования и здравоохранения, социальных услуг. На рисунке 1 представлены примерные затраты на освоение месторождения в Арктике.

Об исключительных возможностях северных территорий в постиндустриальную эпоху говорит опыт стран Северной Европы. По своим климатическим, географическим, демографическим показателям они очень похожи на северные районы России, однако по уровню развития эти государства далеко шагнули вперед.



Source: Rosneft

Рис. 1 - Примерные удельные затраты на освоения месторождений арктического шельфа (долл. США / тонна нефтяного эквивалента)

Принципиально важно извлекать сырье из северных месторождений по максимуму, а не довольствоваться малой долей для получения сиюминутной прибыли. Требуется максимальная ресурсоэффективность добычи. Надо, чтобы технологии, применяемые здесь, были природосберегающими, инновационными, позволяющими извлекать не 30% нефти из земного пласта, а в два раза больше. Кроме того, у нас практикуется низкий уровень переработки ресурсов. Поэтому основные инновационные операции должны быть сосредоточены в переработке первичного сырья.

Российскому Северу нужна стратегия, которая превратит этот край в исторически короткие сроки в передовой, динамично развивающийся регион с устойчивой инновационной экономикой и развитой социальной сферой, на длительную перспективу надежно обеспечивающий потребности России в природных ресурсах и высоких технологиях.

Стратегическое значение Арктики для России возрастает. В перспективе она станет для нашей страны ресурсной базой. Таким образом, выделение Арктики в самостоятельный объект государственной политики обусловлено особыми национальными интересами России в этом регионе и его спецификой. До сих пор северные регионы сильно отстают от других регионов в развитии транспортной инфраструктуры.

Литература

1. Современные тенденции развития нефтегазового комплекса [Электронный ресурс]: монография / О. В. Пожарническая [и др.]; Национальный

исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — 1 компьютерный файл (pdf; 3.9 МВ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2015. — Заглавие с титульного экрана. — Доступ из корпоративной сети ТПУ. — Системные требования: Adobe Reader. Режим доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2016/m051.pdf>.

ГАЗОГИДРАТЫ КАК ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО ОТ ОКЕАНА: БЛИЗКАЯ РЕАЛЬНОСТЬ ИЛИ ДОЛГОСРОЧНАЯ ПЕРСПЕКТИВА

И.В. Шарф, И.В. Корняков

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

Введение. Добыча сланцевой нефти и газа в США обозначила реальность перспектив существенного расширения роли на мировом энергетическом рынке нетрадиционных источников углеводородного сырья. Между тем, несмотря на сложность ситуации на мировом энергетическом рынке, такие страны как США, Канада, Япония, Китай, Индия, Корея, Норвегия которые имеют выход к Мировому океану, проявляют серьезный интерес к другому потенциальному источнику энергии, способному серьезно изменить газовый рынок в среднесрочной или долгосрочной перспективе, – газогидратам. Другой аспект актуальности – это климатические изменения и влияние потоков метана из разлагающихся гидратов и мерзлоты вследствие глобального потепления, так как стимулирующее влияние этих потоков на формирования парникового эффекта более сильное, чем от выделения в атмосферу двуокиси углерода.

С химической точки зрения газогидраты относятся к клатратам (clathrates) [6]. Их особенностью является то, что одна молекула образует кристаллическую решетку, в которой находится другая молекула. В газогидратах вмещающей молекулой является вода в виде льда – гидрат, а вмещившейся субстанцией в полостях решетки могут быть молекулы газа, в частности метанового ряда. В настоящее время активно в научной литературе обсуждаются метангидраты. Условиями формирования и стабильного их существования являются низкие температуры и высокое давление, поэтому они встречаются на морских глубинах (500 – 1500 м), как правило на континентальном склоне, и в зоне вечной мерзлоты на глубине 200 – 1000 м. На больших глубинах он не встречается, так как нет достаточного органического вещества для образования метана. При этом из одного кубического метра гидрата можно получить порядка 164 м³ метана и 0,78-0,87 м³ воды [11, С. 186].

История исследований газогидратов начиналась в СССР с открытием в 1964 году залежи на западносибирском месторождении Мессояха – первого месторождения в мире с доказанной гидратонасыщенностью. Средняя глубина залежи 750 м, которая распространена на площади 12,5 на 19 км [5, С.66].

Затем в результате океанологических исследований дна Мирового океана научными организациями разных стран посредством геофизических, сейсмических, геоморфологических, акустических и бурения с отбором керна были открыты скопления газогидратов в Атлантическом и Тихом океане.

По оценкам Международного энергетического агентства запасы газогидратов в Мировом океане составляют около 120000 трлн м³, что на два порядка больше традиционных запасов природного газа [11, С.187]. При этом наибольшие запасы

сосредоточены в Аравийском море, у Западного побережья Африки и Южной Америки.

Исследования газогидратных скоплений мировым научным сообществом позволили выделить следующие типы месторождений:

1. песчаные коллектора в Арктике вблизи существующей инфраструктуры ($n \cdot 100$ млрд m^3);
2. песчаные коллектора в Арктике вблизи существующей инфраструктуры ($n \cdot 1000$ млрд m^3);
3. песчаные коллекторы на морской глубине ($n \cdot 10000$ млрд m^3);
4. тонкозернистые морские трещиноватые отложения (нет оценок);
5. очаги разгрузки углеводородов (нет оценок);
6. тонкозернистые морские отложения ($n \cdot 100000$ млрд m^3).

Технологии разработки месторождений метангидратов. Отметим, что история сланцевой революции начиналась с разработки технологий, которые позволяли аккумулировать газ, заполняющий мельчайшие пустоты в низкопроницаемых коллекторах. Сложность добычи газогидратов определяется их твердой формой, как следствие существующие технологии основаны на разделении на две субстанции: газ и воду. Это методы:

- разгерметизация (снижение давления);
- нагревание;
- ввод ингибитора;
- механическое дробление.

Другие методы, например электромагнитные или акустические, только на стадии рождения [1, С.5].

Наиболее эффективным, несмотря на наличие такого возможного последствия как закупорка оборудования по причине превращения воды в лед под воздействием низких температур, является первый метод, который был апробирован на месторождении Маллик в Канаде. Недостатком второго метода является его экономическая неэффективность по причине постоянной потребности в энергозатратах для нагрева [2]. Также имеет значение временной период разложения газогидрата, который более длителен, чем при методе разгерметизации. Использование ингибиторов чревато экологическими последствиями.

Наличие данных технологических методов, пусть и не совершенных в экологическом аспекте и с точки зрения экономической целесообразности, а также желание ряда стран обрести энергетическую независимость, стало фактором реализации исследовательских программ и планирования начала промышленной разработки в период 2020-2040 гг. газогидратных запасов глубоководного и криогенного генезиса. В частности такие планы есть у таких стран как Япония (желоб Нанкай), США (Мексиканский залив), Индии (прибрежье полуострова Индостана), Китая (Южно-Китайское море, Тибетское плато), Канады (Маллик), США (Аляска).

Государственное и частное финансирование. Начало полномасштабных исследований газогидратов в мире было положено в 2000 г. с принятием в США программы по изучению гидратов метана и созданию экологически безопасных технологий извлечения (Interagency R&D Program in Methane Hydrates) – METHANE HYDRATE RESEARCH AND DEVELOPMENT ACT OF 2000. Эта программа управляется в рамках Министерства энергетики (DOE) Управлением нефти и природного газа и проводится в рамках Национальной лаборатории энергетических технологий (NETL). Данная Программа «Methane Hydrate Program»

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

предусматривает существенное финансирование не только научных исследований, но и глубоководных экспедиций, проводимых с участием добывающих компаний, федеральных агентств США, учебных заведений и исследовательских институтов других стран [8]. Согласно этой программе с 2001 по 2005 выделялось ассигнований в размере 47,5 млн долл., с 2006 по 2010 год 155 млн долл. Финансирование в размере почти 73 млн долл. продолжилось в последующие годы. Так, например, в 2014 г. было направлено для проведения исследований по данной теме в Техасский университет в Остине (1,68 млн долл.), Массачусетский технологический институт (0,9 млн долл.), Университет штата Орегон в Корваллис (0,65 млн долл.), Университет штата Вашингтон в Сиэтле (0,63 млн долл.), Университет штата Орегон в Портленде (0,28 млн долл.) [8, С.17-18].

Заинтересованность бизнеса в исследовании газогидратов обусловлена пониманием стратегической важности газогидратов, как источника энергии будущего, а, следовательно, желанием сохранить конкурентоспособность в долгосрочной перспективе (таблица 1) [1, С.15].

Таким образом, основным механизмом реализации исследовательских программ по данной тематике, в первую очередь в технологическом плане, и при этом успешно действующим, является государственно-частное партнерство. Заметим, что данные программы начали разрабатываться и реализовываться в период стабильного роста цен на энергоресурсы.

Таблица 1

Совместная реализация исследовательских проектов бизнесом

География исследований	Годы	Страны участницы	Компании- участницы	Примененная технология
Маллик, Канада	002	Япония, Канада, США, Германия, Индия	JOGMEC, BP, Chevron, Техасо	Нагревание (теплоноситель – вода)
Северный склон Аляски	005	США, Япония	JOGMEC, ConocoPhillips	Инъекция углекислого газа, ввод ингибитора
Аляска, США	007	США	BP, Schlumberger	Бурение с целью изучения свойств газогидрата
	008-2013	США, Япония, Норвегия	JOGMEC, ConocoPhillips, Университет Бергена (Норвегия)	Инъекция углекислого газа
Маллик, Канада	007-2008	Япония, Канада	JOGMEC в составе частно-государственного партнерства MH21	Разгерметизация
Мексиканский залив, США	009	США	Chevron	Бурение с целью изучения геологии залегания газогидратов
Возле полуострова Ацуми, Япония	012-2013	Япония	JOGMEC, JAPEX, Japan Drilling	Разгерметизация

Экономическая эффективность разработки месторождений метангидрата. Поиск ответа на вопрос о возможности использования энергии данного энергоресурса в среднесрочной и краткосрочной перспективе актуализирует задачу анализа экономической эффективности разработки месторождений газогидратов.

Как известно, в Нанкайской впадине близ японских островов в соответствии с Японской национальной гидратной программой 2009-2015 гг планировалось проведение опытно-промышленных экспериментов на гидратных пластах средней мощностью 16 м на глубине 1135-1235 м, обнаруженных в результате бурения исследовательских скважин корпорацией JNOC [12]. Однако данные работы были отложены в связи с аварией на Фукусиме и проведены только в марте 2013 г. Профинансированные Японией в соответствии со своей программой \$ 700 млн на исследования метан-гидратов в течение последнего десятилетия позволили получить четыре миллиона кубических футов газа, который стоит около \$ 16 000 США в ценах 2013 г. или около \$ 50000 в ценах 2013 г. на импортный СПГ в Японии, что говорит об экономической нецелесообразности в данный период использования данной энергии, но в тоже время с улучшением технологий возможно удешевление стоимости [10].

Аналогичный вывод подтверждается оценкой экономической эффективности в работе Dr. Adrian Wood, в которой он делает выводы о том, что при существующих рыночных ценах на природный газ добыча метангидратов из Нанкайской впадины нерентабельна [13, С. 25]. Только при использовании субсидирования бурения и налоговых льгот по роялти и другим основным налогам, а также почти двухкратного сокращения стоимости бурения возможно формирование цены сопоставимой с ценой импорта сжиженного природного газа в Японию.

На канадском месторождении Маллик, расположенном в дельте реки Макензи, 60 скважин из пробуренной 201 скважины вскрыли гидратные пласты, запасы которых оцениваются в 110 млрд. м³ [7]. Hancock, S., который провел сравнительную оценку стоимости добычи природных газов и морских гидратов в Канаде (Таблица) пришел также к аналогичным выводам [9, С.8] .

Table 2.1: Cost information for conventional gas vs GH (Hancock 2008)

(All prices \$MM US)	Conventional gas	Gas hydrate
FPO and topsides	443.9	510.2
Pipeline	404.0	404.0
Subsea	369.7	695.8
Drilling and completion	842.2	2367.5
Subtotal capital costs	2059.8	3977.5
Operating cost	1994.8	3232.6
Total cost	4054.6	7210.1
Well count	18	48

Как видно из представленной таблицы, стоимость газогидрата больше в 2,5 раза. При этом оба автора едины во мнении, что если в среднесрочной перспективе разработка газогидратных месторождений нерентабельна, то с инновации в данном сегменте способны развернуть ситуацию на 180 градусов.

Можно обозначить и ряд других проблем современного этапа освоения газогидратов. Так технологические проблемы связаны с отсутствием

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РУСУРСОВ

инфраструктуры, экологических безопасных технологий и оборудования для извлечения газовых гидратов

Экологические последствия разработки могут быть следующие:

– взрывы в результате свойства газов расширяться при нагревании, т.е. заключенный в пустотах кристаллической решетки воды метан может просто взорваться;

– загрязнение морского дна вследствие разрушения частей буровых установок (опор, стволов скважин и др.) и формирования токсичных отходов в процессе бурения донных отложений;

– выход метана в атмосферу и возникновение подводных оползней вследствие дестабилизации температуры, так как тепло буровых установок повлечь на замороженный метан. Что в совокупности может создать угрозу жизни людей, живущим в прибрежной зоне.

Газогидраты России: запасы, финансирование исследований и перспективы освоения. По данным Всероссийского НИИ геологии и минеральных ресурсов Мирового океана им. академика И.С. Грамберга перспективными районами распространения газогидратов в России являются находящиеся в российской юрисдикции дно Каспийского, Черного, Охотского морей, озера Байкал и, конечно, наиболее перспективным регионом является Российская Арктика [3].

Таблица 2

Основные зоны стабильности газовых гидратов в недрах Северного Ледовитого океана

Основные морфоструктуры	Типы зон стабильности гидратов	Площадь км ² (% от общей площади)	Пределы изменения мощности (средняя мощность в м)	Объем, м ³
Ложе океана	Придонный	3431	200-1000 (700)	2,4 * 10 ¹⁵
Континентальный склон	Придонный	950	200-800 (560)	5,3 * 10 ¹⁴
Арктический шельф России	Придонный	977	0-600 (200)	1,95 * 10 ¹⁴
	Криогенные гидраты	250 (125)	0-400 (200)	2,5 * 10 ¹³
		606 (121)	0-400 (200)	2,4 * 10 ¹³
	Непридонный вне акваторий реликтовой мерзлой зоны	24	0-200 (100)	2,4 * 10 ¹²

Помимо природных гидратов, выделяются так называемые техногенные гидраты, которые образуются при бурении и эксплуатации скважин на глубине в призабойной зоне, в стволах скважин, и при транспортировке газа в условиях Крайнего Севера, что требует дополнительных усилий как превентивного и ликвидационного характера. Однако, перспективны и методы их использования для хранения больших объемов газа, в технологиях очистки и разделения газов, для опреснения морской воды и в аккумулирования энергии для целей охлаждения и кондиционирования [4, С.170].

Российское научное сообщество активно занимается изучением газогидратов в химическом, техническом, географическом, геологическом и других аспектах.

Однако существует определенное запаздывание со стороны федеральных властей в принятии решений, как случилось при наступлении «сланцевой революции», когда поправки стимулирующего характера, в частности в Налоговый кодекс, были внесены в 2014 г., спустя три года после первых звонков всплеска добычи сланцевых углеводородов.

В настоящее время в Энергетической стратегии на период до 2030 г. и в проекте Энергетической стратегии на период до 2035 г. не упоминаются газогидраты, т.е. можно предположить, что они не рассматриваются как перспективные в долгосрочной перспективе. В тоже время необходимо заметить, что начало «сланцевой революции» было положено после энергетического кризиса 70-х годов прошлого века, когда были приняты стимулирующего характера по разработке нетрадиционных залежей углеводородного сырья. Как следствие авторы считают необходимым принятие мер организационного характера, такие как:

- отражение в Энергетической стратегии на период до 2035 г. газогидратов как энергоресурса будущего времени;
- активизация частно-государственного партнерства в исследовании и разработке газогидратов;
- формирование комплекса стимулирующих мер по развитию инновационных решений в области технологических новаций в исследовании и разработке газогидратных залежей.

Литература

1. Газогидраты: технологии добычи и перспективы разработки // Аналитический центр при Правительстве РФ. – Режим доступа: <http://ac.gov.ru/publications/> (Дата обращения 10.04.2016 г.)
2. Курикова П.Р. Проблемы освоения газогидратов. – Режим доступа: // SCI-article [сайт] URL: <http://sci-article.ru/stat.php?i=1448229952> (Дата обращения 10.04.2016 г.)
3. Матвеева Т.В., Черкашев Г.А. Газогидраты: проблемы изучения и освоения // Федеральное агентство по недропользованию [электронный ресурс]. – Режим доступа: www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/2569.pdf (Дата обращения 10.04.2016 г.)
4. Софийский И.Ю., Пухлий В.А., Мирошниченко С.Т. Газовые гидраты и энергосберегающие технологии // Сборник научных трудов СГУЭиП. Выпуск 1(37) – 2011. – С. 169-177.
5. Сухоносенко А.Л. Термодинамическое моделирование процессов разработки газогидратных месторождений. Диссертация на соискание уч.ст. канд. Техн. наук. Москва, 2013.
6. Climate change impacts on methane hydrates // World Ocean Review [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://worldoceanreview.com/en/wor-1/ocean-chemistry/climate-change-and-methane-hydrates/> (Дата обращения 10.04.2016 г.)
7. Collet T.S. Energy resource potential of natural gas hydrates // AAPG Bull. – 2002. – vol. 86, №11, p.1971-1992.
8. Fiscal Year 2013 Methane Hydrate Program Report to Congress October 2014 // United States Department of Energy [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energy.gov/fe/downloads/methane-hydrate-annual-reports> (Дата обращения 10.04.2016 г.)
9. Hancock, S. (2008) Gas hydrates: commercial sooner than expected. ‘Presented at CERINatural Gas Conference.’ Calgary, Alberta.

10. Mann, C. C. May 2013. What If We Never Run Out of Oil? // The Atlantic. [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.theatlantic.com/magazine/archive/2013/05/what-if-we-never-run-out-of-oil/309294/> (Дата обращения 10.04.2016 г.).
11. Resources to Reserves 2013. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future // International Energy Agency [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.iea.org/etp/resourcestoreserves/> (Дата обращения 10.04.2016г.)
12. Takahashi H., Yonezawa T., Takedomi Y. Exploration for natural hydrate in Nankai-Trough wells on off-shore Japan // Proceedings of the offshore technology conference. – Houston, Texas, 2001. – p. 110-115.
13. Wood A. A critical assessment of the economic viability of methane gas hydrates: a case study of the Nankai trough, Japan by Chinweze Fortune Uhegbu (2013).

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ В.П. Шафиков

Научный руководитель доцент Пожарницкая О.В.

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

Государственная программа по развитию Арктики была утверждена правительством России 24 апреля 2014 года, целью которой должно стать социально - экономическое развитие Арктической зоны до 2020 года (рисунок №1). Реализацией программы будут заниматься: Министерства транспорта, промышленной торговли, иностранных дел и министерство развития востока, а контроль за действиями возложен на Министерство регионального развития. Ожидаемый эффект от проведения программы улучшение координации действий органов власти, рациональное управление государственными ресурсами и регулирование нормативно - правовой базы в сфере реализации государственной программы освоения Арктики. Осуществить намеченные цели удастся только с развитием Северного морского пути.



Рис. 1. Фото научно - исследовательской экспедиции для развертывания новой дрейфующей станции "СП-40". Дата события: 17.09.2012 22:13:00. [8]

Районы шельфа принадлежащие России и те участки Арктики которым могут быть признаны собственностью России, по предварительным оценкам, содержат 250 млрд. баррелей нефти и газа в нефтяном эквиваленте. Наибольший суммарный объем запасов углеводородов Арктики, согласно данным USGS, находятся в Западно-Сибирском бассейне — 3,6 млрд барр. нефти, 18,4 трлн куб. м газа и 20 млрд барр. газоконденсата. Второй следует арктический шельф Аляски — 29 млрд барр. нефти, 6,1 трлн куб. м газа и 5 млрд барр. газоконденсата. Третий участок восточная часть Баренцева моря содержит — 7,4 млрд барр. нефти, 8,97 трлн куб. м газа и 1,4 млрд барр. газоконденсата.[1]

Эксперты геологического агентства США (USGS) полагают, что в Арктике залегают пятая часть неразведанных извлекаемых запасов природного газа и нефти. Примерные запасы нефти в регионе составляют — 90 млрд барр., газа — 47,3 трлн куб. м, газового конденсата — 44 млрд баррелей. К 2020 году добыча нефти примерно составит 15-20 млн тонн в день или 300- 400 тыс. баррелей в сутки, на месторождениях «Роснефти» и «Эксонмобил» в Карском море. [1]

Растущие темпы добычи нефти в России с 2005 года 475 млн. тонн, до 526,8 млн. тонн в 2014 году (рисунок №2), ведут к истощению легкодоступных запасов нефти. В результате этого добыче углеводородов плавно перемещается севернее где себестоимость добычи полезных ископаемых существенно возрастает. [2] Прогноз запасов нефти в РФ, по данным WOC, находятся на уровне 60 млрд баррелей. Этой нефти РФ хватит на 21 год [3].



Рис. 2. Динамика добычи нефти в Российской Федерации

Совместно с разведкой и освоением месторождений углеводородов Арктики идет масштабное развитие Северного морского пути (далее СМП), так как эти два проекта взаимозависимы и имеют большой экономический потенциал, политическое и стратегическое значение для России.

СМП как логистическая магистраль для северных районов России, прежде всего, обусловлена потребностями хозяйственного освоения и обустройства прилегающих территорий. Морской транспорт в северных широтах Арктики является наиболее эффективным способом доставки технологического оборудования, промышленных товаров, энергоносителей, продовольствия, необходимых для функционирования прибрежных зонах Севера России. Его значение в перспективе возрастет с началом освоения шельфовых месторождений

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

Баренцева и Карского морей, с освоением которых требуется доставка оборудования и грузов. [4]

СМП был открыт для международного судоходства в 1991 году. Однако, в результате таяния льдов Арктики, СМП стал привлекательным для иностранных компаний. Так, в 2009 году первопроходцами стали два коммерческих судна прошедших из Азии в Европу по северным водам России. В 2011 году их число возросло до 34 судов (прямой конкурент Суэцкий канал пропускает 18000 судов в год). [5]

По предварительным оценкам транзит судов и грузов до 2020 возрастет в десять раз, а в перспективе — в двадцать, до 50 миллионов тонн в год. [6] Руководство РФ во главе с президентом, выбрало курс развития страны, в сторону транспортно – логистической инфраструктуры. Для достижения заданной цели проводятся реформы законодательства РФ, а крупные порты Архангельска и Мурманска ожидает реконструкция и модернизация. Все эти шаги сделают СМП более привлекательным и повысят его конкурентные преимущества с другими транспортными путями.

Подписанный президентом РФ Путиным В.В., закон о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части государственного регулирования торгового мореплавания в акватории Северного морского пути: Федеральный закон от 28 июля 2012 г. № 132-ФЗ [7]. Направлен на создание администрации госучреждения СМП, определение точных границ СМП и платы за ледокольное сопровождение судов, а так же разрешение противоречий морской доктрины РФ и ледокольного сообщения на СМП. В новом законе уделено внимание защите окружающей среды и безопасности движения судов. Все эти меры направлены на упрощение и удобство пользования СМП для отечественных и иностранных компаний.

СМП в большей степени зависит от разработки месторождений полезных ископаемых и стабильных климатических условий.

Выгоды использования СМП для транзитных перевозок:

- экономия топлива;
- сокращение продолжительности рейса снижает расходы стоимости фрахта судна и оплату труда персонала;
- бесплатный проход судна (в отличие от Суэцкого канала);
- низкая загроуженность пути (в отличие от Суэцким каналом);
- нет риска нападения пиратов.

Северный морской путь и программа освоения Арктики это проекты которые нужны стране, их развитие необходимо продолжать, невзирая на трудности. Истощение запасов нефти в Сибири и нестабильная обстановка на Ближнем востоке в будущем может привести к дестабилизации цен на углеводороды. Транзита грузов и построение логистических маршрутом в мире требуют оптимизации и сокращения затрат эти преимущества может предложить Северный морской путь. Россия должна стать надежным и выгодным мостом между Азией и Европой.

Литература

1. Запасы, которые трудно извлечь // Сайт «Газета.РУ». [Электронный ресурс]. – Режим доступа:http://www.gazeta.ru/science/2012/05/26_a_4602393.shtml (Дата обращения 03.04.2015).

2. "Российская Бизнес-газета" №989 (10) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/activity/oilgas> (Дата обращения 01.04.2015).
3. Газета "Взгляд.ру". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vz.ru/economy/2012/11/2/605487.html> (Дата обращения 01.04.2015).
4. Развитие Северного морского пути, выпуск 3. Доклад под редакцией академика РАН А.Г.Гранберга, ГНИУ "Совет по изучению производительных сил Минэкономразвития России и РАН", М., 2000. – 104 с. (Дата обращения 03.04.2015).
5. Warming Revives Dream of Sea Route in Russian Arctic. // The New York Times, 18.10.2011 (Дата обращения 04.04.2015).
6. Федеральный закон от 28 июля 2012 г. № 132-ФЗ.
7. Российская газета. - 4 авг. 2012 – С. 8-9. (Дата обращения 05.04.2015) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [Федеральный выпуск №5854](#).
8. Фото заимствовано: Анна Юдина РИА Новости 17.09.2012 (Дата обращения 08.04.2015).

ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ НА РОССИЙСКОМ КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ И СВЯЗАННЫЕ С ЭТИМ РИСКИ

В.П. Шафиков

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

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

Стремительное сокращение запасов углеводородного сырья и невозобновляемость ресурсов нефти и газа ведет к поиску альтернативных источников энергии. Промышленное производство синтетической нефти актуальный вариант замены сырой нефти. Сырьем для производства синтетической нефти может использоваться уголь и природный газ.

Синтетические продукты имеют высокие показатели качества, но полностью отказаться от сырой нефти нельзя. Следует отметить, что для производства синтетических продуктов требуется газ и уголь. Современная цивилизация на данном этапе развития зависима от залежей газа и нефти. По этой причине нам требуются дополнительные источники сырья углеводородов, к ним можно отнести шельф.

Покорение Арктического шельфа - это следующий шаг освоения Земли и ее недр. Первыми разработку этих отдаленных мест начали Американцы в прибрежной области штат Луизиана еще в 1938 г. Нефтеплатформа на которой работали нефтяники была построена фирмой Superior Oil. Морская нефтеплатформа под названием "Нефтяные Камни" , была сконструирована и построена в Каспийском море в 1949 году, располагалась примерно в 40 километрах к востоку от Апшеронского полуострова Азербайджанской ССР. В 1982 году конвенция ООН по морскому праву предоставляет прибрежным государствам право контроля над континентальным морским шельфом (включая морское дно и находящиеся под ним недра в пределах территориальных вод государства). Что бы воспользоваться этим правом государство подает заявку в Комиссию ООН по границам континентального шельфа. [1]

Ученые прогнозируют, что запасы углеводородного сырья на просторах Арктического шельфа огромны и разработка месторождение весьма выгодна.

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

Примерные объемы неразведанной нефти составляют 83 миллиарда баррелей, а природного газа 1550 трлн. м³.

Недропользователи рассматривают российский континентальный шельф как 6,5 млн. км² акватории, из которых от 4 до 4,5 млн. км² районы признанные перспективными для разработки. За последнее время обнаружено 25 месторождений нефти и 44 природного газа. Наиболее крупные - это Штокмановское, Мурманское, Приразломное месторождения. Шельф Балтийского моря около Калининградской области идет добыча нефти, на шельфе Каспийского моря - нефть и газ, у берегов Сахалина добывают нефть и газ.

Основное отличие добычи полезных ископаемых на шельфовых месторождения от континентальных, считается экономическая сторона. Безусловно, это дороже и требует иного подхода. Для примера в Западной Сибири добыча одного барреля нефти варьируется в пределах 5 - 7 долларов по курсу 2014 года, добыча на Арктическом шельфе от 13,7 до 27 долларов в США, исключение Каспий. Не сложно подсчитать, что порядка четырех месторождения Арктического шельфа можно отнести к рентабельным, учитывая нынешний уровень налогообложения и волатильность на сырьевом рынке мира. [1]

Месторождения на Российском шельфе не однородны и много таких, где даже налоговые льготы не окупят затраты на добычу.[3]

Проблемы с которыми можно столкнуться в процессе разработки Арктики и ожидаемые риски:

- большие финансовые затраты на первоначальном этапе работ;
- не закрытый вопрос демаркации границ Арктики между соседями: США, Канада, Норвегия, Дания, Исландия, Финляндия, Швеция;
- незащищенность крайне – северных границ России пограничные пункты, спасательные станции;
- отсутствие портовой инфраструктуры и логистических маршрутов;
- суровые условия труда и жизни;
- протест местных народов на добычу углеводородов Арктики;
- отсутствие опыта и мер ликвидации чрезвычайных ситуаций связанных с разливом нефти в водах Ледовитого океана.

Все это влечет усложнение и удорожание проекта, рассмотрим более подробно некоторые из приведенных выше проблем.

К экономическим рискам при реализации проектов можно отнести высокую степень финансовых рисков на этапе геологоразведочных работ, высокие затраты на освоение морских месторождений. Так же большая проблема отдаленность российских морей от основных рынков сбыта и высокие затраты на транспортировку углеводородов, обслуживание транспортных путей ледокольным транспортом и сложные условия добычи все эти факторы ведут к удорожанию цены добываемых углеводородов.

Вышеперечисленное можно дополнить проблемой с коренными народами севера которые не желают вести добычу углеводородов. Участники Международной конференции "Арктическая нефть : Последствия для коренных народов", (Усинское, Р. Коми, РФ. 14 - 16 августа 2012 г.) (Обращение было поддержано Ассоциацией коренных народов Аляски, Союзом оленеводов НАО, Комитетом спасения Печоры и др. участники) высказали свое отношение "мы выступаем за запрет на добычу нефти на Арктическом шельфе. Мы не согласны мириться с экологическими рисками и разрушительными последствиями разливов нефти, так как в замерзающих

морях Арктики не существует опробованных и проверенных методов ликвидации подобных чрезвычайных ситуаций". [1]

Истощение Сибирских запасов углеводородов планомерно приближает Россию к разработке арктического шельфа. В этом направлении смотрят и наши соседи по Арктике США, Канада, Норвегия, Дания, Исландия, Финляндия, Швеция.

В 2001 году Россия подала заявку в Комиссию ООН на признание прав участка шельфа. Обращение было связано с открытиями - Хребта Ломоносова и Менделеева, которые послужили доказательством, что они являются структурным продолжением Сибирской континентальной платформы и относятся к континентальному шельфу России. Но комиссия ООН отклонила заявку, так как по словам инспекторов предоставленной информации было мало, в ООН запросили больше данных, для принятия решения. Исследования проводились с помощью бурения по результатам которого будет вынесено решение, если дно шельфа состоит из гранита значит шельф континентальный, а если базальт значит территория относится к морю. Буровые работы проводились в сложных геологических условиях с перепадом донных высот от 350 м до 2,6 тысячи метров. [2]

Пример Норвежского опыта в Северном море показал, что создание одного рабочего места в нефтегазовом секторе способствует обеспечению работой 10 - 12 человек в сфере (транспорта, связи, пищевой промышленности, машиностроения и металлургии...). Суровые условия работы в Арктике требуют сокращения рабочего времени персонала обслуживающего оборудование, внедрения новых технологий и автоматизации процесса нефтегазодобычи, что означает дополнительное вливание денежных средств.

Освоение континентальных территорий Арктического шельфа США и Канады говорит о больших дотациях государства на всех уровнях реализации проекта. Государство облегчает налоговую нагрузку для частных компаний ведущих нефтегазодобычу, создает инфраструктуру еще на стадии оценки и поиска, компенсирует риски и стоимость геологоразведочных работ. При этом жесткий государственный контроль за деятельностью компаний. К важным этапам освоения Арктики относится развитие Северного морского пути. [3]

Литература

1. Иламанов И. А., Мавляров А. А., Голдырев А. В., Султангулова З. С., [Международный научно-исследовательский журнал](#) Выпуск № 12-1 (31) / 2014 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/dobycha-uglevodorodnogo-syrya-na-rossiyskom-i-arkticheskom-kontinentalnom-shelfe-i-svyazannye-s-etim-riski>, Авторы:
2. “Россия уступает Канаде на арктическом льду”, [Владимир Тодоров](#) 20.05.2013. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gazeta.ru/science/2013/05/20_a_5329353.shtml, , 14:52.
3. [Чельшков С.](#), “Шельф платит меньше” / Российская газета от 28.01.2014. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rg.ru/2014/01/28/shelf.html>.

АНАЛИЗ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

В.О. Шинкарёва

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

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

В современных условиях для осуществления эффективной деятельности организаций особо актуальной является проблема мобилизации и эффективного использования инвестиций.

Инвестиционная деятельность ОАО «Газпром нефть» направлена на максимизацию стоимости ОАО «Газпром нефть», повышение эффективности деятельности на выполнение стратегических целей Компании.

Базовыми принципами инвестиционной деятельности ОАО «Газпром нефть» являются:

- соответствие инвестиционных планов утвержденной Стратегии Компании;
- реализация наиболее эффективных проектов и формирование оптимального инвестиционного портфеля;
- коллегиальное принятие решений и делегирование принятия инвестиционных решений в соответствии с «лестницей ответственности»;
- минимизация рисков реализации проектов;
- дифференцированный подход к принятию решений по проектам и контролю их реализации в зависимости от типов и сложности проектов;
- обязательный периодический мониторинг реализации проектов.

Реализация принципа соответствия инвестиционных планов утвержденной Стратегии Компании достигается путем формирования трехлетней Среднесрочной инвестиционной программы (СИП). СИП ориентирована на достижение четких и подробных целей, сформированных на среднесрочную перспективу в качестве этапа для реализации долгосрочных стратегических целей Компании. СИП состоит из инвестиционных проектов, по которым предварительно определены объемы необходимого финансирования, экономические и производственные показатели, и сбалансирована с инвестиционными возможностями Компании.

Реализация Инвестиционной программы в 2014 г. и далее в 2015 г. решает следующие задачи:

- реконструкция НПЗ с целью выполнения требований технического регламента: переход на Евро – 4 был в 2012 г., а на Евро – 5 – с 2013 г., а также увеличения выпуска высокооктановых бензинов;
- реконструкция НПЗ NIS в соответствии с условиями сделки по приобретению: реализации экологических проектов, достижение качества Евро – 5 выпускаемых моторных топлив;
- оптимизация сбытовой сети, в том числе Sibir Energy и NIS, с приведением АЗС к корпоративному стандарту и закрытием нерентабельных станций.

Масштабные планы развития бизнеса по всем направлениям деятельности подразумевают значительные инвестиции. Суммарный объем средств, инвестированных до 2020 г. как в поддержание текущей деятельности, так и в развитие, включая приобретение активов с рынка, составит до 80 млрд долл.

Масштабные планы развития бизнеса по всем направлениям деятельности подразумевают значительные инвестиции. Общий объем инвестиций 2010 г.

составил 4,9 млрд долл. Общий объем инвестиций в 2012 г. составил 182,2 млрд руб., что на 8 % больше инвестиций в 2011 г. Рост инвестиций обусловлен реализацией ряда крупных проектов добычи нефти и проектов программы качества моторных топлив в нефтепереработке.

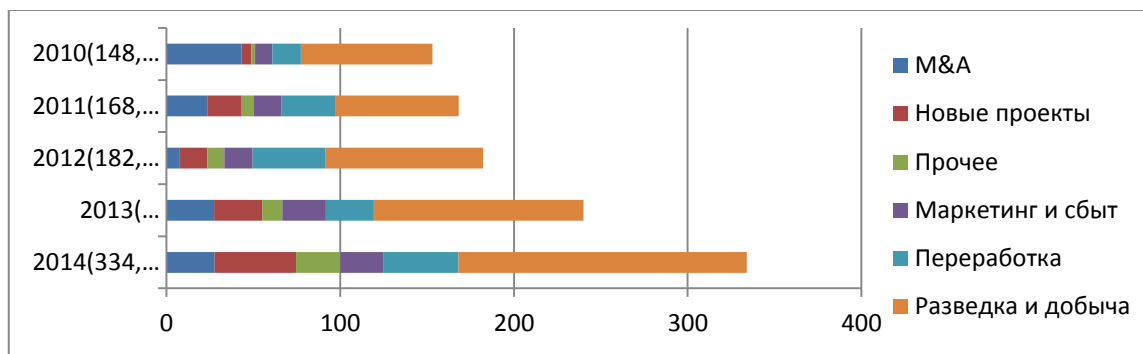


Рис. 1. Инвестиции по сегментам бизнеса, млрд. руб.

Инвестиционная программа и бюджет «Газпром нефть» в 2014 году объем добычи находился на уровне 66 млн тонн н.э. – на 6% выше показателей предыдущего года. Объем переработки составил 43,3 млн тонн, что на 1,5% больше, чем в 2013 году. Объем продаж в премиальных сегментах находился на уровне 25,4 млн тонн, что на 6% превышает показатель 2013 года.

Объем инвестиций в 2014 году составил 334 млрд руб, что соответствует размеру инвестпрограммы, утвержденной Советом директоров «Газпром нефти» в сентябре 2014 года. В 2014 году «Газпром нефть» сохранила лидерство в отрасли по таким показателям эффективности, как возврат на вложенный капитал и удельный операционный денежный поток на баррель нефтяного эквивалента.

В текущем году компания закрепила свои позиции на севере ЯНАО и в российской Арктике. В апреле отгружена нефть с Приразломного месторождения – первого в России проекта по добыче на арктическом шельфе. Приобретено несколько лицензионных участков в Оренбургской области, где создается новый кластер добычи «Газпром нефти». На Долгинском месторождении на шельфе Печорского моря завершилось бурение и исследование разведочной скважины. Столь значительный объем работ за короткий безледовый период выполнен в регионе впервые и является рекордным для отрасли. На иракском месторождении Бадра компания приступила к коммерческой отгрузке нефти и выполнила базовые обязательства перед правительством Ирака по обеспечению добычи в объеме не менее 15 тыс. баррелей в сутки на протяжении 90 дней. Ведется геологическое изучение трех проектов на территории иракского Курдистана.

В 2014 году «Газпром нефть» продолжила программу модернизации своих НПЗ, повышая глубины переработки. Кроме того, на нефтеперерабатывающих заводах компании выполняется ряд экологических проектов, а также проектов по повышению энергоэффективности производств.

Инвестиционная программа «Газпром нефти» на 2015 год в объеме 346,4 млрд руб. При этом 30% инвестпрограммы компании в 2015 году приходится на реализацию крупных проектов в добыче – Новый Порт, Мессояха и Приразломное месторождение. Инвестиции в нефтепереработку в 2015 г. составили 49,2 млрд руб.

По итогам 2014 г. Компания заняла лидирующие позиции на российском рынке по ряду показателей.

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РУСУРСОВ



Рис. 2. Удельная операционная прибыль, долл/барр. н. э

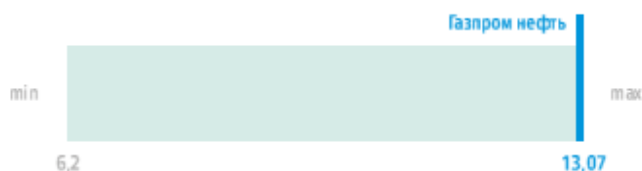


Рис. 3. Доход на средний используемый капитал (ROACE), %

13,07 % доход на средний используемый капитал (ROACE) в 2014 г.

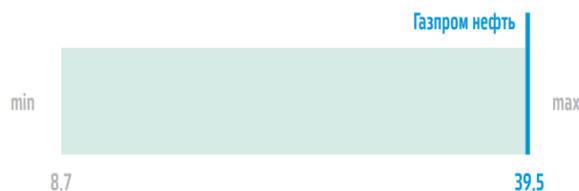


Рис. 4. Доля высокотехнологичных скважин, %

Активы, приобретенные у ОАО «Газпром»:

- «Газпром нефть» стала доверительным управляющим в отношении 50 % акций ЗАО «Нортгаз», которые контролируются ОАО «Газпром».

- В мае 2014 г. «Газпром нефть шельф» стала 100% дочерним обществом «Газпром нефть».

73,2 млн т н. э. прирост запасов по категории 2P SPE – PRMS за счет приобретения ЗАО «Нортгаз» и ООО «Газпром нефть шельф».

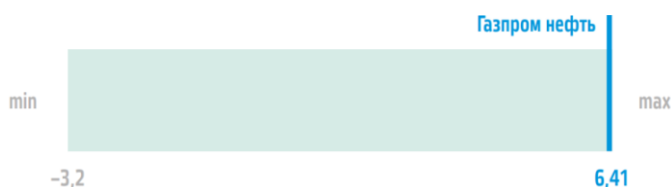


Рис. 5. Темпы роста добычи углеводородов в 2014 г. к 2013 г., %

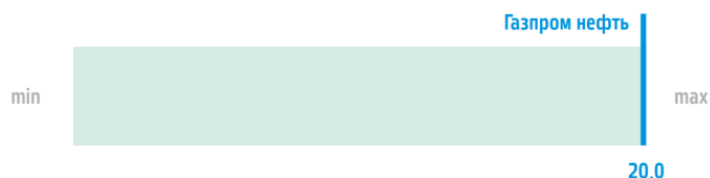


Рис. 6. Средний объем реализации нефтепродуктов через одну АЗС в день, т/сут.

Расширение портфеля новых проектов в 2014 г.:

Северэнергия, март 2014 г.:

- Достигнуто соглашение о конечной схеме владения 50/50 с ОАО «НОВАТЭК».

- Завершен первый этап реструктуризации схемы владения, эффективная доля – 45,1 %.

Приразломное, май 2014 г.:

- Завершена 100 % консолидация актива на периметре «Газпром нефти».

Нортгаз, июль 2014 г.:

- Приобретена эффективная доля 9,1 % в ЗАО «Нортгаз» (Северо – Уренгойское месторождение).

По оценкам ведущих аналитиков крупнейших инвестиционных компаний «Газпром нефть» является одной из лучших компаний российской нефтегазовой отрасли по сравнению с конкурентами.

Участники фондового рынка высоко оценивают сильные показатели рентабельности и стабильные финансовые результаты.

ОАО «СБЕРБАНК»

«Мы уже отмечали стабильность операционной рентабельности «Газпром нефти» при сохранении квартальных EBITDA на уровне 2,0 – 2,3 млрд долл. Уже почти четыре года. Мы считаем, что эта тенденция сохранится до конца года и в 2015 г., после чего добыча с новых месторождений начнет вносить вклад и способствовать росту прибыли».

Сентябрь 2014 г.

По мнению рынка, инвестиционная история Компани остается привлекательной, несмотря на низкую ликвидность акций и сложную геополитическую ситуацию в 2014 г. Основу будущего роста Компании составляют новые добычные проекты – «Ямал», «Мессояха», «Новый Порт» и «Приразломное», способные обеспечить рост добычи до 2025 г. При этом наработанный опыт по стабилизации добычи на зрелых месторождениях и освоению комплексных технологий разработки месторождений снижает зависимость от западных подрядчиков и незаменимых технологических решений. Выгодное расположение и модернизация НПЗ, сильные рыночные позиции и высокие темпы роста продаж в премиальных сегментах рынка – все эти факторы, наряду с высокой операционной эффективностью, обеспечивают значительные конкурентные преимущества для Компании, создавая существенный потенциал роста ее стоимости на долгосрочный период.

Ноябрь 2014 г.

«Газпром нефть» торгуется со значительным дисконтом к аналогам с развитых и развивающихся рынков, также и к российским ВИНК по таким показателям, как коэффициент цена/прибыль (P/E) и коэффициент отношения стоимости компании к EBITDA (EV/EBITDA). Также почти все участники рынка отмечают лидирующие позиции Компании по дивидендной доходности.

ОАО «ГАЗПРОМБАНК»

«Газпром нефть» торгуется по 2015P P/E на уровне 3,3 и по EV/EBITDA на уровне 2,3, с дисконтами в 23 % и 1 % к российским ВИНК; 60 % и 46 % - к аналогам с развивающихся рынков и 69 % и 44 % - к аналогам с развитых рынков. Дивидендная политика – выплаты 25 % от чистой прибыли по МСФО – обеспечила в 2014 г. вторую по величине доходность по обыкновенным акциям в нефтегазовом секторе России – 6,4 %.

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РУСУРСОВ

«Газпром нефть» - один из основных бенефициаров от налоговых льгот с точки зрения дивидендной доходности».

Ноябрь 2014 г.

ООО «ИК ВЕЛЕС КАПИТАЛ»

«По итогам 2014 г. мы ожидаем роста дивидендов, что предполагает дивидендную доходность к текущим котировкам на уровне 7,1 % и делает «Газпром нефть» второй в секторе бумагой (после «префов» «Сургутнефтегаза») по степени привлекательности с точки зрения дивидендной доходности».

Май 2014 г.

Позитивно оценивается инвесторами и инвестиционными аналитиками история развития Компании с момента ее вхождения в Группу «Газпром» в 2006 г. по сегодняшний день.

ОАО «ГАЗПРОМБАНК»

Менеджмент «Газпром нефти» заработал отличную репутацию, разработав очень амбициозную стратегию развития Компании еще в 2006 – 2007 гг. При этом руководство Компании продемонстрировало способность достигать поставленных целей, осуществив коренную трансформацию Компании в период с 2007 по 2014 г. за счет эффективного развития имеющихся активов, эффективной политики в сфере слияний и поглощений, а также учреждения СП с такими ключевыми игроками нефтегазовой отрасли, как ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «НОВАТЭК».

Ноябрь 2014 г.

Аналитики и инвесторы расценивают, что введенные правительством налоговые льготы по НДС и экспортным пошлинам для стимулирования роста добычи на новых месторождениях окажут позитивное влияние на экономические показатели проектов Компании и ускорят их окупаемость.

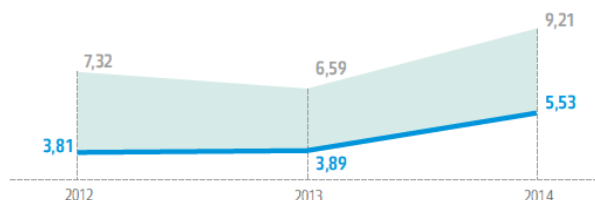


Рис. 7. Отношение рыночной капитализации Компании к ее годовой прибыли (P/E)

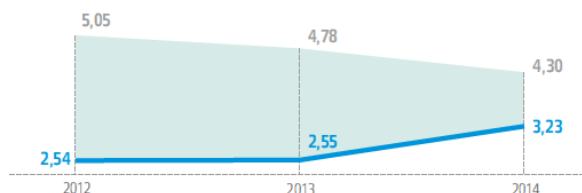


Рис. 8. Отношение стоимости Компании к EBITDA (EV/EBITDA)

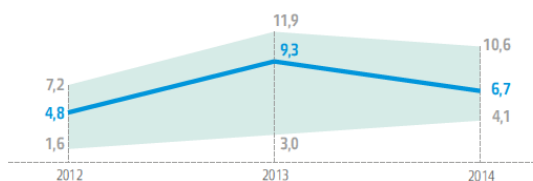


Рис. 9. Дивидендная доходность, %

По оценкам многих ведущих аналитиков, по итогам 2014 г. Компании значительно недооценена рынком по сравнению с конкурентами. Недооцененность акций «Газпром нефти» составляет более 40 % (по состоянию на 31 декабря 2014 г.). Это во многом обусловлено ограниченной привлекательности.

Рассчитано на основе объявленных ликвидностью акций Компании.

Оценка инвестиционной

дивидендов в соответствующем году в рублях к стоимости одной акции в рублях на Московской Бирже на 1 января.

■ - Коридор между максимальным и минимальным значением на рынке

■ - Газпром нефть

В 2014 г. акционеры и инвесторы «Газпром нефти» смогли наглядно ознакомиться с процессами добычи нефти на Новопортовском месторождении на полуострове Ямал и переработкой нефти на Московском НПЗ.

В 2014 г. Компания была удостоена нескольких наград в области взаимодействия с инвесторами:

- IR – сайт «Газпром нефть» получил Silver Award в крупнейшем международном рейтинге корпоративных коммуникаций Stevie Awards в номинации Best Investor Relations Site;

- корпоративный Годовой отчет Компании получил шесть наград на престижных национальных и международных конкурсах годовых отчетов.

Таким образом, инвестиционная политика занимает не последнее место в развитии предприятия и влияет на финансовую устойчивость, платежеспособность и конкурентоспособность деятельности компании. За прошедшие несколько лет заметно что объем инвестиций компании и удельный вес в структуре активов растет в положительную сторону.

Литература

1. Шарп У., Александр Г., Инвестиции.- М.: ИНФРА-М, 2004.
2. Годовой отчет деятельности ПАО «ГАЗПРОМ-НЕФТЬ» за 2014 год. Официальный сайт ПАО «ГАЗПРОМ-НЕФТЬ». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ir.gazprom-neft.ru>.

ОСНОВНЫЕ КОНТРАГЕНТЫ РАЗРАБОТКИ ШЕЛЬФА АРКТИКИ

В.О. Шинкарёва, В.В. Кучков

Научный руководитель доцент В.Б. Романюк

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

Арктика – самый малоизученный регион планеты. В США и Норвегии уже давно проводятся разведочные работы и разработка месторождений на арктическом шельфе. Начаты они и в России. Компания «Новатек» ведет разработку крупного Юрхаровского месторождения на Тазовском полуострове. «Газпром нефть» ведет разработку в Печорском море Приразломного месторождения и ведет разведку крупного Долгинского нефтяного месторождения. ОАО «Роснефть» на шельфах арктических морей Восточной Сибири и Дальнего Востока завершает региональные геофизические работы и начинает параметрическое бурение. ОАО «Лукойл» инновационными технологическими решениями дает новую жизнь старейшине нефтяной промышленности в Арктике – Ярегскому месторождению.

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

«Газпром нефть» на российском арктическом шельфе – это один из крупных контрагентов исследования и разработки Арктики. Это уникальная ледостойкая платформа «Приразломная», которая спроектирована и построена в России с учетом характеристик арктического региона и рассчитана для эксплуатации в экстремальных природно-климатических условиях, выдерживает огромные ледовые нагрузки и соответствует всем требованиям безопасности. «Приразломная» успешно работает и не нарушает экологического баланса, что доказывают многочисленные научные исследования. «Приразломная» обеспечивает: бурение, хранение нефти, добычу, подготовку и отгрузку готовой продукции.

В первом полугодии 2015 года ОАО «Газпром нефть» увеличила добычу углеводородов на 19,4% в сравнении с прошлым годом – до 38 млн тонн н.э. На такой объем роста добычи не мало повлияло увеличение добычи сырья на первом в России проекте по добыче нефти на арктическом шельфе – Приразломном месторождении. Проект вступил в активную фазу летом 2013 года, когда было начато бурение первой скважины. Добыча на месторождении началась 19 декабря 2013 года, первый танкер с нефтью нового сорта ARCO (Arctic oil) был отгружен с Приразломного 18 апреля 2014 года, в сентябре 2014 г. на Приразломном был добыт миллионный баррель нефти.

Круглогодичный вывоз продукции с месторождения обеспечивают нефтеналивные танкеры, построенные в 2010 г., усиленного ледового класса «Кирилл Лавров» и «Михаил Ульянов». Оба судна были индивидуально спроектированы для того чтобы транспортировать нефть с «Приразломной» и поставлять на рынки сбыта.

Приразломное месторождение расположено в 60 км от берега Печорского моря.

Добываемые запасы нефти составляют 71,96 млн. тонн. К 2020 году планируется, что уровень добычи составит около 6 млн. тонн в год.

В августе 2015 года «Газпром нефть» ввела в эксплуатацию на Приразломном месторождении вторую добывающую скважину, дебит которой составил 1,8 тыс. тонн в сутки. Благодаря ее плановому запуску объем добываемой нефти в 2015 г. увеличился более чем в два раза по сравнению с 2014 годом, когда на месторождении Приразломное было добыто 300 тысяч тонн нефти.

В общей сложности проектом планируется ввести в эксплуатацию 36 скважин, из них 16 нагнетательных, 19 добывающих и одну поглощающую.

На платформе «Приразломная» создана технологическая система, которая исключает попадание в море отходов производства и бурения. Проект реализуется при соблюдении принципа «нулевого сброса»: отходы закачиваются обратно в пласт или вывозятся на берег для последующей утилизации. Установленное на скважинах специальное оборудование предотвращает возможность неконтролируемого выброса нефти или газа — в случае необходимости скважина будет герметично перекрыта в течение 10 секунд.

Дочернее общество «Газпром нефти» «Газпромнефть-Сахалин» в январе 2015 года получил право пользования недрами на двух лицензионных участках, расположенных на шельфе Арктики.

Северо-Западный лицензионный участок расположен в Печорском море. Перспективные ресурсы данного участка оцениваются в более чем 105 млн тонн конденсата и нефти, а также 60 млрд кубометров газа.

Хейсовский лицензионный участок расположен в северной части Баренцева моря. Прогнозные ресурсы оцениваются в 140 млн. тонн нефти и конденсата, а также 2 трлн кубометров газа.

Шельфовые активы Газпром нефти в Арктике также включают Северо-Врангелевское месторождение (Восточно-Сибирское и Чукотское моря). Программа изучения Северо-Врангелевского месторождения находится в стадии формирования.

На Долгинском месторождении в 2014 г. была пробурена четвертая разведочная скважина, на ней проведены геофизические и гидродинамические исследования.

Как первая российская компания, начавшая работу на арктическом шельфе, «Газпром нефть» принимает активное участие в программах, направленных на сохранение экосистемы российского арктического региона. С 2009 года «Газпром нефть» совместно с Советом по морским млекопитающим и Всемирным фондом дикой природы (WWF России) реализует программу изучения арктической фауны. В рамках этого сотрудничества в 2014-15 годах ведется совместная работа по выявлению ключевых ледовых мест обитания атлантического моржа, проводятся полевые исследования атлантического моржа в Печорском море. При установке и наладке МЛСП «Приразломная» были учтены предложения, направленные на минимизацию антропогенного воздействия. Результаты проведенного недавно экологического мониторинга показали, что работы не оказали негативного воздействия на экосистему региона, в том числе не выявлено воздействие фактора беспокойства на атлантического моржа.

Также одним из важнейших проектов «Газпром нефти» в 2015 году стало создание корпоративной программы сохранения биоразнообразия флоры и фауны морских экосистем российской арктической зоны. Программа разработана в рамках поручения президента РФ и учитывает рекомендации экспертного экологического сообщества, Минприроды, WWF и Глобального экологического фонда.

«Обеспечение экологической безопасности и бесперебойной эксплуатации технологических установок — это важнейшие задачи «Газпром нефти» при реализации проектов в суровых климатических условиях Арктики.

Таким образом, Арктика занимает не последнее место в развитии предприятия и его инвестиционной политике и влияет на финансовую устойчивость, платежеспособность и конкурентоспособность деятельности компании.

Литература

1. Годовой отчет деятельности ПАО «ГАЗПРОМ-НЕФТЬ» за 2014-2015 год. Официальный сайт ПАО «ГАЗПРОМ-НЕФТЬ». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ir.gazprom-neft.ru>.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ И УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.А. Шкурапат

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

Обвал цен на нефть на мировом рынке и западные санкции дали повод ряду экспертов заявить о необходимости заморозить проекты добычи

углеводородов на Арктическом шельфе. В то же время президент и правительство провозгласили жесткий курс на новую политику в Арктике.

Согласно данным Министерства энергетики России, себестоимость добычи нефти в России в целом значительно выше мировых значений. Если рассматривать разрабатываемые месторождения, то на многих из них, а особенно на новых, себестоимость добычи значительно выше мировых значений, а это может привести к резкому падению добычи по экономическим причинам.

Примером роста затрат на нефтяное освоение Арктики служит проект морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» – первой стационарной платформы на арктическом шельфе: себестоимость добычи нефти на ней может достичь более 30 долл. за баррель, из которых капитальные затраты на строительство и бурение составят порядка 35–45 %, эксплуатационные расходы до 55–65 %. Следует отметить, что указанный уровень себестоимости не включает стоимость выполнения запрашиваемых стандартов безопасности, но даже в случае повышения себестоимости вследствие выполнения более высоких стандартов это не гарантирует достаточного снижения экологических рисков.

Согласно данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ, объем необходимых инвестиций велик даже для части потребностей при создании инфраструктуры: требуется постройка по меньшей мере 10 новых ледоколов и еще 52 многофункциональных ледовых судов, чтобы обеспечить все участки освоения российского континентального шельфа. Для освоения арктического шельфа также потребуется 162 вспомогательных судна обеспечения и снабжения, в т. ч. буксиры, суда-сборщики льяльных и фекальных вод, скиммеры и др.

Также на Арктическом шельфе, как считают некоторые эксперты, рентабельность добычи обеспечивается только при цене \$100–120 за баррель. Стоит ли в таких условиях, если учитывать нынешнюю экономическую ситуацию, форсировать добычу на Арктическом шельфе – большой вопрос.

Несмотря на ряд проблем, связанных с экономическими рисками при разработке месторождений в Арктике, оппоненты противников ускоренного освоения Арктики подчеркивают, что нефтедобыча на шельфе является локомотивом развития промышленности в целом и что освоение Арктики поможет стране сохранить лидерство на мировом энергетическом рынке. Их позиция – работы надо не сокращать, а ускорять, тем более что низкие цены на нефть, по их мнению, продержатся недолго. Еще один важный аргумент – консервация объектов обойдется дороже, чем продолжение работ.

Оптимисты считают, что даже при средних ценах на российскую нефть на мировом рынке в диапазоне \$25–35 за баррель добыча нефти в России может достигнуть к 2020 году 550–590 млн т в год, и в первую очередь за счет ввода в разработку новых месторождений. К тому же, по оценке ряда экспертов, у мировой экономики хорошие перспективы. МВФ прогнозирует мировой рост в 2017 году на уровне 3,5–3,7%.

Понятно, что для успешного освоения шельфа необходимы новые технологии и новая техника. Ведь не секрет, что приобретая зарубежные технологии и оборудование арктического класса, наша страна получает вчерашний, а то и позавчерашний день. Таким образом «мы обрекаем себя на гарантированное отставание». Поэтому необходимо обеспечить условия, чтобы эти технологии создавались в России.

Для этого надо иметь ряд серьезных игроков с преимущественно национальным капиталом и современным уровнем технологий, которые смогут

обеспечить технологический рывок для всей страны. Но этим процессом необходимо твердо управлять. Эту роль может взять на себя специально созданная структура, разрабатывающая и устанавливающая правила игры для большого количества участников процесса – государственных и частных игроков из разных стран и отраслей.

Правительство нашей страны уже начало работу в данном направлении. Основные направления политики государства в Арктике сформулированы в «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации», принятой еще в 2013 году. В апреле 2015 года утверждена государственная программа «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года», которая реализуется с нынешнего года. Она нацелена на обеспечение национальной безопасности страны на период до 2020 года.

Кроме того была образована госкомиссия по вопросам развития Арктики. Среди первоочередных задач нового органа – создание согласованной системы законодательных и нормативно-правовых актов региона, масштабная ревизия Арктической зоны. На первом заседании комиссии созданы восемь рабочих групп по различным направлениям деятельности, которые возглавили отраслевые министры.

Планируется при госкомиссии организовать научно-технический и деловой советы. Общий объем финансирования госпрограмм по Арктике на 2015–2020 годы составляет около 222 млрд рублей. В том числе 160 млрд рублей – финансирование за счет федерального бюджета. Для привлечения инвестиций в арктические регионы России и создания там точек экономического роста предложено рассмотреть возможность создания в Арктической зоне территории опережающего развития.

Литература

1. Толстоногов А.А., Кифоренко И.К. Принципы формирования инвестиционных проектов разработки нефтяных месторождений с учетом влияния рисков // *Фундаментальные исследования*. – 2014. – № 6-3. – С. 577-580.
2. Великанова Т.В., Ладоскин А.И. Использование оптимизационных методов при планировании размещения производства // *Вестник Самарского муниципального института управления*. – 2013. – № 2 (25). – С. 66-73.
3. Толстоногов А.А. Анализ планируемых объемов инвестиций в развитие топливно-энергетического комплекса России // *Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Экономические науки*. – 2013. – № 2 (8). – С. 67-71.

АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ

Д.И. Шульгин

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

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

Аннотация: Статья посвящена исследованию такой актуальной темы, как нефтегазоносность территории арктического шельфа РФ. Определено, что разработка нефтегазовых ресурсов российского арктического шельфа имеет экономическую целесообразность.

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

Освоение территории арктического шельфа РФ становится в современных условиях весьма перспективным национальным проектом развития России. Арктическая зона РФ в целом является огромным сырьевым резервом государства и относится к числу немногочисленных регионов мира, где существуют почти нетронутые запасы углеводородов и минералов. Россия по сопоставлению с остальными государствами обладает самым протяженным и большим по площади морским шельфом (примерно 4,5 млн. км.²). Ориентировочно 2 млн. км.² перспективной площади российского шельфа относят к морям Арктики. Запасы арктического шельфа РФ по прогнозам специалистов составляют не менее 100 млрд. т. углеводородного сырья.

Около 70% общих объемов неразведанных запасов газа Арктики приходится на Российскую Федерацию (запасы на территории шельфа есть основным образом в южной части Карского и в восточной части Баренцева морей). В целом в этих регионах находятся 30% (1550 трлн. м.³) мировых неразведанных извлекаемых газовых запасов и 13% (90 млрд. баррелей) — нефтяных запасов. Необходимо отметить, что процентное распределение между морскими и земными запасами арктического газа ориентировочно соответствует упомянутому выше для нефти: примерно 80% приходится на шельфовые территории, но для Российской Федерации подводная доля газа составляет практически 90%.

Российская Федерация занимает первое место по нефтегазоносности арктического шельфа. Так, на долю России доводится 41% нефтяных запасов на шельфе, при том, что на долю США приходится 28% нефтяных запасов на шельфе, на долю Дании — 18%, на долю Канады — 9%, на долю Норвегии — 4%, и 70% газа, при том, что на долю США приходится 14%, на долю Дании — 8%, на долю Канады и Норвегии — по 4%.

К настоящему моменту в Арктике выявлено 60 крупных месторождений углеводородного сырья, 43 из которых располагаются в российском секторе, 11 принадлежат США, 6 — Канаде, 1 — Норвегии.

На сегодняшний день Россия включена в тройку лидеров мира по добыче углеводородного сырья по данным оперативной сводки Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса (ГП «ЦДУ ТЭК»): в 2015 году страна установила новый рекорд по добыче нефти (с газовым конденсатом), было добыто 534 млн. т. нефти, что на 1,4% выше аналогичного показателя за 2014 год, и 635 млрд. м.³ — природного газа, что на 1% меньше, чем в 2014 году [2, с. 3]. При этом более чем 90% всего государственного газа и примерно 10% нефти дают месторождения сектора Арктики РФ, то есть российских арктических регионов.

Неудивительно, что именно Россия исторически одерживала лидирующие позиции по множеству направлений освоения арктических нефтегазовых ресурсов, от разведки до ввода в эксплуатацию новых месторождений, и делала это, базируясь на отечественной науке и отечественных технологиях [1, с. 51].

Примерно 90% всей площади арктического шельфа РФ, который составляет примерно 5-6 млн. км.², доводится на перспективные нефтегазоносные области, включая 2 млн. км.² — в западно-арктических зонах шельфа в Баренцевом и Карском морях, где возможные ресурсы углеводородных запасов составляют примерно 50-60 млрд. м.³ и 1 млн. км.² — на территории шельфа в море Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском морях в восточно-арктической зоне. Колоссальные прогнозные нефтяные и газовые запасы содержатся в Тимано-Печорской, Баренцево-Карской, Индигиро-Чукотской, Енисейско-Лаптевской

нефтегазоносных провинциях, а также Анадырской, Южно-Ямальской и Лено-Анабарской нефтегазоносных областях.

Помимо того, территории Арктики обладают уникальными запасами и прогнозными ресурсами редчайших металлов и прочих полезных ископаемых, таких как редкоземельные и платиновые металлы, медно-никелевые руды, железо, титан, ниобий, хром, фосфор, полиметаллы, флюорит, золото и алмазы, олово, медь, ртуть, серебро и прочие.

Изначальный объем добываемых ресурсов углеводородного сырья на территории арктического шельфа РФ оценен в 106 млрд. т. в нефтяном эквиваленте, включая 69,5 трлн. м.³ газа. Однако, как оценили геологические службы США, российские ресурсы в Арктической зоне достигают 150 млрд. т. в нефтяном эквиваленте [2, с. 4].

Объем государственной стратегии по освоению Арктической территории до 2020 года оценен примерно в 2 трлн. руб., из которых приблизительно третья часть должна поступить из федерального бюджета, остальную часть средств рассчитывается привлечь от крупных отечественных компаний [5].

Необходимо подметить, что допуск на арктический шельф РФ имеют лишь подконтрольные государству компании, имеющие существенный опыт работы на шельфе не менее 5 лет — «Газпром», «Роснефть» и «Новатэк», которые получили необходимые лицензии.

Если расходы по бурению одной разведочной скважины в западносибирской зоне на суше обойдутся в 70 млн. руб., то в Арктике речь ведётся уже о \$150-200 млн. (приблизительно 8 млрд. руб.). Потому из-за дороговизны буровых работ на арктическом шельфе численность морских поисковых и разведочных скважин на месторождениях чрезвычайно мала. На наш взгляд, необходимо подметить, что незаурядное по запасам Штокманское газоконденстатное месторождение готово к промышленной разработке лишь семью разведочными скважинами, хотя на подобном месторождении суши количество разведочных скважин составило бы в несколько десятков раз больше [5].

В Арктике значительное удорожание бурения за счет сопутствующих расходов, которые связаны со слабой или полностью отсутствующей береговой инфраструктурой. Стоимость установки одной платформы на шельфе составит примерно \$1-1,5 млрд. Расходы на каждую буровую платформу обойдутся в \$5-6 млрд.

Необходимо рассмотреть стоимость освоения месторождения на арктическом шельфе в Печорском море. ОАО «Газпром» дал оценку стоимости освоения данного месторождения в размере 200 млрд. руб. В данную сумму включена стоимость платформы «Приразломная» (60-65 млрд. руб.), строительство инфраструктуры, двух судов обеспечения и двух танкеров ледового класса: «Кирилл Лавров» и «Михаил Ульянов».

Государство стремится поддерживать освоение территории арктического шельфа, предоставляя льготы: нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и льготная экспортная пошлина. В декабре ставка вывозной пошлины составляла \$107,3 за 1 тонну, а с введением с 1 января налогового маневра она убавилась в 9 раз до \$11,9 за 1 тонну.

Большей отдачи платформа «Приразломная» должна достигнуть к 2021 году, когда добыча достигнет пика (5-5,5 млн. т. в год) и себестоимость одного барреля будет равна примерно \$10. ОАО «Газпром» не сомневается в рентабельности данного проекта.

СЕКЦИЯ 10. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЕ РЕСУРСОВ

В общей сложности, разработка территории Арктической зоны РФ дает стране 12-15% ВВП и снабжает примерно четверти экспорта государства, здесь сформирован мощнейший индустриальный слой, а масштабы финансово-хозяйственной и производственной деятельности существенно превосходят показатели остальных полярных государств. Ориентировочно две трети общих арктических богатств создается в Российской Федерации.

Можно сказать, что арктические запасы углеводородного сырья представляют собой существенную часть от мировых запасов (20% от мировых неразведанных запасов). Оценки запасов экспертов отличаются, но с точки зрения структуры запасов углеводородного сырья, наибольшая часть запасов доводится на шельфовый газ. С точки зрения географического распределения, России принадлежит более половины всех запасов Арктики [3, с. 29].

В настоящее время морская добыча углеводородного сырья ведется в трех нефтегазоносных бассейнах: Северного склона Аляски (9 месторождений), Западно-Баренцевском и Южно-Карском (Юрхаровское). За счет разработки Юрхаровского месторождения, основные запасы которого расположены под морским дном (Тазовская губа), с 2005 года Россия является лидером по объемам добычи углеводородного сырья на шельфе Арктики, опережая суммарную добычу США и Норвегии (рисунок 1).

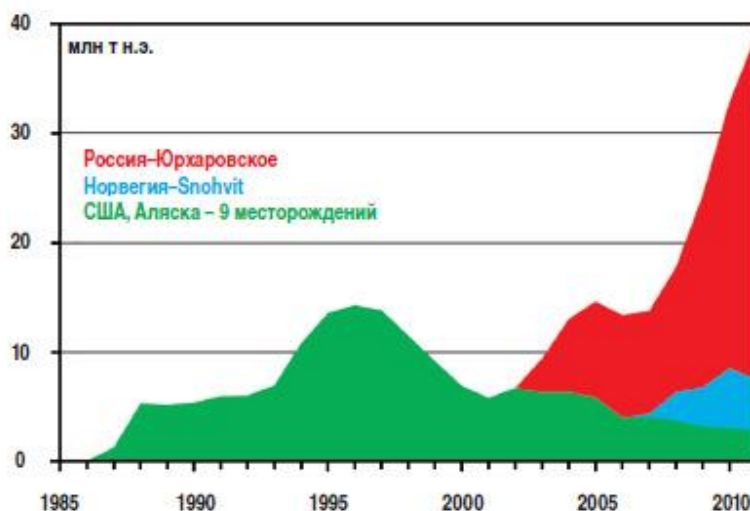


Рисунок 1. Добыча углеводородного сырья на шельфе Арктики

Таким образом, определено, что наиболее разведанными территориям арктического шельфа РФ являются южные районы российских секторов Баренцева моря, Карское море. Соответственно, именно на данных территориях располагаются обнаруженные запасы углеводородного сырья арктического шельфа РФ. На освоенные месторождения арктического шельфа РФ приходится более 90% обнаруженных запасов континентального шельфа, из которых свыше 90% составляет газ.

В ближайшие годы российский сектор арктического шельфа будет по-прежнему исполнять первостепенную роль в добыче газа. Также его роль в добыче нефти будет усиливаться. В существенных объемах нефтегазовые запасы акваторий российского сектора шельфов морей Северного Ледовитого океана понадобятся стране для удовлетворения, как внутренних потребностей, так и для исполнения международных обязательств по глобальному энергетическому обеспечению во

второй половине 21 века. Но готовить ресурсную и технологическую базу для этого нужно начинать уже в настоящее время. Необходимо констатировать, что компаниями «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «Новатэк» уже эффективно ведутся работы по всем данным направлениям [4, с. 45].

На шельфах арктических морей Восточной Сибири и Дальнего Востока необходимо завершение региональных геофизических работ и начало параметрического бурения. Данные работы начаты, целеустремленно и последовательно лидирует ОАО «Роснефть».

Одной из главных задач энергетической политики государства является приумножение доли природного газа в совокупном производстве энергетических ресурсов. В связи с чем, необходимо резко повысить на арктическом шельфе объемы геолого-геофизических и поисково-разведочных работ главным образом на газ — как на недорогое, экологическое, хорошо транспортабельное топливо, которое не требует полной переработки [5].

На настоящий момент добывающими участками являются американский мелководный западный склон шельфа Аляски и норвежская часть Баренцева моря. Бурение в целях разведки осуществлялось в российской части Баренцева моря, Карском море и море Бофорта, а также в американской части Чукотского моря и продемонстрировало его значительные перспективы. Можно сказать, что с точки зрения географической структуры запасы сконцентрированы в нескольких нефтегазовых бассейнах.

По оценкам Минэкономразвития России арктический шельф РФ при благоприятных условиях, способен обеспечить к 2025 году до 25% общероссийской добычи нефти (рисунок 2) и до 30% — добычи газа (рисунок 3) [6, с. 84, с. 93].

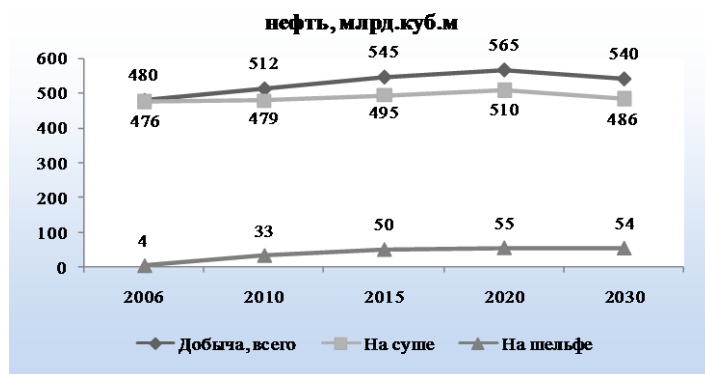


Рисунок 2. Прогноз добычи нефти в России

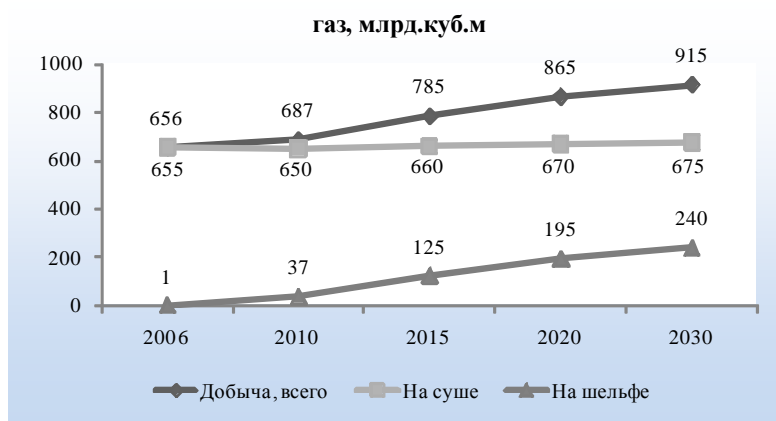


Рисунок 3 — Прогноз добычи газа в России

Ключевые перспективы на нефть и газ связаны с морями арктического шельфа РФ, содержащими в своих недрах преобладающую (около 80%) долю изначальных совокупных ресурсов углеводородного сырья всего арктического шельфа РФ, среди прочих наибольшие ресурсы содержатся в Охотском и Каспийском морях. Другими словами, основной резерв нефтегазовых ресурсов Российской Федерации в 21 веке — это территории арктического шельфа.

В общем, территории арктического шельфа РФ занимают 7-8% площади Мирового океана, но это самая производительная его часть. На участках, где побережье имеет равнинный характер и плавно уходит в море, шельф является неким продолжением суши под водой, имея при этом ту же геологическую структуру. Если газ и нефть добываются в прибрежных районах, то практически достоверно углеводородное сырье можно обнаружить на глубине.

Необходимо отметить весьма существенное обстоятельство, что в совокупную оценку нефтегазового потенциала арктического шельфа РФ включены две очень разнохарактерных составляющих:

1) запасы и ресурсы газа, нефти и конденсата западно-арктического сектора шельфа (Баренцево море с Печорским и южная часть Карского моря),

2) ресурсы углеводородного сырья северной части Карского моря и восточно-арктических морей (море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря).

Абсолютно очевидно, в будущем территории Арктики станут основным объектом пополнения нефтегазовых запасов и для всего мира. Потому заинтересованность арктических государств в разработке арктических природных ресурсов будет только увеличиваться и, по экспертным прогнозам, соперничество между ними за данные ресурсы в будущем усилится.

Освоение арктического шельфа РФ является предпосылкой экономического могущества государства и тут, кроме вовлечения в процессы добычи нефтегазовых компаний, значимым фактором оптимизации процессов добычи и уменьшения сопровождающих добычу рисков является компетентная и хорошо проработанная государственная стратегия по добыче нефти и остальных природных ресурсов, а также необходимо формирование условий, которые стимулируют инвестиционные вложения в ресурсодобывающие компании и обеспечение гарантий защиты инвестированных средств в геологоразведку.

В заключение можно сделать вывод, что арктический шельф РФ имеет существенное значение для энергетического лидерства государства. У России есть все преимущества, необходимые для осуществления исследований и свободного передвижения по пространству Арктики.

Литература

1. Богоявленский В.И., Лаверов Н.П. Стратегия освоения морских месторождений нефти и газа Арктики. — Морской сборник. — М.: ВМФ, 2012, — №6. — С. 50-58.
2. Конторович А.Э. Нефть и газ российской Арктики: история освоения в XX веке, ресурсы, стратегия на XXI век [Текст] / А.Э. Конторович // Наука из первых рук. — 2015. — №1(61). — 10 с.
3. Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России [Текст] / Н.П. Лаверов, А.Н. Дмитриевский, В.И. Богоявленский // Арктика: экология и экономика. — 2011. — №1. — С. 26-37.

4. Пилясов А.Н. Контуры стратегии развития Арктической зоны России [Текст] / А.Н. Пилясов // Арктика: экология и экономика. — 2011. — № 1. — С. 38-47.
5. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года [Электронный ресурс]. Режим доступа: — http://narfu.ru/development_program/Stategy_arctic.pdf (дата обращения 20.02.2016).
6. Стратегические вызовы и экономические факторы морской политики в российской Арктике [Текст]. — Апатиты: изд. Кольского научного центра РАН, 2011. — 199 с.

**Секция 11
ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ
НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ
АРКТИКИ**

**СОВРЕМЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО
СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ УСЛОВИЙ АРКТИКИ**

**В.И. Ерофеев, академик РАЕН, профессор,
Заслуженный деятель науки РФ**

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

В конце XX и в начале XXI века на Арктическом побережье и шельфе были открыты ряд крупных месторождений нефти и газа, что послужило поводом для споров между Россией, Норвегией, Канадой, США, Финляндией и другими странами о принадлежности и разделе различных пограничных территорий Арктики. В последние годы российскими геологами были открыты крупные месторождения нефти и газа на шельфах Баренцева, Карского, Лаптевых и Восточно-Сибирского морей Российской Арктической зоны. Разведанные запасы Арктической зоны в целом, включая шельфы и побережье Арктики, геологами оцениваются примерно в 20–25 % мировых запасов углеводородного сырья.

В настоящее время в Российской арктической зоне крупные прогнозные запасы нефти и газа содержат Тимано-Печорская, Енисейско-Лаптевская, Баренцево-Карская, Индиго-Чукотская и другие нефтегазовые территории. Например, открытое Штокмановское месторождение содержит более 4 000 млрд. м³ газа. Также в акватории Карского моря были разведаны и открыты крупнейшие газоконденсатные месторождения. Важно отметить, что по прогнозам ведущих мировых экспертов к 2020-2030 годам потребление нефти и газа вырастет на 20-30 % по сравнению с настоящим уровнем потребления этих энергоресурсов. Также резко возрастет потребность в этих видах углеводородного сырья для предприятий нефтегазохимической промышленности.

Разработка арктического шельфа потребует интенсивного развития инноваций во всех сферах хозяйственной деятельности: разработка новых технологий добычи и разработки нефтяных и газовых месторождений в суровых климатических условиях Арктики, необходимо разрабатывать специальные сорта и марки получения металлических трубопроводов, конструкций, аппаратов, полимеров и пластмасс, выдерживающих без потери эксплуатационных свойств и характеристик температуру до – 55–65 °С, а также высоколиквидные низкозастывающие моторные топлива (высокооктановые бензины, керосины, дизельные топлива) и масла для автомобильной, авиационной и морской техники, не замерзающие при – 60 – 65 °С и ниже. В настоящее время наряду с нефтью все больший вклад в общий сырьевой баланс многих нефтегазодобывающих стран мира вносят различные виды легкого углеводородного сырья: природный и попутные нефтяные газы, газовые конденсаты, газогидраты, что требует огромных затрат для их добычи и глубокой химической переработки в различные ценные продукты.

В связи с этим, на современном этапе нефтегазохимия играет существенную роль в разработке новых технологий по переработке углеводородных фракций, различных видов легкого углеводородного сырья: природного и попутных

нефтяных газов C_1 - C_4 , создании новых более эффективных катализаторов и процессов их переработки в низшие олефины, арены, моторные топлива и другие ценные продукты [1-14]. Важное значение играют новые процессы синтеза этилена, пропилена, изобутена, альфа-олефинов, аренов, спиртов, эфиров и других продуктов [15-20]. В настоящее время основным методом их синтеза является термический пиролиз прямогонных бензинов, легких углеводородных фракций C_2 - C_4 , ШФЛУ и другие виды органического и углеводородного сырья. Также низшие олефины C_2 - C_4 частично получают при каталитическом крекинге и при дегидрировании парафинов. Также необходимо отметить, что при разработке новых нефтехимических процессов важно создание и разработка активных и долговечных катализаторов, обладающих высокой активностью и селективностью в образовании целевых продуктов. Наиболее перспективные технологии в газохимии связаны с вовлечением в переработку газовых конденсатов, попутного и природного газа на новых модифицированных наноструктурированных цеолитных системах, позволяющие превращать метан в этилен, арены, высокооктановые компоненты моторных топлив [15-21].

Таким образом, в заключение необходимо отметить, что для переработки легкого углеводородного сырья важнейшими признаны технологии, связанные в переработкой природных и попутных нефтяных газов в синтез-газ, конверсия синтез-газа в метанол и в дальнейшем в низшие олефины, арены, высокооктановые бензины и другие ценные продукты.

Литература

1. Арутюнов В.С., Лapidус А.Л. Газохимия как ключевое направление развития энергохимических технологий XXI века. // Рос. хим. ж. – 2003. – Т. 47. – № 2. – С. 23 – 32.
2. Барбашин Я.Е., Рябов Ю.В., Восмериков А.В., Величкина Л.М., Коробицына Л.Л., Ерофеев В.И. Дезактивация цеолитных катализаторов в процессах превращения метанола, гексана и бензиновой фракции газового конденсата. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1998. – № 8. – С. 17 – 21.
3. Брагинский О.Б., Шлихтер Э.Б. Мировая нефтепереработка: экологическое измерение. – М.: Академия, 2003. – 262 с.
4. Восмериков А.В., Ерофеев В.И. Исследование каталитической активности Ga – содержащих цеолитов в процессе ароматизации низших алканов. // Журнал прикладной химии. – 1994. – Т. 67. – Вып. 7. – С. 1152 – 1156.
5. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. // В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII Межд. симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения акад. В.А. Обручева и 130-летию акад. М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. С. 44 – 47.
6. Ерофеев В.И. Современные процессы нефте – и газопереработки. // В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVIII Межд. симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 115-летию со дня рождения акад. Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н.

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

- Шахова. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2014. С. 147 – 151.
7. Ерофеев В.И., Восмериков А.В., Коробицына Л.Л., Соловьев А.И. Превращение нефтяных газов на модифицированных цеолитных катализаторах // Нефтехимия. – 1990. – Т. 30. – № 4. – С. 496 – 500.
 8. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Ryabov Yu.V. Pyrolysis of straight-run Naphtha on ZSM-5 Zeolites modified with alkaline-earth metal cations // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2001. – V. 74. – N 2. – P. 235 – 237.
 9. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Kukhareno O.A. Effect of high-temperature treatment of Pentasils on their acid catalytic properties in conversion of straight-run Naphthas // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2001. – V. 74. – N 11. – P. 1846 – 1849.
 10. Erofeev V.I., Adyaeva L.V. Transformations of straight-run Naphthas on Indium-modified pentasils // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2003. – V. 76. – N 7. – P. 1083 – 1088.
 11. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Ryabova N.V. Effect of high-temperature steam treatment of high-silica Zeolites of the ZSM-5 type on their acidity and selectivity of Formation of lower olefins from straight-run Naphthas // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2003. – V. 76. – N 1. – P. 95 – 98.
 12. Erofeev V.I., Medvedev A.S., Koval L.M., Khomyakov I.S., Erofeev M.V., Tarasenko V.F. Effect of UV Activation on acid and catalytic properties of zeolite-containing Catalysts in conversion of gas-condensate straight-run Gasolines to high-octane Gasolines//Russian Journal of Applied Chemistry. – 2011. – V. 84. – N 10 – P. 1760 – 1766.
 13. Erofeev V.I., Trofimova A.S., Koval L.M., Ryabov Yu.V. Acidity and catalytic properties of Cu-ZSM-5 in conversion of lower alkanes // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2000. – V. 73. – N 12. – P. 2057 – 2061.
 14. Korobitsyna L.L., Velichkina L.M., Antonova N.V., Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Physicochemical and catalytic properties of iron-containing Zeolites // Russian Journal of Physical Chemistry. – 1997. – V. 71. – N 1. – P. 54 – 57.
 15. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. – М.: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.
 16. Медведев Ю.В., Иванов В.Г., Середа Н.И., Польшгалов Ю.И., Ерофеев В.И., Коровин С.Д., Ерофеев М.В., Соснин Э.А., Суслов А.И., Тарасенко В.Ф., Истомин В.А. Воздействие мощного ультрафиолетового излучения на поток природного газа в проточном фотореакторе // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3-4. – С. 83 – 87.
 17. Ryabov Yu.V., Erofeev V.I. Carbonization of high-silica Zeolites during the conversion of methanol to hydrocarbons // Russian Chemical Bulletin. – 1986. – V. 35. – N 9. – P. 1785 – 1789.
 18. Tretyakov V.F., Lermontov A.S., Makarfi Yu.I., Yakimova M.S., Frantsuzova N.A., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Motor Fuels from Bioethanol // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2008. – V.44. – N 6. – P. 409 – 414.
 19. Trofimova A.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Lower Olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites Modified with Alkali Metals.// Rus. J. of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – pp. S537–S540.
 20. Трофимова А.С., Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Получение низших олефинов из алканов C₃-C₄ на цеолитах ZSM-5, модифицированных литием.// Журнал физической химии. – 2002. – Т. 76. – № 6. – С. 1034 – 1037.

21. Erofeev V.I., Khomyakhov I.S., Egorova L.A. Production of high-octane Gasoline from straight-run Gasoline on ZSM-5 modified Zeolites // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. –2014. – V. 48. – N 1. – P. 71 – 76.

ПОЛУЧЕНИЕ НИЗКОЗАСТЫВАЮЩИХ МАСЕЛ НА ОСНОВЕ ОЛИГОМЕРОВ ДЕЦЕНА НА МИКРО- И МИКРО-МЕЗОПОРИСТЫХ ЦЕОЛИТАХ Y В.Р. Бикбаева¹, С.В. Бубеннов², Н.Г. Григорьева²

¹*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*
²*Институт нефтехимии и катализа Российской академии наук, г. Уфа, Россия*

Среди синтетических масел наиболее востребованными являются поли- α -олефиновые масла, которые обладают наилучшим сочетанием физико-химических свойств [1]. Важным свойством поли- α -олефинов (ПАО) является низкая температура застывания (-70-80°C), что особенно актуально при работе в условиях Крайнего Севера. В настоящее время смазочные масла производят на нефтяной и синтетической основе. Основные преимущества синтетических масел перед нефтяными - их высокая термоокислительная стабильность, улучшенная смазочная способность, меньшая испаряемость при работе в двигателях, более пологая вязкостно-температурная кривая.

Промышленное производство ПАО включает стадии олигомеризации α -олефинов C₈-C₁₄, гидрирование полученных олигомеров и их разделение на фракции [1]. Традиционными кислотными катализаторами процессов катионной олигомеризации являются комплексы хлорида алюминия или фторида бора. Применение указанных катализаторов приводит к многостадийности процессов, образованию отходов и побочных продуктов, высокой коррозионной опасности и токсичности, и в итоге - к увеличению затрат на производство.

Поэтому во всем мире ведется поиск и разработка новых, эффективных способов олигомеризации олефинов, позволяющих решить существующие технологические и экологические проблемы.

Целью настоящей работы является разработка эффективного гетерогенно-каталитического способа олигомеризации децена-1 в присутствии цеолитных катализаторов с микропористой и комбинированной микро-мезопористой структурой.

В работе в качестве микропористого катализатора исследовали цеолит H-Y, микро-мезопористый - гранулированный без связующих веществ цеолит H-Y-МММ, в пористой структуре которого сочетается микропористая структура самого цеолита Y и мезопоры (а также макропоры), сформировавшиеся между сростками кристаллов цеолита [2]. Фазовый состав цеолитов охарактеризован с помощью рентгенофазового анализа; пористая структура - методами низкотемпературной адсорбции-десорбции азота и ртутной порометрии, кислотные свойства - инфракрасной спектроскопии с использованием низкотемпературной адсорбции молекулы-зонда CO. Олигомеризацию децена-1 осуществляли в непрерывно вращающихся термостатированных автоклавах в присутствии 10-30 % мас. катализатора, при 150-250°C в течение 3-5 ч. Продукты реакции олигомеризации децена-1 анализировали методом газожидкостной и высокоэффективной жидкостной хроматографии. Идентификацию продуктов осуществляли методами хромато-масс-спектрометрии, ИК-, ¹H- и ¹³C- ЯМР-спектроскопии.

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

На основе проведенных исследований установлено, что основными реакциями децена-1, протекающими на цеолитных катализаторах в изученных условиях, были изомеризация и олигомеризация. При температурах более 200 °С наблюдали деструкцию как исходных олефинов, так и образовавшихся олигомеров.

Цеолит НУ с микропористой структурой проявляет высокую активность в олигомеризации децена. Конверсия олефина достигает 80-95%, селективность образования олигомеров составляет 60 - 80%. Следует отметить, что в составе олигомеров ~90% приходится на долю димеров децена. Полученные результаты свидетельствуют о значительном влиянии пространственных ограничений, создаваемых микропористой кристаллической решеткой цеолитов, на рост молекул олигомеров высших линейных α -олефинов.

Уменьшить пространственные ограничения, создаваемые микропористой кристаллической решеткой цеолита для объемных реагирующих молекул и продуктов реакции, можно, создавая в цеолитной структуре развитую систему мезопор. В качестве такого мезомезопористого материала мы использовали цеолит Н-У-МММ, в пористой структуре которого в процессе его синтеза формируются мезо- и макропоры. Удельная поверхность этого цеолита по данным ртутной порометрии, составляет 7 м²/г, а объем пор 0,5 см³/г. Объем мезо- и макропор от общего объема пор составляет ~ 50 %. Транспортные поры, в основном, представлены порами с радиусом 50-100 нм и 100-1000 нм.

Использование в олигомеризации децена-1 цеолитного катализатора с мезомезопористой структурой НУ-МММ привело к получению олигомеров с более широким молекулярно-массовым распределением (степень олигомеризации $n = 2-5$) при сохранении высокой каталитической активности. Селективность образования олигомеров на цеолите НУ-МММ составляет 70-85%. В составе олигомеров уменьшается количество димеров и возрастает содержание олигомеров с $n \geq 3$.

Литература

1. Цветков О.Н. Поли- α -олефиновые масла: Химия, технология и применение. М.: Техника.- 2006.- 192 с
2. М.Л. Павлов, О.С. Травкина, Б.И. Кутепов, И.Н. Павлова, А.Н. Хазипова. Способ получения высокомолекулярного фожазита без связующих веществ. Патент РФ № 2456238, опубл. 20.07.2012, Бюл. № 20.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОТРАБОТАННЫХ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ ГПС Mo-Vi-Co, В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ Н.Д. Власова¹, Нажису², Л.А. Егорова¹, В.И. Ерофеев²

Научные руководители доцент Л.А.Егорова¹, профессор В.И. Ерофеев²

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В последние годы на многих нефтеперерабатывающих комплексах происходит переход на выпуск высоколиквидных и более экологических по своим эксплуатационным характеристикам моторных топлив. В связи с этим, наиболее перспективными для производства высокооктановых бензинов класса «Евро-4, 5 и 6

могут быть модифицированные цеолитсодержащие катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов типа ZSM-5 [1-15]. В настоящей работе представлены результаты термогравиметрических исследований отработанных цеолитных катализаторов 1–3 % ГПС (Mo-Bi-Co)/H-ЦКЕ-Г в процессе превращения прямогонных бензинов (ПБ). Синтез высококремнеземных цеолитов (H-ЦКЕ-Г) проводили из щелочных алюмокремнегелей при 175–180 °С в течение 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. Модифицирование проводили методом пропитки высококремнистого цеолита солянокислым раствором солей гетерополисоединений (ГПС) системы (Mo-Bi-Co) в количестве 1-3 мас. % [6-7]. Физико-химические свойства синтезированных и отработанных катализаторов исследовали с помощью ИК-спектроскопии, рентгенофазового и термогравиметрического анализов. Согласно экспериментальным данным синтезированный катализатор соответствует типу MF1(ZSM-5). Исследования по превращению ПБ проводили на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350–425 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения ПБ проводили газохроматографическим методом [13-14]. В жидких продуктах превращения ПБ преобладают арены С₆–С₉ (в основном толуол и ксилолы, содержание бензола 1-2 %). С ростом концентрации ГПС в цеолитном катализаторе от 1 до 3 % в жидких продуктах процесса превращения прямогонных бензинов снижается суммарный выход ароматических углеводородов и октановое число. Наиболее оптимальной концентрацией является 1 % ГПС в цеолитном катализаторе, на котором выход аренов при 425 °С составляет 32,23 %, а октановое число равно 93,14 пунктов по исследовательскому методу. Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБ преобладают, в основном, пропан и бутаны. Оценку зауглероживания отработанных цеолитных катализаторов, модифицированных ГПС (Mo-Bi-Co), проводили по результатам термического анализа. Анализ образцов осуществляли на синхронном термоанализаторе STA 449 C Jupiter в воздушной атмосфере со скоростью нагрева 10 град/мин. Для оценки влияния концентрации модифицирующей добавки на зауглероживание термический анализ проводили на четырех образцах: 1-3 % ГПС (W-Bi-Co)/99-97 % H-ЦКЕ-Г.

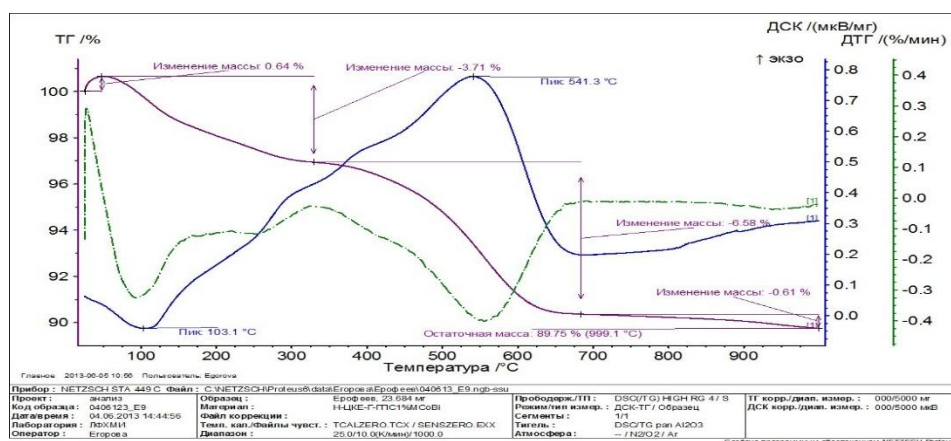


Рис. 1 Термогравиметрические кривые отработанного образца 1 % ГПС (Mo-Bi-Co)/ 99 % H-ЦКЕ-Г в процессе превращения прямогонных бензинов в высокооктановые компоненты бензина

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

Ход ДСК-кривых свидетельствует о том, что с повышением температуры начинаются процессы с выделением тепла. На термограммах в области 50-150 °С наблюдаются эндоэффекты, обусловленные удалением адсорбированных паров воды и углеводородов с катализатора. В области 250-650 °С наблюдаются широкие экзоэффекты, соответствующие выгоранию различных форм коксовых отложений с поверхности отработанного цеолитного катализатора, модифицированного 1-3 % ГПС, масса коксовых отложений составляет 6-9 %.

В области 200-400 °С, по-видимому, выгорает поверхностный («аморфный») рыхлый кокс, масса его примерно 2-3 % (рис. 1-2). В области температур 400 – 700 °С, по-видимому, выгорает так называемый более «плотный» кокс или коксовые отложения, находящиеся в порах цеолита. Масса его составляет 4,21 - 4,41 % мас.

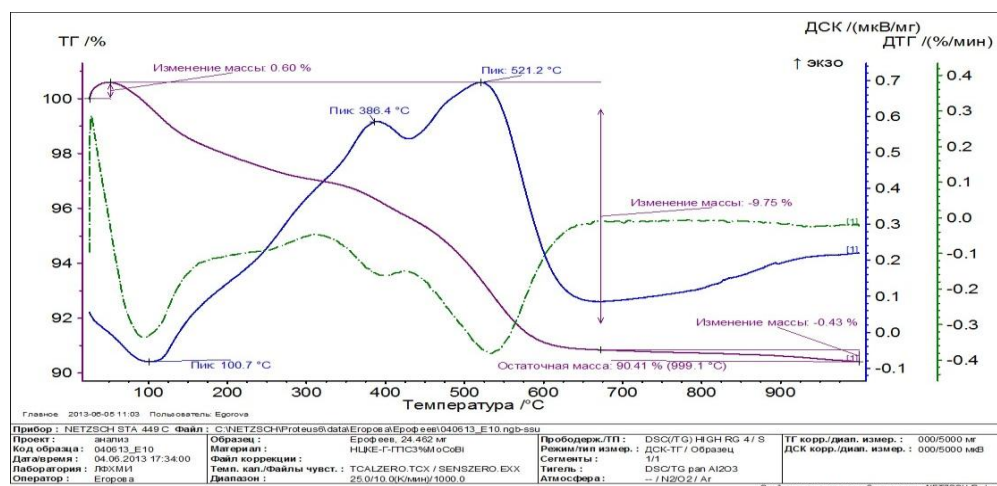


Рис. 2 Термогравиметрические кривые отработанного образца 3 % ГПС (Мо-Bi-Co)/97 % H-ЦКЕ-Г, в процессе превращения прямогонных бензинов в высокооктановые компоненты бензина.

В области температур 300–700°С происходит выгорание кокса, о чем свидетельствует уменьшение массы образцов, сопровождающееся экзотермическим эффектом на ДСК-кривой (рис.2). Таким образом, с помощью термогравиметрического анализа исследованы закоксованные цеолитные катализаторы H-ЦКЕ-Г, модифицированные 1-3 % ГПС (Мо-Bi-Co). Показано, что коксовые отложения с закоксованных катализаторах выгорают в двух областях температур: в области 200-400 °С и 400-650 °С.

Литература

1. Восмеригов А.В. Превращение углеводородных фракций газового конденсата на цеолитсодержащих катализаторах / А.В. Восмеригов, Л.М. Величкина, Л.Л. Коробицына, Н.В. Антонова, А.И. Вагин, В.И. Ерофеев // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 1997. – № 2. – С. 16-19.
2. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. // В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII Межд. симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения акад. В.А. Обручева и 130-летию акад. М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической

- школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. С. 44 – 47.
3. Ерофеев В.И. Комплексная переработка легкого углеводородного сырья в арены и высокооктановые бензины на цеолитсодержащих катализаторах / В.И. Ерофеев, И.С. Хомяков, Г.С. Боженкова, Е.В. Ерофеева, В.И. Снегирев // Газовая промышленность. – 2013. – № 12 (699). – С. 90-93.
 4. Ерофеев В.И., Хомяков И.С. Конверсия прямогонных бензинов в высокооктановые бензины на цеолитах типа ZSM-5, модифицированных гетерополисоединениями Мо // Успехи современного естествознания. – 2015. – № 1-8. – С. 1364-1368
 5. Медведев Ю.В. Воздействие мощного ультрафиолетового излучения на поток природного газа в проточном фотореакторе / Ю.В. Медведев, В.Г. Иванов, Н.И. Середя, Ю.И. Польшгалов, В.И. Ерофеев, С.Д. Коровин, М.В. Ерофеев, Э.А. Соснин, А.И. Суслов, В.Ф. Тарасенко, В.А. Истомин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3-4. – С. 83 – 87.
 6. Патент РФ № 2006112169/15, 12.04.2006. Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Синтетический цеолит и способ его получения // Патент России № 2313486. Оpubл.: 27.12.2007.
 7. Патент РФ № 2012130514/04, 17.07.2012. Ерофеев В.И., Егорова Л.А., Ерофеев М.В. Цеолитсодержащий катализатор, способ его получения и способ превращения прямогонной бензиновой фракции в высокооктановый компонент бензина с низким содержанием бензола // Патент России № 2493910. Оpubл.: 27.09.2013.
 8. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Ryabov Yu.V. Pyrolysis of straight-run Naphtha on ZSM-5 Zeolites modified with alkaline-earth metal cations // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2001. – V. 74. – N 2. – P. 235 – 237.
 9. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Kukhareno O.A. Effect of high-temperature treatment of Pentasils on their acid catalytic properties in conversion of straight-run Naphthas // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2001. – V. 74. – N 11. – P. 1846 – 1849.
 10. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Ryabova N.V. Effect of high-temperature steam treatment of high-silica zeolites of the ZSM-5 type on their acidity and selectivity of formation of lower olefins from straight –run naphthas. // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2003. – V. 76. – Issue 1. – P. 95–98.
 11. Erofeev V.I., Adyaeva L.V. Transformations of straight-run Naphthas on Indium-modified pentasils // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2003. – V. 76. – N 7. – P. 1083 – 1088.
 12. Erofeev V.I., Khomyakhov I.S., Egorova L.A. Production of high-octane Gasoline from straight-run Gasoline on ZSM-5 modified Zeolites // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2014. – V. 48. – N 1. – P. 71 – 76.
 13. Erofeev V.I. Effect of UV Activation on acid and catalytic properties of zeolite-containing Catalysts in conversion of gas-condensate straight-run Gasolines to high-octane Gasolines / V.I. Erofeev, A.S. Medvedev, L.M. Koval, I.S. Khomyakov, M.V. Erofeev, V.F. Tarasenko // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2011. – V. 84. – N 10 – P. 1760 – 1766.
 14. Erofeev V.I. Conversion of Gas-Condensate Straight-Run Gasolines to High-Octane Gasolines over Zeolite Catalysts Modified with Metal Nanopowders / V.I. Erofeev., A.S. Medvedev, I.S. Khomyakov, E.V. Erofeeva // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2013. – V. 86. – N 7 – P. 979 – 985.

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

15. Korobitsyna L.L. Physicochemical and catalytic properties of iron-containing Zeolites / L.L. Korobitsyna, L.M. Velichkina, N.V. Antonova, A.V. Vosmerikov, V.I. Erofeev // Russian Journal of Physical Chemistry. – 1997. – V. 71. – N 1. – P. 54 – 57.

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

С.Н. Джалилова, В.И. Ерофеев

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

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

В последние годы в связи с введением в 2008 г. нового Технического регламента в нефтяной и газовой промышленности установлены высокие технические и экологические показатели, предъявляемые к объему добычи и качеству углеводородного сырья и различных получаемых нефтепродуктов, поступающего от промыслов на заводскую переработку, а также в товарные парки. Теоретическим и экспериментальным исследованиям механизма образования, стабилизации и разрушения нефтяных эмульсий как гетерогенных систем посвящено значительное количество работ [1,2]. Многие проблемы, связанные с явлениями, протекающими на границе раздела нефть-вода, с коалесценцией и дроблением капель воды, расслоением и осаждением до сих пор не решены [3].

В настоящей работе приведены результаты сравнительного анализа методов расчета остаточной обводненности нефти при сложном осуществлении промышленного процесса, сравнение различных математических моделей процесса обезвоживания и обессоливания нефти, учитывающих конструктивные особенности аппарата и время осаждения капли, для повышения эффективности процессов обезвоживания и обессоливания нефти.

Обводненность нефти после процесса отстаивания в области ламинарного режима осаждения можно определить по следующей формуле [4]:

$$\frac{\omega_{\text{стесн}}}{\omega_{\text{своб}}} = \frac{1 - W_{\text{ВЫХ}}^2 - 1 - \frac{W_{\text{ВЫХ}}^2}{W_{\text{ВХ}}} \quad 1 - W_{\text{ВЫХ}}^{4,7}}{1 - W_{\text{ВЫХ}}^2} \quad (1)$$

где $\omega_{\text{стесн}}$, $\omega_{\text{своб}}$ – скорости стесненного и свободного осаждения капли соответственно, м/с; $W_{\text{ВХ}}$, $W_{\text{ВЫХ}}$ – обводненность нефти на входе и выходе из аппарата соответственно, масс. доли.

Таблица 1

Усредненные технологические параметры и обводненность нефти на входе и выходе аппаратов

Параметр, единица измерения	Аппарат		
	ТФС	ЭДГ	ХТ (I)
Давление, кгс/см ²	4,9	3,1	2,3
Температура, °С	15	30	39
Расход, т/час	183,3	217,8	52,4
Обводненность на входе, % масс.	20,9	2,2	20,9
Обводненность на выходе, % масс.	2,2	1,2	5,0

Для проведения расчетов по формуле (1) необходимо определить скорость стеснённого осаждения капли. В настоящее время предложены различные методы для расчета скорости стесненного осаждения. При исследовании данных методов, был разработан алгоритм, позволяющий рассчитывать остаточную обводненность нефти по вычисленным значениям скоростей стесненного и свободного осаждения капель.

Технологические параметры и обводненность нефти на входе и выходе аппаратов приведены в таблице 1.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики НИ ТПУ была разработана моделирующая система, позволяющая рассчитывать процессы промышленной подготовки нефти. С помощью данной моделирующей системы вычислены физико-химические свойства и параметры водонефтяной эмульсии в аппаратах, необходимые для определения скоростей стесненного осаждения и последующего расчета остаточной обводненности нефти. Результаты расчета скоростей стесненного осаждения приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты расчета скоростей стесненного осаждения

№ варианта	Формула для вычисления $\omega_{\text{стесн}}$	Значения $\omega_{\text{стесн}}$ по аппаратам, $\cdot 10^{-4}$ м/с		
		ТФС	ЭДГ	ХТ (I)
1	$\omega_{\text{стесн}} = \frac{2 \cdot R - H}{t_{\text{ос}}}$	9,12	11,85	4,75
2	$\omega_{\text{стесн}} = \omega_{\text{своб}} \cdot \frac{2 - 3 \cdot W_{\text{вх}}^2}{4 + 3 \cdot W_{\text{вх}} + 3 \cdot 8 \cdot W_{\text{вх}} - W_{\text{вх}}^2}$	13,73	11,28	3,58
3	$\omega_{\text{стесн}} = \omega_{\text{своб}} \cdot 1 - W_{\text{вх}}^{4,8}$	20,56	14,48	5,36

В варианте №1: R – радиус аппарата, м; H – высота водяной подушки, м; $t_{\text{ос}}$ – время осаждения капли, с

Результаты, представленные в таблице 2 показывают, что значения скоростей стесненного осаждения рассчитанные по различным зависимостям имеют существенные отличия, что по-видимому объясняется влиянием физико-химических свойств водонефтяной эмульсии и размеров формирующихся капель воды, на скорость свободного осаждения.

По формуле (1) с использованием полученных скоростей стесненного осаждения капли рассчитана остаточная обводненность нефти на выходе каждого аппарата (таблица 3).

Таблица 3

Результаты расчета остаточной обводненности нефти

№ варианта	$W_{\text{вых}}$, % масс.		
	ТФС	ЭДГ	ХТ (I)
1	2,3	1,1	5,4
2	6,6	3,9	6,5
3	3,7	3,1	3,6

Результаты исследований показали, что наименьшее расхождение расчетных и экспериментальных данных по значениям остаточной обводненности нефти на выходе из аппаратов, было получено при расчете по варианту 1.

Таким образом, формула расчета скорости стесненного осаждения капли, учитывающая конструктивные особенности аппарата и время осаждения капель, может быть рекомендована для разработки математической модели процесса обезвоживания и обессоливания при промышленной подготовке нефти.

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

Литература

1. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добычи нефти.– ФЭН.: Казань, 2000.- 416с.
2. Келбалиев Г.И. Сафаров Ф.Ф. Исследование утончения межфазной пленки в процессах разделения нефтяных эмульсий//Химия и технология топлив и масел. – 2011. – №14. – С.18 – 23.
3. Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Ким С.Ф., Гизатуллина С.Н. Влияние технологических параметров на процессы обезвоживания и обессоливания нефти//Известия ВУЗов. Химия и химическая технология. – 2014. – Т.57. Вып.11. – с.101-103.
4. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М.: ФГУП «Нефть и Газ, 2006. - 320с.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОДЕРЖАНИЯ МЕТАЛЛОВ В НЕФТЯХ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

А.А. Ильина, Т.В. Петренко

Научный руководитель старший научный сотрудник Т.В. Петренко

*Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
г.Томск, Россия*

Нефтегазовые ресурсы континентального шельфа давно стали основными источниками увеличения добычи нефти и газа. В настоящее время доля углеводородов, добываемых на континентальном шельфе, составляет более четверти мирового объема добычи, и продолжает возрастать. Более 85 % общих ресурсов нефти и газа российского шельфа сосредоточено в арктических морях, поэтому совершенно очевидно, что Арктический сегмент Земли в будущем станет главным объектом пополнения запасов нефти и газа, как для России, так и для других государств. Поэтому интерес арктических стран к разработке природных ресурсов Арктики будет только возрастать [1].

Одним из направлений улучшения качества нефтепродуктов и глубины переработки нефти, является глубокое изучение элементного состава углеводородного сырья. Важной характеристикой нефти является микроэлементный состав, который значительно влияет на процессы ее переработки и дальнейшее использование нефтепродуктов. Большинство элементов, находящихся в нефти даже в микроколичествах, являются каталитическими ядами, дезактивирующими промышленные катализаторы нефтепереработки [2, 3].

Для экспрессного рутинного анализа минерального сырья, в том числе природных материалов, широко используется метод атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой, который отличается малой величиной фонового сигнала, низким уровнем шумов, высокой стабильностью, отсутствием матричных эффектов и мешающих влияний со стороны материалов атомизатора, а также позволяет одновременно определять большое количество элементов [3].

Целью работы является сравнительная характеристика содержания металлов в нефтях российской Арктики методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой.

Важную роль в удержании и смене ассоциаций микроэлементов в нефтях играют гетероатомы. Так, во всех нефтях наблюдается большее содержание Fe, Na, и в меньшем количестве присутствуют Mg, Mn, Sn. Удивительным является наличие

АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ

высокого содержания Pb в Арктической нефти по сравнению с остальными пробами.

Никель - ванадиевое число позволяет определить источник нефтяного загрязнения. Эти элементы входят в состав порфириновых комплексов и являются устойчивыми характеристиками нефти. Содержание этих микроэлементов изменяется в интервале 0,07 – 1,5 ppm сырой нефти для ванадия и 0,2 – 5,9 ppm - для никеля. Наибольшее содержание никеля и ванадия наблюдается в нефти месторождения Русское. По данным таблицы 2 можно рассчитать соотношение V/Ni. Наибольшая величина характерна для Нурминской нефти (0,40), а наименьшая – для битуминозной Русской нефти (0,25). Al и Si являются одними из главных золообразующих элементов, и их содержание менее 0,1 % следует относить к микроэлементам. Их содержание изменяется в широких пределах, но среднее соотношение Al/Si в арктических нефтях составляет 0,14. При этом надо учитывать практически полное отсутствие Al в некоторых образцах. Довольно равномерно содержание Ti для всех видов нефтей. Однако из этого ряда выпадает Арктическая нефть, в которой количество Ti минимум в 30 раз ниже, чем в других нефтях.

Таблица 1

Микроэлементы в составе нефтей

Элементы	Концентрация микроэлементов, ppm									
	Арктическая	Заполярная	Нурминская	Юрхаровская	Уренгойская 1	Уренгойская 2	Уренгойская 3	Гыданская	Новопортовская	Русская
Al	0,468	-	0,406	-	-	0,180	0,895	-	6,121	1,443
Ca	0,437	0,069	0,768	-	0,311	0,098	-	3,574	1,798	6,442
Cd	0,085	-	0,865	-	-	0,036	0,043	-	0,040	-
Cu	2,322	0,471	0,497	-	0,265	0,006	-	-	0,019	0,024
Fe	5,603	0,493	2,144	0,041	1,663	0,709	0,657	4,460	8,918	25,12
Mg	0,041	0,024	0,123	-	0,006	0,031	0,028	0,019	1,259	0,322
Mn	0,017	0,008	0,112	0,022	0,034	0,001	-	0,065	0,068	0,331
Na	59,79	-	60,19	-	-	23,84	28,12	-	205,9	-
Ni	0,242	-	0,241	-	-	-	-	-	1,690	5,887
Pb	0,836	-	-	-	0,049	-	0,009	-	-	-
Si	13,19	7,079	8,365	6,826	14,57	4,583	8,225	10,90	13,56	8,217
Sn	-	0,189	-	0,710	-	-	-	0,193	-	0,202
Ti	0,003	0,099	-	0,014	0,060	0,039	0,054	0,154	0,369	0,323
V	0,076	-	0,097	-	-	-	-	0,176	0,486	1,519
Zn	0,168	0,339	0,305	-	0,280	0,038	0,133	0,041	0,148	0,836

Также интересным представляется то, что в Юрхаровской нефти отсутствуют многие микроэлементы (Al, Ca, Cd, Cu, Mg, Na, Ni, Pb, V, Zn), а содержание Sn самое высокое. Таким образом, в ходе данной работы была проведена сравнительная характеристика содержания металлов в нефтях российской Арктики методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой.

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

Результаты исследований показали наличие следующих микроэлементов в составе нефти, которые можно расположить в следующий ряд по уменьшению содержания: Na > Fe > Si > Ni > Ca > Al > Cu > V > Pb > Zn > Cd > Mg > Ti > Mn, т.е. в наибольшем количестве присутствуют такие металлы как натрий, железо и кремний.

Литература

1. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Поиск, разведка и освоение месторождений нефти и газа на шельфе Арктики. / Богоявленский В., Богоявленский И. // Бурение и нефть.-2011.-№7-8.-URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-07-08/7> (дата обращения: 30.05.2016)
2. Королева Ю.В. Микроэлементы в нефтях месторождений Калининградской области / Королева Ю.В. // Вестник РГУ им. И. Канта.- 2007. Вып. 1. Естественные науки.- С. 68-72.
3. Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки.- М.: Наука, 2012. – 222с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОКСОВАННЫХ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ

О.А. Костарева^{1,2}, А.Егорова¹, В.И. Ерофеев²

Научные руководители доцент Л.А. Егорова¹, профессор В.И. Ерофеев²

¹*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия*

²*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

В настоящее время получение высокооктановых бензинов относится к числу наиболее крупнотоннажных промышленных процессов и наиболее перспективными для производства высокооктановых бензинов с низким содержанием бензола, серы и ароматических углеводородов могут быть модифицированные наноструктурированные катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов типа ZSM-5 [1-14].

В данной работе представлены результаты термогравиметрических исследований закоксованных цеолитных катализаторов 1–3 % (Sn:Bi=15:1)/Н-ЦКЕ-Г в процесса превращения прямогонных бензинов (ПБ). Синтез высококремнеземных цеолитов (Н-ЦКЕ-Г) проводили из щелочных алюмокремнегелей при 175–180 °С в течение 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки [5-6]. Модифицирование проводили методом пропитки высококремнистого цеолита солянокислым раствором солей системы Sn-Bi-O в определенном соотношении. Физико-химические свойства синтезированных и закоксованных катализаторов исследовали с помощью ИК-спектроскопии, рентгенофазового и термогравиметрического анализов. Согласно экспериментальным данным синтезированный катализатор соответствует типу MFI(ZSM-5). Исследования по превращению ПБ проводили на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350–425 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения ПБ проводили газохроматографическим методом. В жидких

продуктах превращения ПБ преобладают арены C_6-C_9 (толуол и ксилолы), изопарафиновые и нафтеновые углеводороды [9]. Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБ преобладают, в основном, пропан и бутаны. С ростом концентрации смешанных оксидов олова и висмута от 1 до 3 % в цеолитных катализаторах возрастает выход ароматических углеводородов до 32-34 %, а октановое число составляет 93-94 пункта по исследовательскому методу. Оценку зауглероживания закоксованных цеолитных катализаторов, модифицированных смешанными оксидами олова и висмута, проводили по результатам термического анализа. Анализ образцов осуществляли на синхронном термоанализаторе STA 449 C Jupiter в воздушной атмосфере со скоростью нагрева 10 град/мин. Для оценки влияния концентрации модифицирующей добавки на зауглероживание термический анализ проводили на трех образцах: 1–1 % (Sn:Bi=15:1)/99 % Н-ЦКЕ-Г, 2–3 % (Sn:Bi=15:1)/97 % Н-ЦКЕ-Г, 3–Н-ЦКЕ-Г. Для всех образцов цеолитного катализатора, модифицированного смешанными оксидами олова и висмута, в исследуемом интервале температур 50 °С - 1000°С наблюдаются три температурные зоны (рис.1-2). В низкотемпературной области 50-200 °С наблюдаемая потеря массы, очевидно обусловлена процессами десорбции воды и дегазацией из пор катализатора слабо связанных веществ (углеводородов), эндоэффекты с температурой максимума пика при 103–143 °С. Наибольшее количество десорбированных веществ - 3,7 % мас. наблюдается у образца №1, содержащего 1 % мас. Sn-Bi-O.

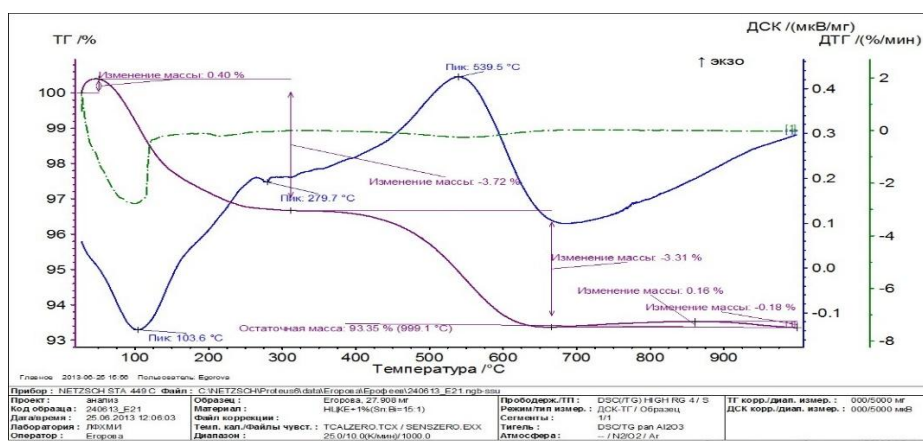


Рис. 1 Термогравиметрические кривые образца 1 % (Sn:Bi=15:1)/99 % Н-ЦКЕ-Г

В области температур 250 – 400°С наблюдается экзоэффект в виде слабо выраженного плеча с максимумом при 290-300 °С, происходит выгорание низкотемпературных форм коксовых отложений. В области 400-650 °С наблюдается сильный экзоэффект с максимум пика при 526-539 °С (содержание коксовых отложений от 3 до 5 %), что обусловлено, по-видимому, выгоранием высокотемпературных (поликонденсированных) коксовых отложений (рис. 1-2).

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

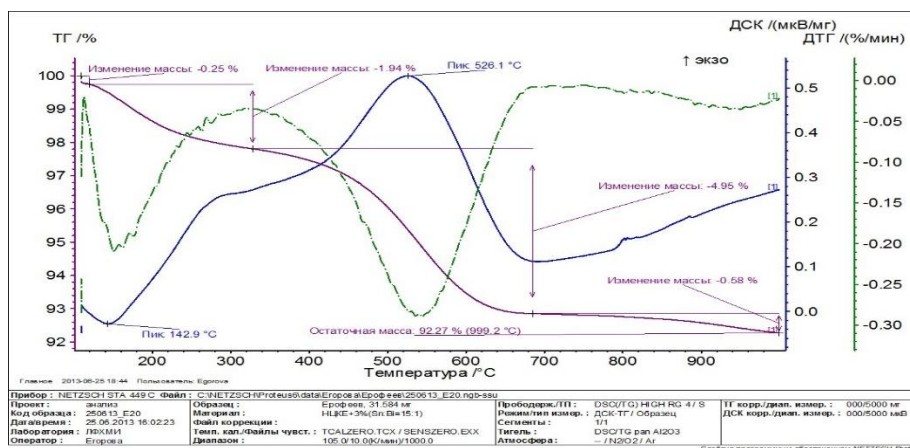


Рис. 2 Термогравиметрические кривые образца 3 % (Sn:Bi=15:1)/99 % Н-ЦКЕ-Г

Таким образом, с помощью термогравиметрического анализа исследованы закоксованные цеолитные катализаторы Н-ЦКЕ-Г, модифицированные 1-3 % (Sn:Bi=15:1). Показано, что коксовые отложения с закоксованных катализаторов выгорают в двух областях температур: в области 250-400 °С и 400-650 °С.

Литература

1. Восмеригов А.В. Превращение углеводородных фракций газового конденсата на цеолитсодержащих катализаторах / А.В. Восмеригов, Л.М. Величкина, Л.Л. Коробицына, Н.В. Антонова, А.И. Вагин, В.И. Ерофеев // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 1997. – № 2. – С. 16-19.
2. Ерофеев В.И. Комплексная переработка легкого углеводородного сырья в арены и высокооктановые бензины на цеолитсодержащих катализаторах / В.И. Ерофеев, И.С. Хомяков, Г.С. Боженкова, Е.В. Ерофеева, В.И. Снегирев // Газовая промышленность. – 2013. – № 12 (699). – С. 90-93.
3. Ерофеев В.И., Хомяков И.С. Конверсия прямогонных бензинов в высокооктановые бензины на цеолитах типа ZSM-5, модифицированных гетерополисоединениями Мо // Успехи современного естествознания. – 2015. – № 1-8. – С. 1364-1368
4. Медведев Ю.В. Воздействие мощного ультрафиолетового излучения на поток природного газа в проточном фотореакторе / Ю.В. Медведев, В.Г. Иванов, Н.И. Середа, Ю.И. Польшгалов, В.И. Ерофеев, С.Д. Коровин, М.В. Ерофеев, Э.А. Соснин, А.И. Сулов, В.Ф. Тарасенко, В.А. Истомин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3-4. – С. 83 – 87.
5. Патент РФ № 2006112169/15, 12.04.2006. Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Синтетический цеолит и способ его получения // Патент России № 2313486. Опубл.: 27.12.2007.
6. Патент РФ № 2012130514/04, 17.07.2012. Ерофеев В.И., Егорова Л.А., Ерофеев М.В. Цеолитсодержащий катализатор, способ его получения и способ превращения прямогонной бензиновой фракции в высокооктановый компонент бензина с низким содержанием бензола // Патент России № 2493910. Опубл.: 27.09.2013.

7. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Ryabov Yu.V. Pyrolysis of straight-run Naphtha on ZSM-5 Zeolites modified with alkaline-earth metal cations // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2001. – V. 74. – N 2. – P. 235 – 237.
8. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Kukhareno O.A. Effect of high-temperature treatment of Pentasils on their acid catalytic properties in conversion of straight-run Naphthas // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2001. – V. 74. – N 11. – P. 1846 – 1849.
9. Erofeev V.I., Adyaeva L.V., Ryabova N.V. Effect of high-temperature steam treatment of high-silica zeolites of the ZSM-5 type on their acidity and selectivity of formation of lower olefins from straight –run naphthas. // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2003. – V. 76. – Issue 1. – P. 95–98.
10. Erofeev V.I., Adyaeva L.V. Transformations of straight-run Naphthas on Indium-modified pentasils // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2003. – V. 76. – N 7. – P. 1083 – 1088.
11. Erofeev V.I., Khomyakhov I.S., Egorova L.A. Production of high-octane Gasoline from straight-run Gasoline on ZSM-5 modified Zeolites // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2014. – V. 48. – N 1. – P. 71 – 76.
12. Erofeev V.I. Effect of UV Activation on acid and catalytic properties of zeolite-containing Catalysts in conversion of gas-condensate straight-run Gasolines to high-octane Gasolines / V.I. Erofeev, A.S. Medvedev, L.M. Koval, I.S. Khomyakov, M.V. Erofeev, V.F. Tarasenko // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2011. – V. 84. – N 10 – P. 1760 – 1766.
13. Erofeev V.I. Conversion of Gas-Condensate Straight-Run Gasolines to High-Octane Gasolines over Zeolite Catalysts Modified with Metal Nanopowders / V.I. Erofeev., A.S. Medvedev, I.S. Khomyakov, E.V. Erofeeva // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2013. – V. 86. – N 7 – P. 979 – 985.
14. Korobitsyna L.L. Physicochemical and catalytic properties of iron-containing Zeolites / L.L. Korobitsyna, L.M. Velichkina, N.V. Antonova, A.V. Vosmerikov, V.I. Erofeev // Russian Journal of Physical Chemistry. – 1997. – V. 71. – N 1. – P. 54 – 57.

**КОНВЕРСИЯ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ C₃-C₄ В ЖИДКИЕ
УГЛЕВОДОРОДЫ НА ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ,
МОДИФИЦИРОВАННЫХ ОКСИДАМИ ГАЛЛИЯ И ЦИНКА**

Д.С. Мигачева, В.В. Хасанов, В.И. Ерофеев

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

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

В последние годы ведутся активные исследования в области утилизации и переработки попутных нефтяных газов (ПНГ) в жидкие углеводороды, в связи с этим наиболее перспективными для процессов переработки низших алканов ПНГ в низшие олефины C₂-C₄ и жидкие углеводороды могут быть модифицированные цеолитные катализаторы [1-16]. В настоящей работе исследовались цеолиты типа ZSM-5, модифицированные 1-5 мас. % ZnO и Ga₂O₃, в процессе конверсии низших алканов C₃-C₄ в жидкие углеводороды.

В работе цеолиты типа ZSM-5 получали из щелочных алюмокремнегелей при 175 °С в течение 2-4 сут с использованием спиртовой фракции (побочного продукта синтеза капролактама) в качестве структурообразующей добавки. Модифицирование цеолита ZSM-5 в количестве 1-5 мас. % ZnO проводили методом пропитки порошков цеолита заданным количеством водного раствора Zn(NO₃)₂,

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

затем образцы катализаторов сушили при 110 °С и прокаливали при 600 °С в течение 6-8 ч [6-7]. Каталитические исследования проводили в проточном реакторе, объем катализатора 6см³, температурный диапазон реакции 550 – 600 °С, объемная скорость подачи сырья 240 ч⁻¹, давление внутри реактора 1 атм. Состав исходного сырья был следующим (мас. %): метан – 0,2 %, этан – 2,8 %, пропан – 81,1 %, бутаны – 12,1 %.

Качественный и количественный анализы продукта и исходного сырья проводился с использованием метода газовой хроматографии с помощью газового хроматографа марки «Хроматек-Кристалл 5000М». Разделение газообразных продуктов проходило на насадочной колонке (l= 3м, d= 3мм), наполненной 8 % NaOH/Al₂O₃, на детекторе по теплопроводности (ДТП). Разделение жидких продуктов происходило на капиллярной колонке DB-1 (100 м*0,25 мм*0,5 мкм) на пламенно-ионизационном детекторе (ПИД), газ-носитель – гелий [8].

Введение 1 % Ga₂O₃ в цеолит Н-ЦКЕ-Г приводит с ростом температуры процесса конверсии ПБФ с 525 до 600 °С к значительному повышению выхода жидких продуктов (аренов) с 40,2 до 60,1 % по сравнению с Н-ЦКЕ-Г. Степень конверсии ПБФ с ростом температуры с 525 до 600 °С увеличивается с 76 до 98 %, среди аренов преобладают C₆-C₉ углеводороды. Введение 3 % Ga₂O₃ в цеолит Н-ЦКЕ-Г приводит с ростом температуры процесса конверсии ПБФ с 525 до 600 °С к дальнейшему повышению выхода жидких продуктов с 50,8 до 64,1 % по сравнению с Н-ЦКЕ-Г, а степень конверсии ПБФ с ростом температуры с 525 до 600 °С увеличивается с 89 до 99 %, среди аренов преобладают C₆-C₉ углеводороды. Наибольшую каталитическую активность имеет катализатор 3% Ga₂O₃/97% Н-ЦКЕ-Г, максимальное содержание жидких углеводородов на этом катализаторе составляет 64,2 % при 600 °С.

Введение в цеолит 1-5 % ZnO также приводит к повышению степени конверсии алканов C₃-C₄ ПНГ с увеличением температуры для всех образцов, кроме образца с 5 % ZnO, у которого наблюдается понижение степени конверсии при 600 °С. В газообразных продуктах реакции с ростом температуры наблюдается резкое возрастание содержания метана и этана) для всех образцов, что происходит в результате процесса крекинга и дегидрирования.

С повышением температуры процесса происходит увеличение выхода жидких продуктов конверсии для всех образцов, причем для образца с 1 % ZnO выход жидкой фазы становится максимальным (56,8 мас. %). Таким образом, проведенные исследования показали, что цеолитные катализаторы, модифицированные оксидами галлия и цинка имеют более высокую селективность по аренам, применение модифицированных катализаторов позволило значительно увеличить выход жидких продуктов на 10-15 % по сравнению с чистым цеолитом. Также использование добавок оксида цинка привело к улучшению свойств цеолитных катализаторов и к увеличению выхода жидких углеводородов из ПНГ C₃-C₄.

Литература

1. Арутюнов В.С., Лapidус А.Л. Газохимия как ключевое направление развития энергохимических технологий XXI века.// Рос. хим. ж. – 2003. – Т. 47. – № 2. – С. 23 – 32.

2. Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Catalytic activity of Ga – containing zeolites in aromatization of lower alkanes. // Russian Journal of Applied Chemistry. – 1994. – V. 67. – N 7 – P. 1020 – 1023.
3. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. // В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII Межд. симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения акад. В.А. Обручева и 130-летию акад. М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. С. 44 – 47.
4. Ерофеев В.И. Современные процессы нефте – и газопереработки. // В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVIII Межд. симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 115-летию со дня рождения акад. Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2014. С. 147 – 151.
5. Ерофеев В.И., Восмерилов А.В., Коробицына Л.Л., Соловьев А.И. Превращение нефтяных газов на модифицированных цеолитных катализаторах // Нефтехимия. – 1990. – Т. 30. – № 4. – С. 496 – 500.
6. Патент РФ № 2006112169/15, 12.04.2006. Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Синтетический цеолит и способ его получения // Патент России № 2313486. Оpubл.: 27.12.2007.
7. Патент РФ № 2012130514/04, 17.07.2012. Ерофеев В.И., Егорова Л.А., Ерофеев М.В. Цеолитсодержащий катализатор, способ его получения и способ превращения прямогонной бензиновой фракции в высокооктановый компонент бензина с низким содержанием бензола // Патент России № 2493910. Оpubл.: 27.09.2013.
8. Erofeev V.I., Medvedev A.S., Koval L.M., Khomyakov I.S., Erofeev M.V., Tarasenko V.F. Effect of UV Activation on acid and catalytic properties of zeolite-containing Catalysts in conversion of gas-condensate straight-run Gasolines to high-octane Gasolines // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2011. – V. 84. – N 10 – P. 1760 – 1766.
9. Erofeev V.I., Trofimova A.S., Koval L.M., Ryabov Yu.V. Acidity and catalytic properties of Cu-ZSM-5 in conversion of lower alkanes // Russian Journal of Applied Chemistry. – 2000. – V. 73. – N 12. – P. 2057 – 2061.
10. Медведев Ю.В., Иванов В.Г., Середа Н.И., Польшгалов Ю.И., Ерофеев В.И., Коровин С.Д., Ерофеев М.В., Соснин Э.А., Суслов А.И., Тарасенко В.Ф., Истомин В.А. Воздействие мощного ультрафиолетового излучения на поток природного газа в проточном фотореакторе // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 3-4. – С. 83 – 87.
11. Ryabov Yu.V., Erofeev V.I. Carbonization of high-silica Zeolites during the conversion of methanol to hydrocarbons // Russian Chemical Bulletin. – 1986. – V. 35. – N 9. – P. 1785 – 1789.
12. Tretyakov V.F., Lermontov A.S., Makarfi Yu.I., Yakimova M.S., Frantsuzova N.A., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Motor Fuels from Bioethanol // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2008. – V.44. – N 6. – P. 409 – 414.

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

13. Trofimova A.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Synthesis of Lower Olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites Modified with Alkali Metals.// Rus. J. of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – pp. S537–S540.
14. Erofeev V.I., Khomyakhov I.S., Egorova L.A. Production of high-octane Gasoline from straight-run Gasoline on ZSM-5 modified Zeolites // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2014. – V. 48. – N 1. – P. 71 – 76.
15. Vosmerikov A.V., Erofeev V.I. Effect of high-temperature steam treatment on acidic and catalytic properties of Catalysts for Aromatization of lower Alkanes // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2000. – V. 74. – Suppl. 3. – P. 537 – 540.
16. Trofimova A.S., Erofeev V.I., Koval L.M. The Preparation of the lower olefins from C₃-C₄ Alkanes on ZSM-5 Zeolites modified by Lithium // Russian Journal of Physical Chemistry. – 2002. – V. 76. – N 6. – P. 922–925.

ОКИСЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ЭЛЕКТРОННОГО ПУЧКА

Льонг Ван Фо¹, В.М. Орловский², Ю.В. Савиных¹

Научные руководители профессор Ю.В. Савиных¹,
ведущий научный сотрудник В.М. Орловский²

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

²*Институт сильноточной электроники СО РАН, г. Томск, Россия*

В промышленности органического синтеза широко применяют жидкофазное окисление углеводородов воздухом, которое катализируется растворенными солями тяжелых металлов [1]. Однако, данным способам присущи такие серьезные недостатки, как необходимость проведения процесса в присутствии дорогостоящих катализаторов на основе переходных металлов и целевых, в частности, инициирующих процесс окисления, добавок, использование высоких температур, сложность выделения катализатора и промежуточных продуктов окисления из реакционной среды, сложны и дорогостоящи операции по регенерации не только катализатора, но и растворителя. Следует также отметить недостаточную селективность используемых каталитических систем.

В настоящее время для проведения процессов окисления и превращения жидких углеводородов в более разветвленные структуры начинают играть значительную роль плазмохимические технологии переработки углеводородного сырья [3]. Использование сильноточного потока электронов с энергией порядка 150 кэВ позволяет эффективно инициировать химические реакции в жидких углеводородах. В этом случае пробег электронов в жидких алканах невелик и составляет примерно 0,5 мм, тем не менее, высокая плотность потока электронов, взаимодействие с газовой средой через развитую поверхность и возможность повторения процесса с высокой частотой следования импульсов позволяют целенаправленно конвертировать жидкие углеводороды.

Для облучения индивидуальных углеводородов использовали радиационно-химический реактор, созданный на основе сильноточного импульсного электронного ускорителя с параметрами: энергия электронов 149 кэВ, плотностью тока пучка 65 А/см², длительностью импульса 4 нс, энергия 0,2 Дж за импульс. Для вывода ускоренных электронов использовалось выходное окно с системой отверстий, закрытых Al-Ве фольгой [2]. Образцы углеводородов объемом 2 мл

облучалась в кювете из нержавеющей стали с внутренним диаметром 40 мм и глубиной 15 мм.

Эксперименты по окислению n-алканов проводились в воздушной среде при повышенном давлении и при продувке исходного продукта воздухом. Диффузия кислорода в жидких n-алканах зависит от вязкости и может происходить для слоя 0,3-0,5 мм при атмосферном давлении в течение 10 с. Сокращение этого времени для увеличения концентрации кислорода в поверхностном слое может происходить за счет повышения давления воздуха либо продувкой воздуха через жидкость. Кроме того, за счет выделения тепла при облучении слоя жидкости импульсным потоком электронов формируется развитая поверхность, аналогично кипящей жидкости, что также способствовало обогащению жидкости кислородом.

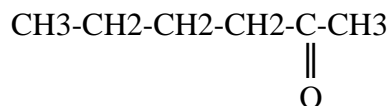
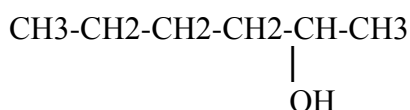
Основными продуктами при облучении жидкого гексана потоком электронов наносекундной длительности при продувке воздухом или при давлении воздуха 3,5 атм являются кислородсодержащие соединения, возникающие в результате диспропорционирования перекисных алкильных радикалов. Их анализ методом хроматомасс-спектрометрии показал наличие в реакционной смеси следующих продуктов: гексальдегид, гексанон-2, октанон-3, октанол-1 примерно в одинаковых количествах (3-4%). Наряду с продуктами окисления гексана обнаружены соединения с меньшей молекулярной массой (0,2%) за счет деструкции пероксирадикала и кислородсодержащие соединения с большей молекулярной массой вследствие димеризации пероксирадикала (табл.1).

Таблица 1

Выходы продуктов окисления при воздействии электронного пучка

Гексан, доза $2,8 \cdot 10^{21}$ эВ/г. Среда – 1 атм воздух	
Продукт	Выход, мол./100эВ
Гексальдегид	4,2
Гексанон-2	4,2
Октанон-3	3,9
Октанол-1	3,1
Октанол-2	2,6
Октанол-3	0,9
$C_n < C_8$	0,2
$C_n > C_8$	3,3
$n - C_{16}, \Sigma_i - C_{16}$	5,9

Образование кислородсодержащих продуктов при воздействии электронного пучка на гексан в атмосфере воздуха можно представить следующей схемой [4]:



СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

Полученные результаты показывают перспективность использования сильноточного электронного пучка для инициирования реакции окисления углеводородов нефти.

Литература

1. Артемов А.В. Новые высокоэффективные катализаторы жидкофазных окислительных процессов // Катализ и промышленность.-2000.- №2.- С.18.
2. Губанов В.П., Коровин С.Д. и др. Радиационно-химический реактор на основе сильноточного наносекундного пучка электронов // ПТЭ.- 1998.- № 3.- С.7981.
3. Пархоменко В.Д. и др. Плазмохимическая технология / Пархоменко В.Д. [и др.] - М.; Наука, 1991-392 с.
4. Пикаев А. К Современная радиационная химия. Радиолит газы и жидкостей. М: Наука, 1986- 440 с.

ВЛИЯНИЕ КАТАЛИТИЧЕСКИХ ДОБАВОК НА ОСНОВЕ WС НА СОСТАВ ПРОДУКТОВ ПРЕВРАЩЕНИЯ ТЯЖЕЛОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

М.А. Морозов¹, А.С. Акимов¹, С.П. Журавков², Т.А. Федущак¹

Научный руководитель старший научный сотрудник Т.А. Федущак¹

¹*Институт сильноточной электроники СО РАН, г. Томск, Россия*

²*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Известно, что около 80% разведанных общемировых запасов нефти приходится на тяжелую нефть и Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы по запасам тяжелого нефтяного сырья. Выработка месторождений легких и средних нефтей делает неизбежным все большее вовлечение в переработку тяжелого нефтяного сырья. Не менее актуальной проблемой в области нефтепереработки является повышение глубины переработки нефти за счет повышения эффективности процессов переработки вторичного нефтяного сырья (мазут, гудрон, крекинг остатки и т.д.). Большинство подходов для получения ценных топливных фракций из тяжелого нефтяного сырья основаны на использовании катализаторов каталитического крекинга и гидрокрекинга. В соответствии с работой [1] в 2011 году, общемировая мощность нефтеперерабатывающей промышленности была свыше 88 миллионов баррелей в день, из которых на установки каталитического крекинга приходилось почти 14,7 миллионов баррелей в день. При этом, каткрекинг предоставляет около 45% мирового рынка бензина, а также вносит большой вклад в мировые рынки дизельного топлива. Катализатор является одним из ключевых факторов для процесса каткрекинга, а различные катализаторы могут иметь значительные отличия по селективности продуктов и степени превращения сырья. А значит, подбор катализатора для каткрекинга является наиболее экономичным и эффективным способом с целью получения на установках наилучшего распределения продуктов [2,3].

Целью данной работы являлось исследование влияния крупнодисперсного катализатора на основе карбида вольфрама на состав продуктов каталитического крекинга тяжелого нефтяного сырья, а также определение оптимальных условий проведения процесса в присутствии карбида вольфрама.

В качестве тяжелого нефтяного сырья был выбран мазут Новокуйбышевского НПЗ (плотность 0,9870 г/см³, содержание серы 3,04% масс., Н/С = 1,56). В работе использовался коммерческий крупнодисперсный карбид вольфрама, полученный печным способом. Крекинг образцов проводился в реакторах-автоклавах из нержавеющей стали объемом 12 см³ в периодическом режиме, в инертной среде аргона, при температуре 420 °С в течение 1-1,5 ч. Содержание катализатора варьировали в интервале 0,05-2,0% масс. Эффективность действия катализатора оценивали по количеству и составу светлых фракций (н.к. – 350 °С) в продуктах. После проведения процесса составляли материальный баланс продуктов (определяли выход газа, жидкости и твердых (кокс) продуктов). Фракционный состав жидких продуктов определяли методом ДСК/ТГ в инертной среде азота в диапазоне температур 20-600 °С. Остаточную серу в жидких продуктах реакции определяли методом рентгенофлуоресцентного анализа на приборе Спектроскан-S, отношение Н/С определяли с помощью универсального элементного анализатора Vario EL cube.

На рис.1 приведен фракционный состав исходного мазута, продуктов его крекинга в «холостом» режиме термического крекинга без катализатора и в присутствии различного количества WC. Согласно полученным данным, в результате крекинга мазута в течение одного часа образуется 35,2% светлых фракций. Добавка 0,8% и 2,0% WC увеличивает выход светлых фракций до 45,8% и 51,7% соответственно. Следует отметить, что при 1 часе процесса образуется минимальное количество побочных продуктов: 2-3% газа и менее 1% кокса.

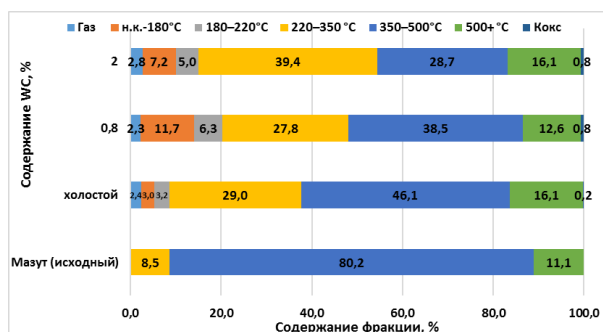


Рис.1. Фракционный состав продуктов крекинга при 420 °С в течение 1 ч

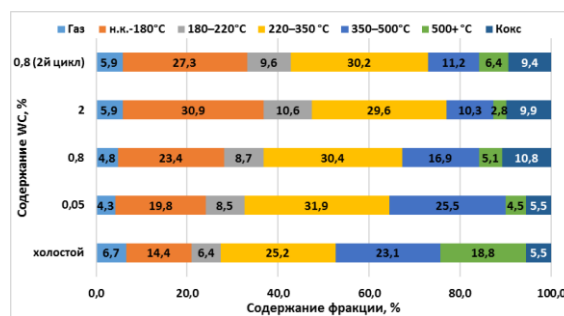


Рис.2. Фракционный состав продуктов крекинга при 420 °С в течение 1,5 ч

Увеличение времени процесса до 1,5 ч приводит к увеличению выхода светлых фракций в случае холостого эксперимента до 45,9% (рис.2). При этом времени реакции увеличение содержания от 0,05 до 0,8 и 2,0% WC приводит к ещё большему увеличению выхода целевого продукта: 60,2; 62,5 и 71,1% соответственно. Отношение Н/С жидких продуктов крекинга в течение 1,5 ч в присутствии разных навесок WC составляет 1,61-1,68 (1,56 для исходного мазута). Таким образом, в ходе процесса происходит перераспределение водорода между фракциями образующихся продуктов – за счет образования порядка 10% кокса удается достичь 71,1% выхода светлых топливных фракций. Кроме того, в соответствии с результатами рентгенофлуоресцентного анализа, карбид вольфрама обладает обессеривающей функцией. Так, в ходе холостого процесса за 1,5 ч содержание серы в жидких продуктах реакции сокращается на 24,8%, а в присутствии WC на 48,0%.

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

Для определения возможности циклического использования WC в качестве катализатора был проведён эксперимент по повторному использованию катализатора, выделенного из продуктов реакции первого цикла. Согласно полученным результатам (рис.2), каталитическая активность не только не снижается, но даже несколько возрастает: с 62,5% выхода светлых фракций в 1 цикле до 67,1% – во 2 цикле использования. Прирост обеспечивается за счет увеличения содержания в продуктах 2 цикла бензиновой фракции на 5%.

В ходе проделанной работы обнаружена, ранее не описанная в литературе, высокая активность крупнодисперсного карбида вольфрама в реакции крекинга тяжелого нефтяного сырья, установлена обессеривающая способность WC и подтверждена возможность его циклического использования.

Литература

1. Kai Xiong et al. Kinetic study of catalytic cracking of heavy oil over an in-situ crystallized catalyst // Fuel. – 2015. – № 142 – P. 65.
2. Hugo Ortiz-Moreno, Jorge Ramirez, Felipe Sanchez-Minero. Hydrocracking of Maya crude oil in a slurry-phase batch reactor // Fuel. – 2014 – № 130 – P. 263–272.
Karpov Yury, Krivonosov Anastasia, Krivtsov Evgenii, Golovko Anatolii, Krivtsova Nadejda. Heat Treatment Condition Influence on Novokuibyshevsk Vacuum Residue Component Composition // Procedia Chemistry. – 2014 – № 10 – P. 424–429.

ВЛИЯНИЕ СВЯЗУЮЩЕГО ВЕЩЕСТВА НА КИСЛОТНОСТЬ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩЕГО КАТАЛИЗАТОРА В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРЯМОГОННОЙ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ

Н.В. Молокова^{1,2}, Л.М. Величина², Л.Н. Восмерикова², Л.П. Госсен¹

Научный руководитель доцент Л.П. Госсен

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

*²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Томск, Россия*

Методом гидротермального синтеза получен цеолит структурного типа ZSM-5 и на его основе приготовлены катализаторы с различным содержанием связующего вещества [1]. Добавление связующего вещества различной природы к катализаторам нефтепереработки позволяет не только повысить их механическую прочность, но и улучшить активность, селективность и стабильность их действия в исследуемых процессах [2-5]. В качестве связующего вещества в данной работе использован псевдобемит (ПБ), который был добавлен в ZSM-5 в количестве 20, 40, 60 и 80 мас. %. Псевдобемит или гидратированный оксид алюминия имеет структурную формулу $AlOОН (Al_2O_3 \cdot H_2O)$ и представляет собой слоистую структуру, слои которой образованы двойными полимерными молекулами. Взаимодействие слоев обеспечивается водородными связями, в межслоевом пространстве находится сверхстехиометрическая вода, количество которой может изменяться в зависимости от условий получения псевдобемита. Удаление сверхстехиометрической воды происходит в интервале 100-300°C, при этом структура ПБ сохраняется. Обработка ПБ при температуре выше 300°C приводит к удалению химически связанной воды и образованию оксида алюминия, который

имеет довольно развитую удельную поверхность и обладает определенными кислотными свойствами [3]. Псевдобемит, являясь компонентом цеолитсодержащего катализатора, не только повышает его прочностные характеристики, но и влияет на кислотность и каталитическую активность.

В таблице 1 приведены результаты исследования кислотных характеристик исходного и с добавкой различного количества связующего вещества цеолитного катализатора.

Таблица 1

Кислотные характеристики цеолитных катализаторов и псевдобемита

Катализатор	Т _{макс.} формы, °С		Концентрация, мкмоль/г		
	Т _I	Т _{II}	С _I	С _{II}	С _Σ
ZSM-5	190	425	732	266	998
ZSM-5/20% ПБ	185	410	653	251	904
ZSM-5/40% ПБ	185	405	536	181	717
ZSM-5/60% ПБ	165	–	536	169	705
ZSM-5/80% ПБ	165	–	403	139	542
Псевдобемит	155	350	228	219	447

Примечание: Т_I, Т_{II} – температуры максимумов пиков для форм I и II; С_I, С_{II} и С_Σ – концентрации кислотных центров в формах I, II и суммарная соответственно.

Все образцы имеют два типа кислотных центров: низкотемпературные с областью десорбции аммиака от 100 до 300°С и высокотемпературные, аммиак с которых десорбируется в интервале от 300 до 600°С. С увеличением количества связующего вещества в катализаторе сила и концентрация кислотных центров обоих типов снижаются. При достижении содержания связующего вещества в катализаторе 60 мас. % и более максимум второго десорбционного пика «сглаживается» и точное его определение не возможно. Наблюдаемые изменения в кислотности образцов связаны с разбавлением исходного цеолита, характеризующегося повышенной кислотностью, связующим веществом, кислотность которого существенно ниже.

Изменение кислотных характеристик цеолитсодержащих катализаторов оказывает значительное влияние на их каталитическую активность. Полученные катализаторы были исследованы в процессе превращения прямогонной бензиновой фракции нефти. В таблице 2 приведены данные по влиянию температуры процесса на состав образующихся жидких продуктов.

С ростом температуры реакции происходит снижение выхода н-, изо- и циклоалканов и повышение выхода ароматических углеводородов, при этом концентрация алкенов практически не меняется. Добавка связующего вещества в катализатор снижает его ароматизирующую активность. Состав катализаторов, полученных при начальной температуре 280°С на образцах, содержащих 40-80 мас. % связующего вещества, и при 300°С на катализаторе ZSM-5/80% ПБ, мало отличается от состава исходного сырья. При конечной температуре процесса 360°С на исходном цеолите и образцах, содержащих 20 и 40 мас. % связующего вещества, наблюдается образование значительного количества ароматических углеводородов.

С повышением содержания связующего вещества в катализаторе увеличивается концентрация н-алканов в образующемся катализате. В составе жидких продуктов, полученных на образце ZSM-5/80% ПБ, их содержание приближается к количеству н-алканов в прямогонной бензиновой фракции, что

**СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ
НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ**

свидетельствует о низкой активности данного катализатора в процессе облагораживания исходного сырья.

Таблица 2

*Влияние температуры процесса на состав жидких продуктов превращения
прямогонной бензиновой фракции нефти на цеолитсодержащих катализаторах*

Продукты, %	Температура процесса, °С				
	280	300	320	340	360
<i>ZSM-5</i>					
Н-алканы	17,4	19,1	15,3	9,4	7,4
Изоалканы	33,8	32,9	31,9	30,6	26,8
Алкены	1,7	1,1	4,9	2,7	2,6
Циклоалканы	35,4	34,3	27,6	28,1	19,5
Ароматические углеводороды	11,7	12,6	20,4	29,2	39,8
<i>ZSM-5/20% ПБ</i>					
Н-алканы	18,8	14,3	18,9	13,8	11,8
Изоалканы	32,3	32,8	33,5	31,2	31,7
Алкены	2,3	2,7	2,8	2,4	3,2
Циклоалканы	36,1	35,8	29,1	24,0	21,5
Ароматические углеводороды	10,5	13,7	15,3	28,6	30,5
<i>ZSM-5/40% ПБ</i>					
Н-алканы	20,5	23,0	18,7	15,7	16,6
Изоалканы	32,6	31,3	33,7	33,2	29,8
Алкены	2,4	2,3	2,7	2,7	2,2
Циклоалканы	34,6	33,5	32,7	25,2	30,1
Ароматические углеводороды	9,9	12,5	15,8	23,2	20,1
<i>ZSM-5/60% ПБ</i>					
Н-алканы	19,3	17,0	17,6	16,1	14,3
Изоалканы	33,3	32,6	32,0	32,8	32,2
Алкены	2,7	2,6	2,9	2,9	2,7
Циклоалканы	35,6	34,6	32,1	30,7	31,1
Ароматические углеводороды	9,1	11,9	14,2	17,5	19,7
<i>ZSM-5/80% ПБ</i>					
Н-алканы	20,7	20,8	20,0	20,6	18,8
Изоалканы	32,3	32,6	32,3	32,4	32,4
Алкены	2,7	2,6	2,3	2,2	2,8
Циклоалканы	35,6	34,6	32,9	31,3	30,5
Ароматические углеводороды	8,7	9,4	12,5	13,5	15,5

Изоалканы в продуктах реакции представлены углеводородами от C₄ до C₁₂, основная доля которых приходится на изоалканы C₅-C₁₀. Важной особенностью действия цеолитсодержащих катализаторов является их молекулярно-ситовый эффект, который заключается в том, что при переработке углеводородного сырья преобразованию подвергаются, в первую очередь, алканы нормального строения, а

углеводороды разветвленного строения, обладающие высокими октановыми числами, практически не претерпевают изменений. Смешение цеолита со связующим веществом способствует повышению его активности в отношении образования изоалканов в процессе переработки прямогонной бензиновой фракции нефти, что позволяет получать высокооктановые бензины с улучшенными экологическими характеристиками.

Таким образом, добавление к цеолиту связующего вещества приводит к получению катализаторов, отличающихся по структурным и кислотным свойствам, что сказывается на их активности и селективности в процессах превращения углеводородного сырья. С ростом содержания связующего вещества в цеолитсодержащем катализаторе снижается его общая и ароматизирующая активности, и увеличивается выход образующегося жидкого продукта, в составе которого повышается концентрация углеводородов изостроения. Наиболее эффективными катализаторами в изучаемых процессах являются цеолитные системы с добавкой 20-40 мас. % псевдобемита.

Литература

1. Величкина Л.М. Получение высокооктановых компонентов моторных топлив из прямогонных бензиновых фракций на цеолитсодержащих катализаторах: Дис. ... канд. хим. наук. Томск: Ин-т химии нефти СО РАН, 1997. 197 с.
2. Курмаев С.А., Ахметов А.Ф., Белоусова О.Ю. Влияние содержания связующего на каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов в превращении углеводородов C₃-C₄// Нефтепереработка и нефтехимия. – 2007. - № 11. – С. 30-32.
3. Линсен Б.Г. Строение и свойства адсорбентов и катализаторов. М.: Мир, 1973, 196 с.
4. Смоликов М.Д., Шкуренок В.А., Яблокова С.С., Кирьянов Д.И., Белопухов Е.А., Зайковский В.И., Белый А.С. Изамеризация н-гептана на катализаторах Pt/MOR/Al₂O₃ // Катализ в промышленности. – 2014. - № 2. – С. 51-58.
5. Шириязданов Р.Р., Николаев Е.А., Рахимов М.Н. Влияние типа связующего на избирательность и стабильность цеолитсодержащего катализатора алкилирования изобутана бутан-бутиленовой фракцией // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2010. - № 8. – С. 14-16.

ХРУПКОСТЬ БИТУМНО-СМОЛЯНЫХ ПОКРЫТИЙ НА ОСНОВЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ

Нгуен Ван Тхань, Л.И. Бондалетова

Научный руководитель доцент Л.И. Бондалетова

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

Проблема повышения физико-химических показателей и долговечности битумных материалов при различных условиях эксплуатации представляет собой важную задачу в производстве защитных материалов и покрытий. Наиболее эффективным способом повышения качества нефтяных битумов является модификация битумов полимерными материалами, в частности нефтеполимерными смолами (НПС).

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

Под нефтеполимерными смолами понимают класс синтетических низкомолекулярных смол, получаемых полимеризацией непредельных углеводородов, преобладающих в жидких продуктах пиролиза. НПС хорошо растворяются в алифатических, ароматических углеводородах и других растворителях [1]. Они хорошо совмещаются с природными синтетическими смолами, битумами. Введение в битум НПС в качестве модифицированных добавок способствует образованию композиционного пленкообразующего с пространственной структурой, что позволяет повысить вязкость, когезионную прочность, интервал эластичности и приводит к расширению интервала температуры эксплуатации [2].

Одной из важнейших характеристик таких защитных покрытий, эксплуатирующихся в сибирских климатических условиях, является температура хрупкости (хрупкость) – температура, при которой происходит разрушение (потеря прочности) материала.

Целью данного исследования являлось изучение зависимостей хрупкости битумно-смоляных покрытий, на основе битума и исходной и нитрованной нефтеполимерных смол, от состава композиций.

Для разработки битумно-смоляных покрытий, обладающих гидроизоляционным и антикоррозионным свойствами, нами получены модифицированные нефтеполимерные смолы путем нитрования смол концентрированной азотной кислотой при температуре 60 °С в течение 120 мин. В качестве смол использованы НПС_{C9} – производитель ООО «Омск-полимер», НПС_{C59} и НПС_{C5} – производитель ООО «Полипак» и их соответствующие нитрованные смолы. В битумной композиции использован нефтяной дорожный битум 90/10 ГОСТ 22245-90 (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»).

Битумную композицию готовили смешением 50 %-го раствора битума и смолы в сольвенте при содержании смолы в композиции от 0 до 15 %. Полученную битумно-смоляную композицию наносили на металлические пластины размером 41*20*0,15 мм и сушили на воздухе в течение 5 суток.

Образцы для испытаний, проводимых в криостате жидкостного сверхнизкого охлаждения LOIP FT-311-80 с диапазоном задаваемых температур от минус 80 до плюс 100 °С, готовили в соответствии с [3].

Таблица 1

Зависимость температуры хрупкости битумно-смоляных покрытий на основе НПС_{C9}, НПС_{C5} от содержания смол

Соотношение НПС : битум	Температура хрупкости (°С) битумно-смоляных покрытий на основе			
	НПС _{C9}		НПС _{C5}	
	исходной	нитрованной	исходной	нитрованной
0 : 100	-50	-50	-50	-50
1 : 99	-75	-75	-73	-73
3 : 97	-60	-60	-73	-73
7 : 93	-53	-53	-55	-56
10 : 90	-50	-50	-50	-50
15 : 85	-41	-40	-44	-40
100 : 0	20	20	15	20

При понижении температуры криостата от 20 до минус 80 °С оценивали состояние поверхности покрытий и отмечали температуру в момент появления

первой трещины на поверхности покрытий. Зависимости температуры хрупкости битумно-смоляных покрытий от содержания смол в композиции представлены в таблице 1, 2.

Таблица 2

Зависимость температуры хрупкости битумно-смоляных покрытий на основе НПС_{C59} от содержания смол

Соотношение НПС : битум	Температура хрупкости (°С) битумно-смоляных покрытий на основе НПС _{C59}	
	исходной	нитрованной
0 : 100	-50	-50
1 : 99	-65	-65
3 : 97	-60	-50
7 : 93	-60	-40
10 : 90	-60	-40
15 : 85	-50	-38
100 : 0	15	20

Полученные результаты указывают на то, что использование композиций приводит к значительному снижению температуры хрупкости битумно-смоляных покрытий по сравнению с хрупкостью исходных и нитрованных смол. В ряде случаев температура хрупкости композиций ниже температуры хрупкости битума.

Показано, что с увеличением содержания смолы в составе композиций увеличивается и температура хрупкости покрытий на их основе. Оптимальное содержание НПС в композиции составляет 1-3 %.

Литература

1. Думский Ю. В. Нефтеполимерные смолы. М.: Химия, 1988. 168с.
2. Галдина В.Д. Модифицированные битумы: учебное пособие. – Омск: СибАДИ, 2009. – 228 с.
3. ГОСТ 11507-78 Битумы нефтяные. Метод определения температуры хрупкости по Фраасу.

СОСТАВ ПРОДУКТОВ ИНИЦИИРОВАННОГО КРЕКИНГА ГУДРОНА В ПРИСУТСТВИИ ГЕТЕРОГЕННОЙ ДОБАВКИ

Д.А. Нестерович¹, Е.Б. Кривцов², А.К. Головки²

Научный руководитель научный сотрудник Е.Б. Кривцов

¹ *Национальный исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия,*

² *Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Томск, Россия*

Одной из важнейших проблем, связанной с переработкой вакуумных дистиллятов и остаточных фракций, является высокое содержание в них смолисто-асфальтеновых веществ и гетероатомных соединений [1,2]. Значительная часть гетероатомных соединений, присутствующих в исходном сырье, концентрируется в высокомолекулярных компонентах остаточных фракций. Разработка методов деструкции смолисто-асфальтеновых компонентов с одновременным удалением серосодержащих соединений позволит существенно повысить эффективность

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

термических процессов переработки тяжелого углеводородного сырья и, как следствие, получать нефтепродукты с низким содержанием высокомолекулярных и гетероатомных соединений и высоким содержанием дистиллятных фракций.

Цель данной работы: исследование состава и выявление основных закономерностей термической деструкции компонентов гудрона в присутствии карбоната кальция.

В качестве объекта исследования был выбран гудрон Новокуйбышевского НПЗ, имеющий высокое содержание смолисто - асфальтеновых компонентов: смол – 33,6 % мас., асфальтенов – 5,7 % мас. Содержание масел составляет 60,7 % мас., серы – 3,04 % мас., что делает его неподходящим сырьем для получения бензинов и дизельных топлив. Крекинг гудрона проводился в реакторах объемом 12 см³ при температуре 450 °С в течение 120 минут.

Установлено, что исходный гудрон содержит значительное количество смолисто - асфальтеновых компонентов в своем составе, при термообработке происходит деструкция преимущественно смол с образованием твердого продукта и газа [3]. Состав продуктов крекинга гудрона Новокуйбышевского НПЗ в присутствии добавки CaCO₃ (мольное соотношение Ca:S = 1:10, 1:5, 1:1, 2:1, 3:1) представлен в таблице 1. Увеличение количества добавки приводит к значительному увеличению газо- и коксообразования, количество жидких продуктов крекинга (“синтетическая нефть”) снижается. Количество асфальтенов снижается вследствие реакций уплотнения с образованием твердых продуктов. Степень деструкции смол не превышает 35 % отн., значительная доля масел (6 – 17 % мас.) также подвергается крекингу.

Таблица 1
Состав продуктов крекинга гудрона Новокуйбышевского НПЗ с добавкой CaCO₃ (450 °С, 2 часа)

Мольное соотношение Ca:S	Содержание, % мас.					
	Газ	Жидкость	Кокс	Масла	Смолы	Асфальтены
Исх. гудрон	0	100	0	60,7	33,6	5,7
1:10	3,2	91,5	5,3	43,5	38,2	9,8
1:5	3,7	89,7	6,6	44,9	37,4	7,4
1:1	7,4	83,5	9,1	47,4	30,7	5,4
2:1	7,8	81,3	10,9	52,3	24,1	4,9
3:1	8,2	80,0	11,8	54,4	21,7	3,9

Установлены изменения фракционного состава жидких продуктов крекинга гудрона в присутствии карбоната кальция (таблица 2). Применение добавки способствует увеличению глубины термической деструкции высокомолекулярных компонентов гудрона и значительному повышению содержания дистиллятных фракций (бензиновой и дизельной) в составе жидких продуктов крекинга. С увеличением количества добавки содержание фракции н.к.–200 °С снижается, а дизельной, наоборот, увеличивается. Вероятно, это обусловлено изменением соотношения реакций конденсации и деструкции смолисто-асфальтеновых компонентов гудрона на поверхности карбоната кальция.

Наличие карбоната кальция благоприятно сказывается на содержании серы в получаемых бензиновых и дизельных фракциях. Установлено, что степень обессеривания продуктов крекинга растет с увеличением количества добавленного карбоната кальция и достигает 30 % отн.

Таблица 2

Фракционный состав продуктов крекинга гудрона Новокуйбышевского НПЗ с добавкой CaCO₃ (450 °С, 2 часа)

Мольное соотношение Ca:S	Содержание, % мас.	
	Н.К. – 200 °С	200 – 360 °С
Исх. гудрон	0,00	1,4
1:10	10,1	10,5
1:1	8,7	24,5
3:1	8,1	18,1

Таким образом, при термохимической переработке гудрона в присутствии карбоната кальция удастся переработать остаточные нефтяные фракции с получением газа, легкокипящих жидких продуктов крекинга (содержащих более 50 % отн. топливных дистиллятов) и небольшого количества кокса.

Литература

1. Соляр Б.З., Аалдышева Э.З., Галлиев Р.Г., Хавкин В.А. Каталитический крекинг остаточного нефтяного сырья// Технологии нефти и газа. – 2009. – № 1.– С. 3 – 11.
2. Zhen-Min Cheng, Yong Ding, Li-Qun Zhao. Effects of Supercritical Water in vacuum Residue Upgrading // Energy&Fuels. – 2009. – V.23. – P. 3178 – 3183.
3. Karpov Y., Krivonosova A., Krivtsov E., Golovko A., Krivtsova N. Heat Treatment Condition Influence on Novokuibyshevsk Vacuum Residue Component Composition // Procedia Chemistry. – 10 (2014). – P. 424 – 429.

**ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРНОГО ТИПА ЦЕОЛИТА
НА ЕГО ИЗОМЕРИЗУЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ
В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ Н-ГЕКСАНА И Н-ОКТАНА**

Т.А. Никитина^{1,2}, Л.М. Величина², Л.Н. Восмерикова², Л.П. Госсен¹
Научный руководитель доцент Л.П. Госсен¹

¹ *Национальный исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия*

² *Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Томск, Россия*

Получение разветвленных углеводородов из n-алканов, в больших количествах присутствующих в низкокипящих прямогонных бензиновых фракциях, становится в настоящее время одним из ведущих процессов для производства высокооктановых бензинов. Развитие процесса изомеризации для достижения наиболее благоприятных условий его проведения идет по пути дальнейшего совершенствования технологий и катализаторов, в частности, цеолитов различных структурных типов. Наибольший интерес в качестве катализаторов изомеризации легкого углеводородного сырья представляют высококремнеземные цеолиты (ВКЦ) семейства пентасил или ZSM (zeolite «Soconil Mobil»), отличающиеся высокой термической и термопаровой стабильностью, гидрофобностью и селективностью к превращениям углеводородов. В настоящее время синтезировано свыше 50 разновидностей ВКЦ, но наиболее изучен и промышленное применение нашел пока только ZSM-5, поэтому исследование каталитических свойств ZSM-8 и ZSM-11

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

имеет большую практическую ценность [1, 2]. Целью настоящей работы было определение влияния строения и кислотных свойств цеолитов ZSM-5, ZSM-8, ZSM-11 на их активность в процессе изомеризации н-гексана и н-октана.

Лабораторные образцы ВКЦ типа ZSM-5, ZSM-8 и ZSM-11 с силикатным модулем 100 получали гидротермальным синтезом из щелочных алюмокремнегелей [3]. Исследования структурных свойств синтезированных цеолитсодержащих катализаторов были проведены методом ИК-спектроскопии, а кислотных свойств – методом термопрограммированной десорбции аммиака. Изучение влияния температуры процесса и природы сырья (н-гексан, н-октан) на каталитическую активность и селективность ZSM-5, ZSM-8 и ZSM-11 проводили в установке проточного типа с неподвижным слоем катализатора в интервале температур 280-360°C и атмосферном давлении. Объем загружаемого катализатора – 4 см³, объемная скорость подачи сырья – 2 ч⁻¹. Продукты реакции анализировали методом газовой хроматографии. В таблице 1 приведены данные по кислотности цеолитов различных структурных типов.

Таблица 1

Кислотные характеристики цеолитов, определенные методом термодесорбции аммиака

Тип цеолита	T _{макс.} формы, °C		Концентрация кислотных центров, мкмоль/г		
	T _I	T _{II}	C _I	C _{II}	C _Σ
ZSM-5	180	410	273	187	460
ZSM-8	175	425	345	95	440
ZSM-11	180	420	310	60	370

Примечание: T_I, T_{II} – температуры максимумов пиков для форм I и II; C_I, C_{II} и C_Σ – концентрации кислотных центров в формах I, II и суммарная соответственно.

Все образцы имеют два типа кислотных центров: низкотемпературные – с областью десорбции аммиака от 100 до 300°C, и высокотемпературные, аммиак с которых десорбируется при температуре от 300 до 600°C.

Слабые кислотные центры всех цеолитов сопоставимы по силе и имеют максимум 175-180°C. Сила высокотемпературных кислотных центров увеличивается в ряду ZSM-5, ZSM-11, ZSM-8. Цеолит ZSM-8 обладает более широким набором кислотных центров различной силы по сравнению с двумя другими образцами.

Важной характеристикой является концентрация кислотных центров различной силы. Максимальное количество центров обоих типов имеет ZSM-5, далее следуют ZSM-8 и ZSM-11. Такая же тенденция для концентрации высокотемпературных кислотных центров, в то время как для низкотемпературных центров максимальное их количество зафиксировано для образца ZSM-8, а минимальное – для ZSM-5. Цеолит ZSM-5 имеет наибольшее количество высокотемпературных кислотных центров. Для определения влияния характеристик катализатора на процесс изомеризации была проведена конверсия н-октана на всех трех цеолитных образцах, а для выявления влияния сырья на ZSM-5 была исследована еще дополнительно изомеризация н-гексана. В таблице 2 представлены данные по составу жидких продуктов реакции превращения н-алканов на цеолитах различных типов. Повышение температуры процесса способствует интенсивному уменьшению концентрации н-алканов для цеолитов ZSM-5, ZSM-8 и ZSM-11.

Прослеживается четкая тенденция: чем большей кислотностью обладает катализатор, тем сильнее происходят реакции превращения линейных молекул н-алканов.

Таблица 2

Влияние температуры процесса на состав жидких продуктов превращения углеводородного сырья

Продукты, мас. %	Температура процесса, °С				
	280	300	320	340	360
ZSM-5 (сырье – н-октан)					
Н-алканы C ₃₊	90,6	81,7	57,0	32,6	20,8
Изоалканы C ₄₊	3,7	8,4	19,0	18,1	17,9
Арены	1,0	6,0	14,7	39,6	51,3
Циклоалканы C ₅₊	2,1	1,6	4,8	4,9	4,7
Олефины C ₅₊	2,6	2,3	4,5	4,8	5,3
ZSM-8 (сырье – н-октан)					
Н-алканы C ₃₊	91,0	79,1	72,8	56,3	39,9
Изоалканы C ₄₊	6,8	13,0	14,5	21,1	22,2
Арены	1,2	4,3	9,3	16,4	31,2
Циклоалканы C ₅₊	0,1	0,7	1,2	2,3	3,7
Олефины C ₅₊	0,9	2,9	2,2	3,9	3,0
ZSM-11 (сырье – н-октан)					
Н-алканы C ₃₊	91,3	87,1	77,8	61,6	54,7
Изоалканы C ₄₊	6,9	7,1	10,9	19,3	20,8
Арены	1,0	3,3	7,8	10,2	16,8
Циклоалканы C ₅₊	0,1	0,7	2,2	3,1	2,7
Олефины C ₅₊	0,9	1,9	1,2	5,3	5,0
ZSM-5 (сырье – н-гексан)					
Н-алканы C ₃₊	89,1	74,8	58,7	43,5	39,9
Изоалканы C ₄₊	6,0	15,6	26,2	28,8	26,6
Арены	1,1	6,0	10,5	23,5	27,8
Циклоалканы C ₅₊	1,7	1,5	2,6	3,1	4,2
Олефины C ₅₊	2,1	2,1	2,0	1,1	1,5

Такая же зависимость наблюдается в распределении аренов в зависимости от типа катализатора. При конечной температуре 360°С содержание аренов (мас. %): 51,3 на ZSM-5, 31,2 на ZSM-8 и 27,8 на ZSM-11 соответственно. Таким образом, повышение температуры способствует интенсификации реакции ароматизации больше на цеолите ZSM-5. При 280°С содержание изоалканов в полученных катализатах различается и составляет 3,7 мас. % для ZSM-5 и 6,8 и 6,9 мас. % для ZSM-8 и ZSM-11. Их концентрация проходит через максимум при 320°С для ZSM-5, а для ZSM-8 и ZSM-11 наибольшее количество изоструктур образуется при 360°С. Цеолитные образцы ZSM-8 и ZSM-11 наиболее похожи по характеру образования и распределения изоалканов. Увеличение температуры процесса вызывает интенсификацию реакций циклизации. При 360°С доля циклоалканов в катализатах для ZSM-5 максимальна, а на образцах ZSM-5 и ZSM-11 зафиксирован небольшой максимум образования циклоалканов при 340°С. На цеолитах ZSM-8 и ZSM-11 сходный характер образования циклоалканов. Выход олефинов при температуре 280°С наибольший на образце ZSM-5, связано это с большей силой кислотных центров цеолита ZSM-5. Повышение температуры для всех образцов вызывает рост

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

доли олефинов в катализате, причем, в наименьшей степени это характерно для ZSM-8. Проведенные исследования показали, что сила кислотных центров всех синтезированных цеолитов ZSM-5, ZSM-8 и ZSM-11 отличается не существенно. Наибольшей активностью в конверсии n-алканов обладает ZSM-5, наименьшей – ZSM-11, а ZSM-8 занимает промежуточное положение. Основными продуктами процесса изомеризации n-гексана и n-октана на исследуемых катализаторах являются n- и изоалканы, а также алкилбензолы, образуется незначительное количество нафтенов и олефинов. Оптимальным температурным диапазоном для образования максимального количества изоалканов на ZSM-5 являются температуры 320°C при изомеризации n-октана и 340°C при переработке n-гексана, на ZSM-8 и ZSM-11 наибольшее количество изоструктур образуется при 360°C. Для образцов ZSM-8 и ZSM-11 селективность образования изомеров близка, при этом она значительно выше, чем у ZSM-5, и имеет тенденцию к снижению с ростом температуры процесса.

Литература

1. Величкина Л.М., Канашевич Д.А., Восмеринова Л.Н., Восмеринов А.В. Влияние силикатного модуля и модифицирования металлами на кислотные и каталитические свойства цеолита типа ZSM-5 в процессе изомеризации n-октана // Химия в интересах устойчивого развития. – 2014. – Т. 22. – № 3. – С. 241 – 249.
2. Гизетдинова А.Ф., Киселёва Т.П., Посохова О.М., Резниченко И.Д., Юрьев М.Ю., Скорникова С.А. Современные катализаторы ОАО «АЗКиОС» для процессов изомеризации и гидродепарафинизации // Катализ в промышленности. – 2014. – № 5. – С. 38 – 43.
3. Коробицына Л.Л., Капокова Л.Г., Восмеринов А.В., Величкина Л.М., Рябова Н.В. Синтез и свойства высокомолекулярных цеолитов // Химическая технология. – 2010. – № 1. – С. 15 – 20.

КОНВЕРСИЯ АЛКАНОВ C₁-C₄ В БАРЬЕРНОМ РАЗРЯДЕ В ЦЕННЫЕ ПРОДУКТЫ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

А.Н. Очередыко, С.В. Кудряшов, А.Ю. Рябов

Научный руководитель старший научный сотрудник С.В. Кудряшов

*Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Томск, Россия*

Доля природного газа в мировом энергобалансе возрастает с каждым годом, поэтому прилагаются значительные усилия для разработки новых эффективных методов его переработки. В России в текущем десятилетии большое значение приобрела добыча газового конденсата (ГК) на арктических месторождениях. В сложных условиях переработка метан-бутановой фракции на месте добычи нецелесообразна, поэтому её используют для поддержания пластового давления. Однако в такой ситуации весьма полезными методами переработки C₁-C₄-фракции ГК в ценные продукты прямо на месторождении могут оказаться плазмохимические, одной из целью которых является получение жидких продуктов. Эти методы реализуются при атмосферном давлении и температуре окружающей среды, предварительная подготовка сырья, использование катализаторов не требуется, а процесс осуществляется в проточном режиме в одну стадию.

Плазмохимические методы превращения метана главным образом сфокусированы на двух направлениях: конверсия в синтез-газ (сырье для процесса Фишера-Тропша) и прямая конверсия в жидкие углеводороды, преимущественно в метанол. Большинство работ по получению углеводородов C_{2+} из метана выполнено с применением барьерного (БР) и коронного разрядов. Литературные данные о получении жидких углеводородов из метана в БР практически отсутствуют. Вероятно, это связано с тем, что конверсия газа сопровождается распространённым в плазмохимии образованием депозита на поверхности электродов реактора, в формировании которого в том числе участвуют и жидкие углеводороды, образующиеся в ходе реакции.

В настоящей работе приведены результаты экспериментов по конверсии углеводородных газов в жидкие углеводороды под действием плазмы БР в присутствии воды. Использование воды позволяет добиться снижения интенсивности процесса образования депозита на поверхности электродов реактора. Выбор воды обусловлен её большей устойчивостью к деструкции под действием БР по сравнению с жидкими углеводородами, а продукты реакции с её участием легко идентифицировать.

Следует отметить, что смесь образующихся углеводородов C_{5+} , растворенных в воде, проанализирована с применением метода микроэкстракции. Идентификация компонентов микроэкстракта выполнена с применением хромато-масс-спектрометра Thermo Scientific DFS, оснащенного колонкой Trace TR-50MS.

В результате экспериментов показано, что конверсия индивидуальных углеводородов увеличивается от метана к н-бутану с 9,5 до 12,8 %. Это соответствует энергозатратам на превращение исходного углеводорода от ~ 46 до 35 эВ·молекула⁻¹. Энергозатраты на превращение метана в БР не противоречат литературным данным, находящимся в диапазоне от 38 до 58 эВ·молекула⁻¹. К сожалению, данных по энергозатратам на превращение пропана и н-бутана в БР в литературе не найдено.

Основными газообразными продуктами превращения метана являются водород (~ 60 %) и этан (~ 29 %), а также алканы C_3-C_4 ~ 10 %, алканы C_{5+} ~ 1 %. В небольших количествах обнаружены этилен и пропилен с суммарным содержанием ~ 0,6 %, метанол ~ 0,2 %. В случае превращения пропана и н-бутана набор продуктов практически остаётся прежним, но существенно изменяется состав смеси: наблюдается существенный рост селективности образования алканов C_{5+} до ~ 14 и 24 % для пропана и н-бутана, соответственно.

Известно, что конверсия углеводородов под действием БР в отсутствие воды всегда сопровождается образованием депозита на поверхности электродов реактора. Однако добавление воды ингибирует этот процесс, что подтверждается ИК-спектрами отражения с поверхности высоковольтного электрода. Спектр, полученный в случае конверсии чистого метана, содержит интенсивные полосы валентных колебаний CH_n -групп, характерные для материалов из аморфного гидрогенизированного углерода. При конверсии метана в присутствии воды такие полосы в спектре отражения с поверхности электродов отсутствуют, что свидетельствует о снижении интенсивности процесса образования депозита на их поверхности. Добавка воды в виде жидкости позволяет «закрыть» поверхность стенок реактора от конденсации на них продуктов реакции, а жидкие углеводороды, образующиеся в процессе превращения газов, смываются водой, что позволяет исключить возможное повторное воздействие плазмы разряда на них.

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

В составе микроэкстрактов обнаружены алканы C_6 - C_{10+} преимущественно изомерного строения, в следовых количествах найдены олефины. Суммарное содержание жидких углеводородов в составе продуктов реакции увеличивается с ростом молекулярной массы исходного газа и составляет 13,4 % для метана, 26 % для пропана и 36,6 % для н-бутана.

В случае превращения метана основными компонентами микроэкстракта являются гексаны (~ 22 %) и гептаны (~ 28 %), суммарное содержание углеводородов C_8 - C_{10+} составляет ~ 50 %. С увеличением молекулярной массы исходного алкана доля углеводородов C_8 - C_{10+} в составе микроэкстракта возрастает: для пропана ~ 74 %, н-бутана ~ 80 %.

При добавлении к метану пропана или н-бутана в количестве 10 % содержание углеводородов C_{5+} увеличивается, а распределение углеводородов по числу атомов углерода в жидких продуктах становится равномернее. Дальнейшее увеличение их доли в смеси делает процесс превращения по составу продуктов всё более похожим на превращение их в чистом виде (без добавления к метану).

Таким образом, конверсия углеводородов C_1 - C_4 в условиях плазмы БР сопровождается образованием жидких углеводородов. Использование воды позволяет избежать нежелательного образования депозита на поверхности электродов реактора. Образующиеся жидкие углеводороды имеют схожий набор во всех случаях, в основном представленный C_6 - C_{10+} -алканами изомерного строения. Суммарное содержание жидких углеводородов в составе продуктов реакции составляет для метана – 13,4 %, пропана – 26 % и н-бутана – 36,6 %. Добавка к метану пропана или бутана в количестве 10 % приводит к увеличению содержания жидкой части в продуктах. Полученные результаты обосновывают перспективность применения плазмохимии для получения ценных продуктов в арктических условиях.

Литература

1. Belmonte T., Arnoult G., Henrion G., Gries T. Nanoscience with non-equilibrium plasmas at atmospheric pressure // *Journal of Physics D: Applied Physics*, 2011. – V. 36. – I. 44. – P. 363001.
2. Hoeben W., Boekhoven W. Partial oxidation of methane by pulsed corona discharges // *Journal of Physics D: Applied Physics*, 2014. – V. 35. – I. 47. – P. 355202.
3. П'ина А.А., Рыбов А. Ю., Чуикин А. В., Великов, А. А. A new method of the solid-phase microextraction of organic compounds from water using a centrifuge // *Journal of Analytical Chemistry*, 2015. – V. 2. – I. 70. – P. 125–129.
4. Indarto A., Coowanitwong N., Choi, J.-W., Lee H., Song H.-K. Kinetic modeling of plasma methane conversion in a dielectric barrier discharge // *Fuel Processing Technology*, 2008. – V. 2. – I. 89. – P. 214–219.
5. Istadi A. Co-generation of synthesis gas and C_2+ hydrocarbons from methane and carbon dioxide in a hybrid catalytic-plasma reactor: A review // *Fuel*, 2006. – V. 5–6. I. 85. – P. 577–592.
6. Jo S., Kim T. Lee D.-H., Kang W.-S., Song Y.-H. Effect of the Electric Conductivity of a Catalyst on Methane Activation in a Dielectric Barrier Discharge Reactor // *Plasma Chemistry and Plasma Processing*, 2013. – V. 1. – I. 34. – P. 175–186.
7. Kobayashi K., Kulinich S. A., Ito T. Methane conversion in surface- and volume-type dielectric barrier discharges generated in the presence of metal-mesh electrodes // *Journal of Applied Physics*, 2014. – V. 12. – I. 116. – P. 123301.

8. Lü J., Li Z. Conversion of natural gas to C2 hydrocarbons via cold plasma technology // *Journal of Natural Gas Chemistry*, 2010. – V. 4. – I. 19. – P. 375–379.
9. Nozaki T., Goujard V., Yuzawa S., Moriyama S., Ağıral A., Okazaki K. Selective conversion of methane to synthetic fuels using dielectric barrier discharge contacting liquid film // *Journal of Physics D: Applied Physics*, 2011. – V. 27. – I. 44. – P. 274010.
10. Nozaki T., Okazaki K. Non-thermal plasma catalysis of methane: Principles, energy efficiency, and applications // *Catalysis Today*, 2013. – V. 211. – P. 29–38.
11. Oshima K., Shinagawa T., Sekine Y. Methane Conversion Assisted by Plasma or Electric Field // *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 2013. – V. 1. – I. 56. – P. 11–21.
12. Petitpas G., Rollier, J.-D., Darmon A., Gonzalez-Aguilar J., Metkemeijer R., Fulcheri L. A comparative study of non-thermal plasma assisted reforming technologies // *International Journal of Hydrogen Energy*, 2007. – V. 14. – I. 32. – P. 2848–2867.
13. Pushkarev A.I., Zhu A.-M., Li X.-S., Sazonov R. V. Methane conversion in low-temperature plasma // *High Energy Chemistry*, 2009. – V. 3. – I. 43. – P. 156–162.
14. Scarduelli G., Guella G. Mancini I., Dilecce G., De Benedictis S., Tosi P. Methane Oligomerization in a Dielectric Barrier Discharge at Atmospheric Pressure // *Plasma Processes and Polymers*, 2009. – V. 1. – I. 6. – P. 27–33.
15. Tatarova E., Bundaleska N., Sarrette J. Ph., Ferreira C.M. Plasmas for environmental issues: from hydrogen production to 2D materials assembly // *Plasma Sources Science and Technology*, 2014. – V. 6. – I. 23. – P. 63002.
16. Zhang K., Eliasson B., Kogelschatz U. Direct Conversion of Greenhouse Gases to Synthesis Gas and C4 Hydrocarbons over Zeolite HY Promoted by a Dielectric-Barrier Discharge // *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2002. – V. 6 – I. 41. – P. 1462–1468.

АКВАТЕРМОЛИЗ ПРИРОДНОГО БИТУМА В СВЕРХКРИТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ В ПРИСУТСТВИИ ФЕРРОСФЕР

Н.Н. Свириденко, Е.Б. Кривцов, А.К. Головко

Научный руководитель профессор А.К. Головко

*Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Томск, Россия*

По мере истощения запасов легких и средних нефтей важным сырьевым источником для удовлетворения растущих потребностей в топливе становятся тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы. Мировые ресурсы тяжелых нефтей и природных битумов значительно превышают запасы легких и оцениваются более чем в 810 млрд. т. [1] Наиболее большими запасами располагают Канада и Венесуэла, значительные запасы также имеют Мексика, США, Россия, Кувейт и Китай. По разным оценкам на территории Российской Федерации сосредоточено от 30 до 75 млрд. т. тяжелой нефти и природных битумов [1]. В настоящее время изучаются различные подходы с использованием термических процессов в сверхкритических условиях [2-3].

Цель работы: увеличение глубины деструкции смол и асфальтенов при крекинге высокосернистого природного битума в сверхкритической воде (СКВ), приводящих к просту фракций, выкипающих до 360 °С.

В качестве объекта исследования был выбран битум Ашальчинского месторождения. Данный объект является высокосернистыми (содержание серы 4,54

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

%), с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (32,4 % мас.). Стоит так же отметить низкое атомное отношение Н/С – 1,52. По данным фракционного состава видно, что битум характеризуется низким содержанием фракций выкипающих до 360 °С – 32,5 % мас.

Инициатором реакций акватермолиза являлись ферросферы размером 0,2 – 0,4 мм, характеристика которых представлена в таблице 1 Основу химического состава ферросфер составляют оксиды железа [2]. Исходные ферросферы в процессе крекинга компонентов битума не активны, поэтому их предварительно прокаливали при температуре 800 °С в течение 120 минут.

Таблица 1

Характеристика ферросфер

Химический состав, % мас.										S _{уд} , м ² /г
SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	SO ₃	Na ₂ O	K ₂ O	TiO ₂	FeO	
3,45	1,64	73,39	7,49	0,86	0,22	0,22	0,06	0,16	12,53	0,33

При крекинге битума без добавок наблюдается глубокая деструкция всех компонентов битума (таблица 1). Выход газообразных и твердых продуктов составляет 26,8 и 6,5 % мас. соответственно. Содержание всех компонентов масел, смол и асфальтенов снижается. Крекинг с микросферами приводит к замедлению реакции газообразования по сравнению с крекингом на 11,4 %, однако выход кокса увеличивается на 1,3 % мас. Это указывает на смещение реакций деструкции компонентов битума к образованию кокса, а не газообразных продуктов. Содержание масел, смол и асфальтенов также снижается по сравнению с исходным битумом, однако по сравнению с термокрекингом эти показатели выше.

Присутствие воды и микросфер в процессе крекинга битума при 500 °С позволяет снизить выход газа на 14,6 % и кокса на 3,9 % мас. соответственно по сравнению с крекингом без добавок. По данным вещественного состава крекинг в СКВ с ферросферами приводит к значительным изменениям. Содержание масел увеличивается по сравнению с исходным битумом на 8,3 % и по сравнению с крекингом на 19,5 % и крекингом в присутствии микросфер на 12,2 % мас. Деструкция смолистых компонентов составляет более 70 % отн. (содержание 7,4 % мас.). Выход асфальтенов – 1,9 % мас., что ниже, чем в исходном битуме в 3 раза.

Таблица 2

Материальный баланс и вещественный состав продуктов крекинга ашальчинского битума в СКВ в присутствии микросфер при 500 °С и продолжительности 100 минут

Образец	Вещественный состав, % мас.				
	масла	смолы	асфальтены	кокс	газ
Исходный	67,6	26,2	6,2	0	0
Крекинг	56,4	7,2	3,1	6,5	26,8
10 % мас. ФС	63,7	8,5	4,6	7,8	15,4
СКВ+10 % мас. ФС	75,9	7,4	1,9	2,6	12,2

Суммарное количество кокса и асфальтенов составляет 4,5 % мас., что меньше содержания асфальтенов в исходном битуме. Учитывая, что асфальтены являются прекурсорами образования кокса, полученные данные свидетельствуют о протекании реакций деструкции и гидрогенизации асфальтенов с образованием компонентов с меньшей молекулярной массой.

В таблице 2 представлен фракционный состав продуктов крекинга. Исходя из данных фракционного состава видно, что крекинг без добавок увеличивает выход бензиновых на 14,5 % при снижении дизельных фракций на 3,5 % мас. Добавление микросфер приводит к увеличению фракций нк-200 и 200-360 °С на 2,7 и 4,7 % мас. по сравнению с крекингом. В условиях сверхкритической воды в присутствии микросфер наблюдается максимальная прибавка фракций выкипающих в интервалах нк-200 и 200-360 °С – 25,4 и 30,6 % мас.

Таблица 3

Фракционный состав продуктов крекинга ашальчинского битума в СКВ в присутствии микросфер при 500 °С и продолжительности 100 минут

Образец	T _{н.к.} , °С	Фракционный состав, % мас.		
		нк-200	200-360	>360
Исходный	111	4,6	27,9	67,5
Крекинг	51	19,1	24,4	23,2
10 % мас. ФС	50	21,8	29,1	25,9
СКВ+10 % мас. ФС	47	25,4	30,6	29,2

Установлено, что при аквагермолизе битума в сверхкритических условиях в присутствии ферросфер зол ТЭЦ на 23,5 % мас. увеличивается выход дистиллятных фракций и на 71 % отн. снижается содержание смол в жидких продуктах, при этом снижаются выходы побочных продуктов (газа и кокса) в 2 раза по сравнению с крекингом без добавок. Полученные результаты позволяют утверждать, что в этих условиях протекает взаимодействие компонентов битума с водой, находящейся в сверхкритическом состоянии, что приводит к глубокой деструкции смолисто-асфальтеновых компонентов с образованием дополнительных количеств фракций моторных топлив.

Литература

1. Муслимов, Р. Х. Перспективы тяжелых нефтей / Р.Х. Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова, Т.Н. Юсупова, С.М. Петров // ЭКО. – 2012. – №. 1. – С. 35–40.
2. Kopytov, M.A. Thermal transformations of high-molecular-mass-components of heavy petroleum residues / M.A. Kopytov, A.K. Golovko, N.P. Kirik, A.G. Anshits // Petroleum chemistry. – 2013. – V. 53. – P. 14-19.
3. Fedyayeva, O.N. Hydrogenation of bitumen in situ in supercritical water flow with and without addition of zinc and aluminum / O.N. Fedyayeva, A.A. Vostrikov // Supercritical Fluids. – 2012. – V. 72. – P. 100-110.

ПРЕВРАЩЕНИЕ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ЖИДКИЕ ПРОДУКТЫ НА ПРОМОТИРОВАННЫХ MO/ZSM-5 КАТАЛИЗАТОРАХ

А.А. Степанов, Л.Л. Коробицына, А.В. Восмериков

Научный руководитель профессор А.В. Восмериков

**Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Томск, Россия**

Поиск путей эффективного превращения метана в ценные химические продукты является одной из основных задач в области катализа. В этой связи, наиболее перспективным процессом для переработки природного и попутного нефтяного газов, основным компонентом которых является метан, представляется

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

процесс неокислительной конверсии метана в ароматические углеводороды. Наиболее активными катализаторами для этого процесса являются высококремнеземные цеолиты семейства пентасил, модифицированные ионами переходных металлов [1]. Целью данной работы было исследование процесса превращения метана на Mo/ZSM-5 катализаторе, промотированном наноразмерными порошками (НПП) Ni, Ag, Fe и Cu.

Катализатор Mo/ZSM-5 готовили методом твердофазного синтеза путем механического смешения H-формы цеолита ZSM-5 ($\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3=40$) и наноразмерного порошка молибдена в вибромельнице в течение 2 ч. Полученную смесь прокаливали на воздухе при 540 °С в течение 4 ч. После этого к смеси добавляли наноразмерный порошок соответствующего металла и перемешивали в вибромельнице в течение 2 ч. Содержание Mo в катализаторе составляло 4.0 мас. %, а содержание Ni, Ag, Fe и Cu – 0.1 мас. %.

Каталитические испытания проводили на лабораторной установке проточного типа при атмосферном давлении, температуры реакции 750 °С и объемной скорости подачи метана 1000 ч⁻¹. Катализатор объемом 1.0 см³ с размером частиц 0.5-1.0 мм помещали на кварцевую решетку реактора, нагревали в токе гелия до температуры реакции и выдерживали при данной температуре в течение 10 мин, затем прекращали подачу гелия в реактор и начинали подавать метан (степень чистоты 99.9 об. %). Продукты реакции (водород, этан, этилен, бензол, толуол, нафталин) анализировали методом газовой хроматографии. Для оценки каталитической активности образцов определяли конверсию метана, выход и селективность образования газообразных и жидких продуктов.

Снимки ПЭМБВ получали на электронном микроскопе JEM-2010 (JEOL, Япония) с разрешением по решетке 0.14 нм при ускоряющем напряжении 200 кВ. Изображения высокого разрешения периодических структур анализировали с применением метода Фурье.

Из приведенных на рис. 1 данных, видно, что добавка исследуемых металлов увеличивает активность и стабильность Mo/ZSM-5 катализатора. Наибольшей активностью характеризуется образец 0.1% Fe-4.0% Mo/ZSM-5, максимальная конверсия метана на нем достигается в первые 20 мин реакции (16.7%). Наименьшей активностью в первые 20 мин реакции обладает катализатор 0.1% Ni-4.0% Mo/ZSM-5, конверсия метана на нем составляет 13.6% и не значительно превышает степень превращения метана на исходном образце 4.0% Mo/ZSM-5 (13.5%). В ходе реакции конверсия метана на всех исследуемых катализаторах снижается.

С использованием метода ПЭМБВ установлено, что на отработанном в течение 380 мин в реакции дегидроароматизации метана катализаторе 0.1% Ni-4.0% Mo/ZSM-5 образуются углеродные нанотрубки, которые дезактивируют активные центры катализатора, что приводит к быстрой потере его активности.

Анализ состава газообразных продуктов конверсии метана показал, что в их составе содержатся этан и этилен, суммарный выход которых не превышает 1.5 %. На всех исследуемых катализаторах выход газообразных продуктов в начале увеличивается, а к концу процесса уменьшается.

В составе жидких продуктов конверсии метана содержатся, преимущественно, бензол и нафталин. Наибольший выход бензола (6.9%) достигается в первые 20 мин реакции на катализаторе 0.1% Fe-4.0% Mo/ZSM-5.

На всех изученных катализаторах выход бензола уменьшается со временем реакции.

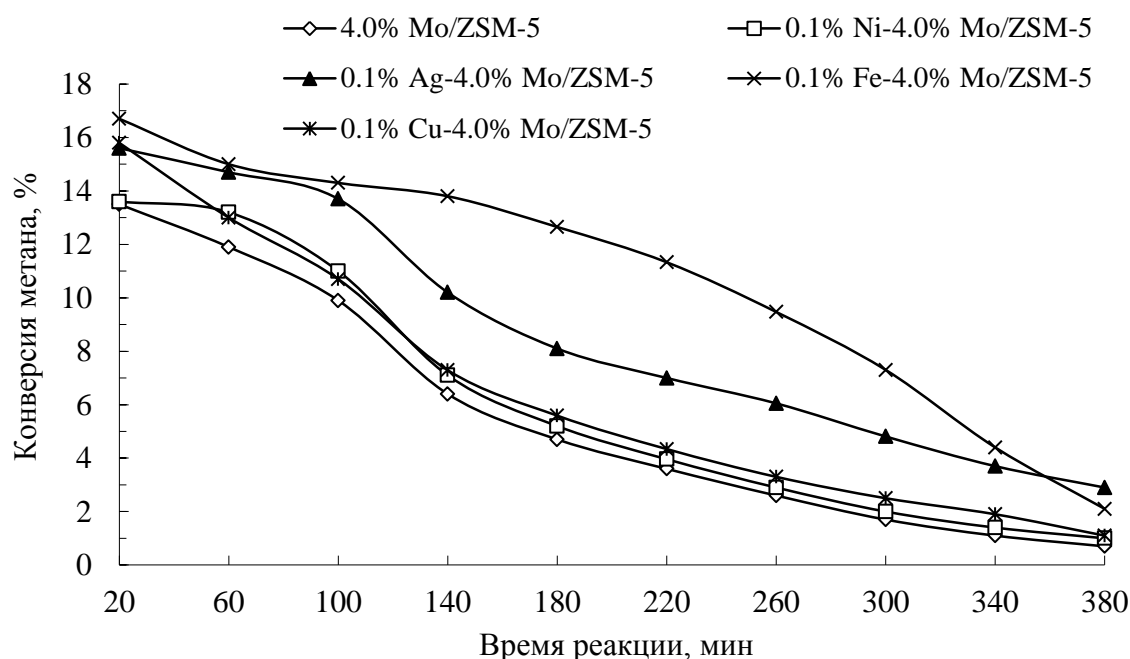


Рис. 1. Зависимость конверсии метана от времени работы Mo/ZSM-5 катализатора, содержащего НПП Ag, Cu, Ni и Fe

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что добавление второго металла в Mo/ZSM-5 катализатор приводит к увеличению активности и стабильности катализатора. Это связано с тем, что при введении второго металла в цеолит происходит образование биметаллических активных центров Me-Mo, которые препятствуют деалюминированию решетки цеолита и уменьшают скорость образования кокса в процессе реакции. Наибольшее влияние оказывает добавка нанопорошка железа, что, вероятно, обусловлено образованием дополнительного количества, наряду с Mo, металлических центров для активации метана и дальнейшего превращения промежуточных продуктов в ароматические соединения.

Литература

1. Мамонов Н.А., Фадеева Е.В., Григорьев Д.А., Михайлов М.Н., Кустов Л.М., Алхимов С.А. Металлцеолитные катализаторы дегидроароматизации метана // Успехи химии. – 2013. – Т.82. – № 6. – С. 576-585.

**РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭМУЛЬСИЙ
ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ КРИОГЕЛЕЙ**

Д.В. Фисенко¹, М.С. Фуфаева¹, В.Г. Бондалетов¹, В.Н. Манжай²

Научные руководители профессор В.Г. Бондалетов,
старший научный сотрудник А.Н. Манжай

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

²*Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Томск, Россия*

Замораживание концентрированных водных растворов поливинилового спирта (ПВС) при отрицательной температуре до состояния ледяных образцов и последующее оттаивание при комнатной температуре приводит к образованию упругих криогелей [1]. При приготовлении криогелей использовали водный раствор поливинилового спирта (ПВС) концентрацией 5 мас.%. В качестве жидкого наполнителя использовали ароматическую нефтеполимерную смолу фракции С₉ полученную термической полимеризацией (НПС_{С9}) в количестве 30 мас.%.

Для дальнейшего применения нефтеполимерной смолы в качестве наполнителя для криогелей, проведено окисление 30 %-го раствора НПС_{С9} в смеси растворителей сольвент: дизельное топливо в соотношении 90:10 мас.% пероксидом водорода, концентрация перекиси составляет 1 % (ОНПС_{1%}) и 3 % (ОНПС_{3%}) от массы смолы. В качестве поверхностно-активного вещества (ПАВ) использовали водорастворимый образец Неонол АФ₉₋₁₂ в количестве 0,1 мас.%.

Исходная НПС_{С9} и ОНПС были исследованы титриметрическими методами на содержание двойных связей и на наличие кислородсодержащих групп [2]. При окислении НПС_{С9}, происходит образование карбоксильных и эпоксидных групп, что подтверждает увеличение кислотного числа с 2,6 до 10,5 мг КОН/ 100 г НПС и эпоксидного числа с 2,6 до 20,2 %. Для формирования наполненных криогелей, предварительно необходимо получить стабильные эмульсии с соответствующими компонентами. В исходные растворы ПВС разной концентрации небольшими порциями при перемешивании вводили заданное количество окисленной нефтеполимерной смолы и получали эмульсии. Диспергирование эмульсии проводили с помощью роторного диспергатора КАУЛТРАТУРАХТ18 (Диапазон вращающего момента 3000 - 25000 об/мин) в течение 10 минут при 16 000 об/мин. Стабильность эмульсий проверялась визуальным способом и заключалась в определении количества часов (дней), при которых эмульсия сохраняла свои исходные свойства. Для получения криогелей водные растворы ПВС различной концентрации заливали в цилиндрические металлические ячейки и замораживали при температуре – 20 °С в течение 20 часов. Затем твердые ледяные образцы размораживали в течение 4 часов при комнатной температуре 20 °С. После цикла замораживания - оттаивания получали упругие криогели.

Первоначально проведено измерение динамической вязкости при отрицательных температурах для 5% водного раствора ПВС и эмульсии с соотношением компонентов ПВС/ОНПС : 5/30 масс.%, измерение проводили на приборе «Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН-SX-850». Результаты представлены на рисунке 1.

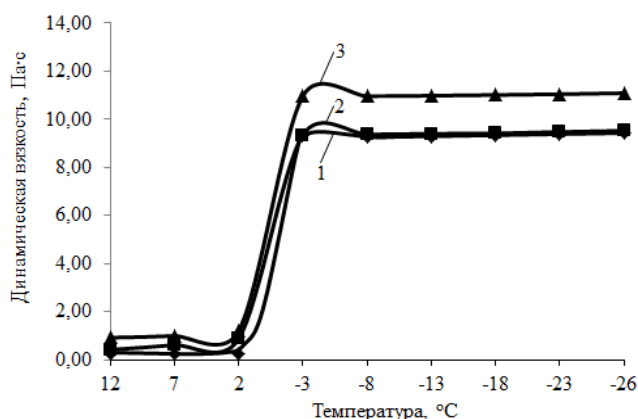


Рис. 1 Динамическая вязкость при отрицательных температурах:
1 – 5% ПВС; 2 – ОНПС_{1%}; 3 – ОНПС_{3%}

Из рис. 1 следует, что кривые на этом графике показывают повышение вязкости водомасляных эмульсий. Чем больше пероксида водорода при окислении, тем выше вязкость у полученных эмульсий. Динамическую вязкость водного раствора ПВС, а также эмульсий, дисперсионной средой которых является водный раствор ПВС, а дисперсной фазой – ОНПС, измеряли на ротационном вискозиметре в широком интервале температур при различных скоростях сдвига (рис.2).

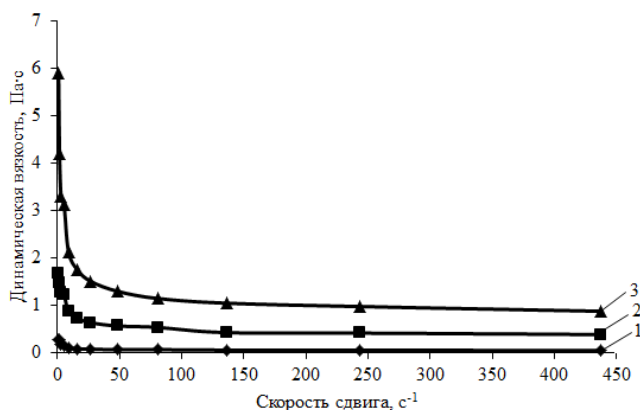


Рис. 2 Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига:
1 – 5% ПВС; 2 – ОНПС_{1%}; 3 – ОНПС_{3%}

Установили, что вязкость эмульсий с добавлением ОНПС_{1%} и ОНПС_{3%} в количестве 30 мас.% в полимерный раствор, также как и вязкость дисперсионной среды (водный раствор ПВС), уменьшаются с увеличением скорости сдвига, т.е. для этих систем характерно неньютоновское поведение.

Таким образом, полученные результаты показывают возможность формирования криогелей с ОНПС. Криогели с добавкой в виде ОНПС найдут практическое применение в технологиях блокирования нежелательной фильтрации воды через промытые зоны гидротехнических сооружений. Возможно, применение при строительстве и ремонте дорог в районах с резко континентальным климатом.

Литература

1. Лозинский В.И. Криотропное гелеобразование растворов поливинилового спирта // Успехи химии. – 1998. – Т. 67. – № 7. – С. 641–655.

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

2. Одабашян Г.В. Лабораторный практикум по химии и технологии основного органического и нефтехимического синтеза: учебное пособие для вузов // М.: Химия. - 1982.

ПОВЕДЕНИЕ ВОДОМАСЛЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ ПОНИЖЕННЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

**Д.В. Фисенко, М.Ю. Филиппова, В.А. Якимова,
В.Г. Бондалетов, А.А. Мананкова**

Научные руководители профессор В.Г. Бондалетов, старший преподаватель А.А. Мананкова

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

Эмульсиями называются дисперсные системы, в которых одна жидкость диспергирована в виде мельчайших сферических капель в другой жидкости. Вещество капель считается дисперсной, дискретной, или внутренней фазой. Вещество, составляющее окружающую жидкость, называется дисперсионной, непрерывной, сплошной, или внешней средой [1, 4].

Для стабилизации водомасляных эмульсий применяют эмульгаторы. Нефтехимические компоненты, в главной степени, производные продуктов переработки нефтяной промышленности находят все более широкое применение в качестве эмульгаторов водомасляных эмульсий, из-за их экологической совместимости и благодаря некоторым техническим преимуществам [2]

Объектом исследования является ароматическая нефтеполимерная смола фракции C_9 , полученная термической полимеризацией. Для дальнейшего применения нефтеполимерной смолы в качестве эмульгатора водомасляной эмульсии провели окисление 30 %-го раствора НПС C_9 в ксилоле пероксидом водорода, концентрация перекиси изменялась от 1 – 5 % от массы смолы.

Исходная НПС C_9 и окисленная нефтеполимерная смола были исследованы титриметрическими методами на содержание двойных связей и на наличие кислородсодержащих групп [3].

При окислении НПС C_9 , происходит образование карбоксильных и эпоксидных групп, что подтверждает увеличение кислотного числа с 2,6 до 10,5 мг КОН/ 100 г НПС и эпоксидного числа с 2,6 до 20,2 %.

Далее были получены водомасляные эмульсии на основе минерального масла марки И-20А, в качестве эмульгатора выступает окисленная нефтеполимерная смола, также использовалась присадка – ингибитор атмосферной коррозии на основе солей циклогексиламина и синтетических жирных кислот $C_{10} - C_{16}$. Измерение динамической вязкости при отрицательных температурах проводили на приборе «Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН-SX-850».

Стабильность эмульсий проверялась визуальным способом и заключалась в определении количества дней (часов), при которых эмульсия сохраняла свои исходные свойства. Результатом исследования эмульсии являлось определение времени разрушения. За время разрушения принималось время отделения дисперсионной среды от дисперсной фазы и невозможность восстановить прежнее состояние без нагрева и повторного диспергирования.

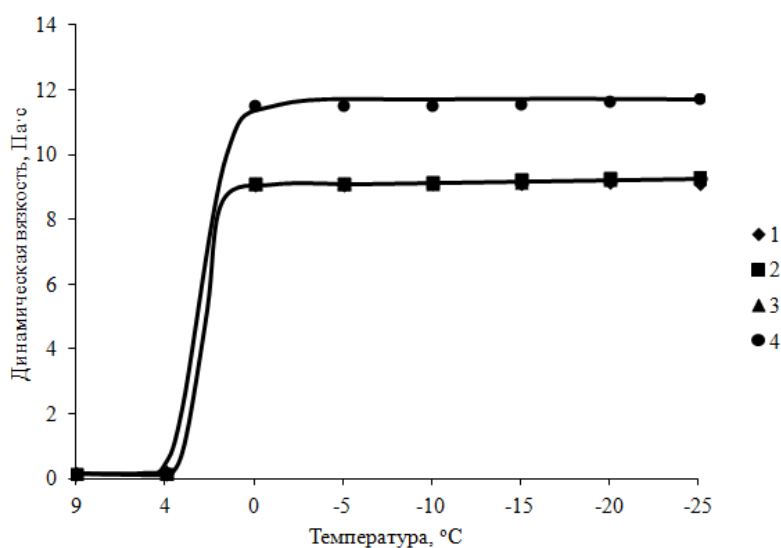


Рис. 1 Динамическая вязкость при отрицательных температурах: 1 – НПС_{С9}; 2 – ОНПС_{1%Н2О2}; 3 – ОНПС_{3%Н2О2}; 4 – ОНПС_{5%Н2О2}

Эмульсию готовили при температуре 25 °С, с соотношением компонентов вода: смола 57 : 1,2 масс.%. Полученную эмульсию выдерживали при комнатной температуре в течение 24 часов. Отбирали образцы из общего объема эмульсии и измеряли динамическую вязкость при температурах от +9 до -25°С.

На основании рис. 1 следует, что кривые показывают повышение вязкости водомасляных эмульсий. Эмульсия, стабилизированная ОНПС_{5%Н2О2}, имеет наибольшую вязкость при отрицательных температурах. Эмульсии стабилизированные НПС_{С9}; ОНПС_{1%Н2О2} и ОНПС_{3%Н2О2} при влиянии отрицательных температур имеют одинаковую вязкость.

Таким образом, при стабилизации водомасляной эмульсии НПС_{С9} и ОНПС, повышается вязкость полученных эмульсий. Возможность применение данных эмульсий в качестве смазочно-охлаждающих материалов.

Литература

1. Клейтон В. Эмульсии их теория и техническое применение. Изд-во: Иностранной литературы, Москва, 1950.
2. Манг Т., Дрезель У. Смазки. Производство, применение, свойства. Справочник: пер. 2-го англ.изд. под ред. В.М. Школьников. СПб.: ЦОП «Профессия», 2010. 944с.
3. Одабашян Г.В. Лабораторный практикум по химии и технологии основного органического и нефтехимического синтеза: учебное пособие для вузов. М.: Химия, 1982. 250 с.
4. Соколова Т.Н., Комова Е.П., Карташов В.Р. Эмульсии и их свойства. Методы определения типа эмульсий. НГТУ, Нижний Новгород, 2014. 24с.

Секция 12
АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

TYPES OF ARCTIC OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS

M.A. Bogdanov, D.R. Shabaev

Scientific advisor associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

There is current widespread and intensive interest in the Arctic, driven primarily by the discovery of significant oil and gas reserves and the recognition of the very large sedimentary deposits which hold the promise for even greater discoveries. The Arctic marine environment, especially the continental margins, has become a focal point for scientific and technological exploration.

The interest is centered in three areas: the Canadian Beaufort Sea, where Dome Petroleum and Gulf Canada have announced major discoveries; the Alaskan Beaufort Sea, where recent leases in the Diapir Basin of Harrison Bay sold for over two billion dollars; and a sub-Arctic offshore region of New-foundland, where Mobil Canada and its partners have announced the discovery of the world's second largest offshore oil field. Over the next few years, there are additional lease sales scheduled for the Bering and Chukchi Seas west of Alaska. Major gas discoveries have been made in the Arctic Islands, north of Canada, and geologically favorable conditions for offshore petroleum exist in Labrador and Davis Strait.

In the shallow water of the Beaufort Sea, many sand and gravel islands have been built, either by hauling the fill material out over ice roads in the winter and dumping it through holes cut in the ice, or by a combination of dredging and barge haul in the summer. Because of the scarcity of suitable materials, sand has been hauled by trailer suction hopper dredge up to 80 km and more. Early sand fill islands were characterized by very flat slopes, for example, 1:15, and loosely consolidated fills. More recent innovations in discharging through pipes at the sea floor, and separation of the sand and water, have resulted in slopes as steep as 1:5 and 1:6, with relative densities of 60 %.

Erosion of the slopes by waves and gouging by ice has required the installation of extensive armoring, usually in the form of filter cloth overlain by 2-cy and 4-cy sand-filled polyethylene bags. Slope protection still remains one of the most significant areas for improvement in technical adequacy, speed of deployment, and cost reduction.

In deeper water, Canmar has successfully carried out exploratory drilling operations from ice-strengthened drillships, operating during the summer season in the Canadian Beaufort Sea. The operating season has been extended through October by the use of icebreakers to break up the sea ice as it approaches the ship.

As an alternative to the very high costs associated with floating operations, Dome Petroleum built a caisson-retained island at Tarsiut, in 23 m (75 ft) of water. This island structure has been highly instrumented in order to develop the maxima amounts of data needed for future designs. Among the principal findings from the Tarsiut island has been the importance of providing proper freeboard and seawall wave deflectors to prevent over-topping and excessive spray during summer storms. In winter, massive rubble piles have built up around Tarsiut, grounding on the underwater embankment, yet still exerting high ice forces on the caissons.

In 1982, Dome Petroleum converted a very large crude carrier (VLCC) to a drilling platform, strengthening the sides by a 1-m-thick (3.3 ft) concrete composite wall, and the internals by heavy steel plates and shapes. The deck has been insulated. This vessel, the SSDC-1, was founded on an underwater sand embankment and has been given augmented protection against the sea ice by artificially constructed rubble piles, also grounded on the embankment.

There has also been some exploratory drilling carried out from the fast, relatively stationary ice between the Arctic islands. The ice platform has been built up by progressive flooding and freezing, and insulation has been provided to slow down its thawing.

The preceding constitutes the experience in actual platform construction and operation in the Arctic. However, several additional platform concepts are being constructed now. Esso Resources of Canada has built and delivered an octagonal steel caisson, consisting of eight individual segments, with articulated joints. This will be installed on prepared underwater embankment in summer of 1983, and filled with sand, so as to form a caisson-retained island similar in concept to Tarsiut. Also, in summer of 1984, Gulf Canada will receive delivery of a steel caisson vessel, designed to float to a site, then be seated on the sea floor by ballasting, and finally filled with dredged sand.

In 1983, Gulf received delivery of a floating caisson, circular in plan, designed to break ice downward. This caisson is moored by a heavy spread mooring to extend the drilling season until 2 m of sea ice arrive.

Sohio is undertaking the construction of a gravel island in 15 m (50 ft) of water in Harrison Bay. This appears to be about the depth limit for this type of construction.

Arco is currently constructing a waterflood facility to service their onshore fields near Prudhoe Bay. One key component of this system is the Salt Water Treatment Plant, currently under construction on a large steel barge in Korea. The entire plant and integrated barge will be towed to Prudhoe Bay, where it will be seated on an underwater embankment, accurately screeded to receive the barge hull.

In the design and planning stage are a number of existing concepts for exploratory platforms, most of them based on the use of prestressed lightweight concrete. These caissons are de-signed to be constructed on the Pacific Coast or possibly in Japan, towed across the North Pacific and Bering Sea to Point Barrow, and thence into the Beaufort Sea. They are designed for multiple use, generally relocating each summer, with drilling being carried out in the winter season. These structures are generally known by acronyms: among them are the Zapata BWACS, and Sohio SAMS, the Exxon-Shell-Chevron ACES, and the Global Marine CIDS. They are designed to support the exploratory drilling operations of one to three wells at each site. The ice loads will be transferred through the structure into the seafloor soils--occasioning some innovative geotechnical and structural designs, since global ice loads may reach as much as 150 000 kips (75 000 tons) on a typical exploratory structure.

Special interest and concern exist about the impact of large multiyear floes or, in the case of Eastern Canada, icebergs, against a fixed structure. Masses of ice are very large, and their velocity may reach 1 to 1.5 knots, hence developing very large kinetic energy. What is currently being studied in great detail is the impact phenomena and the dissipation of energy.

The ice feature has not only its own mass but its hydrodynamic mass moving with it. As it nears the structure, the sea floor usually becomes shallower, and the ice feature slows, transferring more momentum to the water.

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ (доклады на английском и немецком языках)

As it nears the structure, water is trapped and its pressure rises, preloading the structure but further slowing the ice, with considerable dissipation of energy hydrodynamically. Lateral thrusts may develop.

On impact, the ice crushes, with its apparent strength constantly changing due to multi-axial stress conditions and the contact area.

The structure, with its associated hydrodynamic and soil mass, is accelerated. As strains build up in the soil in shear and bearing, the structure and the ice feature are brought to a stop. The elastic strain in the soil now forces the structure and ice back; however, there is a great deal of damping and plastic deformation so this part of the process is minimized.

This entire interaction takes place over a very short period, perhaps two to eight seconds, with peak forces typically being of extremely short duration. Because of this short duration, the response of the most heavily loaded structural elements may be enhanced, with higher apparent yield and lower permanent deformation.

Under continuous crushing or multiple impact from floes, a sufficient number of peak stress conditions may occur to raise the question of low-cycle/high-amplitude fatigue. Prestressed concrete has excellent behavior in this regard. For steel structures, especially those subject to flexure, such as a monopod, the $S - N$ limitations may become important.

The extremely severe conditions for site work in the Arctic, the short summer season with its frequent storms, and the high logistical costs give great incentive to accomplishing maxima fabrication and hookup in the temperate areas, then towing to the site. Minimum site installation requirements are desirable, especially those involving the use of auxiliary equipment such as derrick barges. Hence the emphasis is on self-containment insofar as practicable.

It is well known that the ecology of the Arctic is extremely fragile. Considerable study has been given to the problems of marine mammals, fish, and wild fowl. Noise is believed to adversely affect the bowhead whale at close range; hence consideration is being given to shrouding propellers to reduce cavitation noise. Pile driving and drilling noises in the water may be reduced by compressed air curtains.

The Arctic requires a multidisciplinary approach, involving not only the many engineering disciplines--structural, ice mechanics, coastal hydraulics, mechanical system, instrumentation, geotechnics, marine architectural, etc, but also interaction with the biological, sociological, economical, and political aspects of any development. Properly integrated, the Arctic can be a tremendous boon to mankind. This, as much as the extreme physical environment, is the challenge facing us today.

References

1. Sadeghi K. An Overview of Design, Analysis, Construction and Installation of Offshore Petroleum Platforms Suitable for Cyprus Oil/Gas Fields // GAU J. Soc. & Appl. Sci., 2(4), 1 – 16, 2007. P. 1 – 16.
2. Gerwick, B. C. Jr. Drilling and Production Platforms for Arctic Offshore Development //Marine Technology. Vol. 21, №2, April 1984, pp. 182 – 185.

**INVESTMENT PROSPECTS OF RUSSIAN ARCTIC SHELF DEVELOPMENT
UNDER THE ECONOMIC TURBULENCE**

Y.A. Bolsunovskaya

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Petroleum industry is one of the leading fields of Russian national economy. The projects aimed at the development of Arctic continental shelf are currently being intensively invested. This area is of particular interest since conventional hydrocarbon reserves are being depleted in traditional world's centers of oil-gas recovery. On the one hand, this is due to the fact that the proportion of oil reserves and oilfields which are difficult to produce and develop is constantly increasing. On the other hand, the interest which the Arctic arouses in the world community causes interaction of Arctic and non-Arctic states, which brings about increasing competition for the right to develop and operate Arctic resources and transit marine routes.

The Arctic zone of the Russian Federation (AZRF) comprises 8 federal subjects (Arctic regions), which constitute a peculiar economic macroregion: Murmansk Oblast, Nenets, Yamalo-Nenets and Chukotka Autonomous Okrugs, the sections of Arkhangelsk Oblast, Republic of Komi and Krasnoyarsk Krai. The Arctic regions contribution to Gross Domestic Product is approximately 15%. According to experts' estimates, more than 70 % of oil and over 80% of Russian gas reserves occur in the subsurface of the Arctic owned by Russia, with approximately 70% of recoverable hydrocarbons being located in the western part of the Arctic. About 75% of total resources and 86% of those in the northern seas are concentrated in the Kara, Pechora, Barents Seas, i.e. hydrocarbons are located within the Arctic offshore areas of Russia non-uniformly. The analysis of economic activity in the Russian Arctic has shown that the most essential factor which hinders its effective development is tough conditions for its geological and geographical studies which are caused by severe natural and climatic conditions. This implies strict requirements for infrastructure facilities, equipment and HSE control. Thus, the Arctic development projects are mainly dependent on large investments and highly sensitive to oil prices compared to conventional deposits.

Oil price is currently being exposed to rather high fluctuations. In January-June the oil price changed within the range of 35–50 dollars per barrel. The recovery of conventional oil in the developed deposits is considered to be effective, with oil price being at the present level. However, in this situation Arctic offshore projects, the long-term implementation of which is likely to provide stable production rate in Russia, tend to be at risk. Thus, according to experts' estimates, these projects are profitable when oil prices are 40-90 dollars per barrel (depending on the Arctic region). Furthermore, the current unfavorable political situation can also affect the profitability of Arctic projects. Among major factors (internal and external) which destabilize the political environment in AZRF there are sanctions for delivery of equipment and technologies for difficult oil exploration and production in Russia, including the Arctic shelf (imposed in August-September 2014). The Russian legislation tends to regulate Arctic issues within the framework of a particular branch of economic activity. The international Arctic law has not been developed. These factors bear the risks associated with specific uncertainties and have a negative effect on AZRF investment climate formation rate. High ecological [1], technological, transport, social, operational risks [2, 4] are also typical for AZRF. As far as investment potential is concerned, its structure is non-uniform considering the Arctic regions (table).

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

Table

*Distribution of Arctic regions (Russia)
in accordance with investment climate rating in 2015 [3].*

Federal subject	Investment climate	Investment risk (rank)	Investment potential (rank)
Murmansk Oblast	Reduced potential – High risk	69	42
Arkhangelsk Oblast	Reduced potential – Moderate risk	60	51
Republic of Komi	Reduced potential – Moderate risk	58	55
Nenets Autonomous Okrug	Insignificant potential – Moderate risk	63	85
Yamalo-Nenets Autonomous Okrug	Reduced potential – Moderate risk	42	25
Sakha Republic (Yakutia)	Reduced potential – Moderate risk	55	20
Krasnoyarsk Krai	Average potential - Moderate risk	43	7
Chukotka Autonomous Okrug	Insignificant potential – High risk	81	80

The data analysis has shown that the biggest proportion of Arctic regions corresponds to «Reduced potential – Moderate risk» zone; however, based on particular indicators, the difference between the regions is more evident. Chukotka Autonomous Okrug takes the lowest position according to investment attractiveness rating; it pertains to «Insignificant potential – High risk» zone. This range of problems is evidence of a system problem in all Arctic regions of Russia. High natural risks, variations in demand and price behavior in the hydrocarbon market, insufficient technological development of petroleum industry, problems of legal regulation contribute to increasing misbalance in economical development of Arctic regions, which, in its turn, divides them into leading and depressed according to development rate. Thereby, under modern conditions of economic turbulence investment climate of AZRF is characterized by high demand for investments, with high risk associated with uncertainty for foreign investors and high investment potential being observed. The latter requires change in the approach to the development of Arctic fields considering complex technique which takes into account peculiarities of the Arctic. The current volatility and short-term forecasts of oil price dynamics will not sufficiently influence the oil-gas facilities put into operation. However, future projects are substantially dependent on efficiency of Russia's economic structure.

References

1. Bolsunovskaya Y., Bolsunovskaya L. Ecological risk analysis as a key factor in environmental safety system development in the Arctic region of the Russian Federation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. – 2015. – Vol. 24.
2. Bolsunovskaya Y. A., Bolsunovskaya L. M. Influence of risks on investment potential of Russian Federation arctic continental shelf // Izvestiya of Tomsk polytechnic university. – 2012. – Vol. 321. – №6. – P. 44 – 47.
3. Investment attractiveness rating [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.raexpert.ru>.
4. Pilyasov A., Kuleshov V., Seliverstov V. Arctic policy in an era of global instability: Experience and lessons for Russia // Regional Research of Russia. – Vol. 5 (1). – 2015. – P. 10 – 22.

5. Schuur E. A. G. et al. Climate change and the permafrost carbon feedback // Nature. – 2015. – P. 171 – 179.

THE ARCTIC DEVELOPMENT IS NOT ONLY EXTRACTION OF MINERALS

D.A. Bychkov

Scientific advisor associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Russia was one of the first countries in the world which started the development of natural resources in the Arctic region. For over half of the century there has been a realization of mineral resource projects in Murmansk, Norilsk, Timan-Pechora, and Chukotka. Since the 1970's almost every month we have heard news about the Yamal Peninsula, which supplies more than 200 million tons of oil equivalents per year to the world markets.

However, access to the resources of the North requires huge efforts from the government planned for the long term perspective taking into account a wide range of issues - from financial and economic to social ones.

In addition to natural resources, ice and snow of the North still hide a lot of wealth, about which are known to few people. This region remains important for many Northern countries, including Russia. Russia has long been engaged in the study of this region. Russian coast-dwellers and explorers of the middle of the 16th century; the great Northern expedition of 1733-1742; Semyon Chelyuskin, Ferdinand Wrangel, Fyodor Matyushkin, Fyodor Litke, Stepan Makarov, and many other Russian researchers and explorers dedicated their entire life to the study of the Northern regions of the Russian land. Later, at the Soviet times, the study continued: the development of the Northern sea route started, the first polar station was established. The 1990's was notable for the reversal development in the Soviet experience. A lot seemed to be unnecessary, a lot was forgotten. Only in the 2000's there was a return of Russia to the Arctic zone.

But not only Russia is interested in expanding its influence in the Arctic. There are a lot of competitors of our country, and the Northern region becomes a new arena of confrontation between Russia and the West. Arctic treasure has become "a fortune cookie" for many hunters. Russia is developing a military infrastructure and Arctic group of forces to protect its territory in the Northern region. Improvement of the armed forces and the establishment of military bases, are regularly reported, but the Russian leadership does not want to make a testing weapon ground in the Arctic region.

The Arctic still hides huge undiscovered reserves of minerals. The Arctic attracts not only geologists, but also researchers of other scientific fields. The challenge faced by our country consists in research work in the Arctic zone. One could also mention the transport issue of the Arctic region. At Soviet times our country had a powerful icebreaker fleet and polar aviation, its Northern sea route was intensively used.

There is a strong believe that everything will be restored. The polar stations will be reconstructed; a great number of polar expeditions will be arranged and equipped. The Russian troops will provide protection for our sphere of influence. Our country should defend its rightful Arctic space. The Arctic is the area presenting a part of Russia's national interests and refusal from it would be regarded as a betrayal. The development and strengthening of Russian position in the Arctic is a priority program of our country.

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

References

1. Sperry, Armstrong (1957). All About the Arctic and Antarctic. Random House. LCCN 57007518.
2. Shamil Midkhatovich Yenikeeff and Timothy Fenton Krysiak, The Battle for the Next Energy Frontier: The Russian Polar Expedition and the Future of Arctic Hydrocarbons, by Oxford Energy Comment, Oxford Institute for Energy Studies, August 2007
3. Konyshev, Valery & Sergunin, Alexander: The Arctic at the Crossroads of Geopolitical Interests Russian Politics and Law, 2012, Vol.50, No.2, pp. 34–54
4. Konyshev, Valery & Sergunin, Alexander. The Arctic at the crossroads of geopolitical interests // Russian Politics and Law, 2012. Vol. 50, № 2. P. 34-54
5. Konyshev, Valery & Sergunin, Alexander. Russia in search of its Arctic strategy: between hard and soft power? Polar Journal, April 2014.
6. Konyshev, Valery & Sergunin, Alexander: Russia's Policies on the Territorial Disputes in the Arctic Journal of International Relations and Foreign Policy, March 2014, Vol. 2, No. 1, pp. 55–83.

GLOBAL WARMING AND THE ARCTIC
D.V. Chekmenyova

Scientific advisor associate professor G.P. Pozdeeva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Since the Arctic region is most sensitive environment to global warming, Arctic climatic changes often are considered as the indicator of this process.

Climate changes of the Arctic include temperature rise, reduction of the sea ice area and thickness, melting of the Greenland ice sheet. It is expected that the Arctic Ocean will begin to clear completely from ice cover from the summer to 2100. It is for the first time when ice cover reduction forecasts vary significantly and the following dates are specified: 2060-2080, 2030 and even 2016. Experts also warn about a danger of release of large methane volumes, due to permafrost thaw consisting of methane hydrate. The Arctic climate changes are regularly observed and generalized by IPCC Fourth Assessment Report and Arctic Climate Impact Assessment. U.S. National Oceanic and Atmospheric Administration update regularly Arctic Report Card. Specifically, reduction of the polar ice area is fixed. This indicator minimum was recorded in September, 2012 [1].

Table

Annual Arctic ice minimum within the period of monitoring since 2000
(fixed annually in the middle of September)

Years	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Yearly ice minimum/ mln. Sq. km.	6.0	6.6	5.6	6.0	5.8	5.3	5.8	4.2	4.6	5.1	4.6	4.3	3.4	5.1	5.0	4.4

Scientists are studying possible causative factors of Arctic global warming, such as direct changes related to greenhouse effect as well as indirect changes: unusual winds, temperature rise or water circulation change (for example, increase of warm fresh water inflow into the Arctic Ocean from the rivers). According to the Intergovernmental Panel

on Climate Change “daily maximum and minimum temperatures evidence that warming in the Arctic was as huge as in any other part of the world”. Reduction of the ice sea area in the Arctic leads to solar energy decrease reflected back in space, thereby accelerating reduction. Investigations have demonstrated that the recent warming in Polar Regions was due to cumulative effect of human influence; warming as a result of radioactive effects of greenhouse gases is only partially compensated by cooling through ozone layer depletion. Reliable measurements of the sea ice edge began with the advent of the artificial Earth satellites in the late 70-ies. Prior to satellites research of the region was generally carried out via vessels, buoys and planes. Ice cover reduction involves considerable annual variations. Some of these changes can be connected with such effects as the Arctic oscillation related to global warming; some changes basically are casual “weather noise” [2].

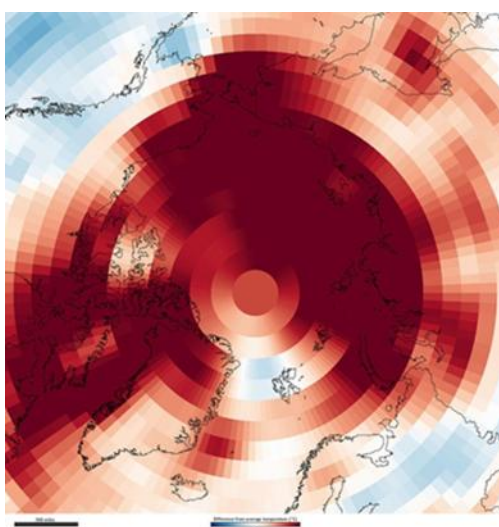


Fig. Red indicates the average annual air temperature rise more than by 3 °C from 1981 to 2010.

According to scientists forecasts, snow ice coverage and the permafrost zone will decrease, the amount of precipitation will increase averagely which is explained by more intensive ocean surface evaporation. However, in some regions amount of precipitation will become even less. Approximately the taiga zone will dislocate shift 100-200 km northwardly. Totally the Arctic climate will become warmer and more humid, gales will strengthen, and the ocean ice area will decrease. The live world of the Arctic is sensitive to climate warming. Southern types of vegetation extent are noticeable already. Further some long-standing Arctic vegetation types can be completely replaced by south ones. The timberline is moving ahead northwardly, forests and polar desert areas will be replaced by tundra vegetation. The only protection mechanism against global warming is the Kyoto Protocol by now [4].

The Kyoto Protocol is the first joint effort of the Earth states for climate control; it obliges the states to implement energy-efficient technologies and demands these technologies transfer to developing countries. However, this protocol cannot be recognized as the ultimate solution of the problem; despite greenhouse gases emissions compliance, warming will be delayed only for the period up to 6 years. Consequently, the Kyoto protocol specifications will be reconsidered and specified relatively soon [4].

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

During investigating the issue, I have found quite an informative paper of the scientist A.V. Egoshin. Accordingly, one of the most likely scenarios determining consequences of global climatic changes, so-called a greenhouse disaster (the author of this theory is our scientist A.V. Karnaukhov).

Without using scientific terms, this theory's essence can be explained as follows: the Earth temperature will rise owing to carbon dioxide increase in the Earth atmosphere (Carbon dioxide quantity is enough great to some extent as a result of carbonate rocks decomposition).

Rapid temperature rise will cause intensive methane intake from the thawing permafrost. Given that methane is stronger greenhouse gas by 21 times, than CO₂; the Earth temperature increase will be catastrophic. If global warming follows according to the Venus scenario (consisting of 98% CO₂, the Venus temperature has increased by 400 degrees, and its temperature is about 500°C), temperature of atmospheric boundary layer of the Earth can reach 150 degrees. Even 50 °C temperature rise will adversely affect human civilization, and 150 °C temperature rise will cause death of almost all living organisms on the Earth. It should be noted that according to A.V. Karnaukhov's forecasts, temperature will increase 150 °C only in 6000 years. However, real forecasts confirm such a temperature rise in 300 years [3].

References

1. Climate change of the Arctic [Electronic resource] <https://ru.wikipedia.org/>, reference date 28.05.16 (In Russian).
2. Global warming: facts, hypothesis, comments [Electronic resource] <http://www.ecoteco.ru/library/magazine/4/ecology/globalnoe-poteplenie-fakty-gipotezy-komentarii/> free, reference date 28.05.16 (In Russian).
3. Kyoto Protocol [Electronic resource] <http://files.school-collection.edu.ru/dlrstore/f8215646-c95a-9368-af09-0abe72c6c78c/1012528A.htm> free, reference date 28.05.16 (In Russian).
4. Science and life: threatening warming [Electronic resource] <http://www.nkj.ru/archive/articles/828/> free, reference date 28.05.16 (In Russian).

**MEDICAL SERVICE IN THE ARCTIC CONDITIONS: CHALLENGES
AND PERSPECTIVES**

P.A. Dubovnikov

Scientific advisor associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Arctic medicine is an area of medical science that deals with functioning of the human body and its diseases in the Arctic extreme conditions in order to develop the most effective and practically acceptable measures and methods of prevention, diagnosis and treatment. Arctic medicine summarizes the achievements of various branches of theoretical and clinical medicine, including human physiology and ecology of the North.

The main objectives of the Arctic medicine are: to reveal the inner mechanisms of human body adaptation when exposed to extreme factors of the North, especially the cold and violations of photoperiod; identify the characteristics of the diseases course of organs and systems; develop methods for their treatment.

This trend in the medical research is being intensively developed over the years by the world community of scientists on the basis of theoretical generalization of world experience. The following issues have been concluded:

- In the Arctic regions human diseases have their own peculiarities in developing that are more associated with environmental factors in the region and the state of adaptation of the organism.
- Human diseases develop in the harsh conditions of the region against the background of changing some parameters of the body: a specific diet, malnutrition, vitamin deficiency, shifts the physiological functions of body systems.
- Along with the generally accepted reasons for the diseases of the North there are a number of risk factors specific for the Arctic regions. During people's life in the North the frequency of specific diseases increased.
- Low efficiency of health care in the North is due to the actual lack of education systems, taking into account the specifics of the north, the lack of evidence-based programs of primary and secondary prevention of the most socially important human diseases in the region.

Russian Government developed a strategy of development in the Arctic for the period till 2020. One of the priorities of socio-economic development of the Arctic zone is medicine. It is necessary to develop effective and practically acceptable means of prevention and treatment methods based on the study of thin human adaptation mechanisms when exposed to extreme factors. These include, in particular, violations of the photoperiod-specific geomagnetic disturbances, contrasting the variability of the weather and, of course, a permanent stress of the body in extreme conditions of the Arctic. The development of this area is not possible without a comprehensive, interdisciplinary approach, including without systematic monitoring of natural and geophysical data.

One of the urgent tasks for Arctic Medicine is the adaptation of the human body to extreme conditions. This is important not only to ensure the effective work of the personnel, but also to reduce the risk of man-made disasters, which are in the Far North may have irreparable consequences.

Distinguishing Arctic medicine as a special branch of medical science has become possible thanks to the advances in modern medical treatment in the sphere of the characteristics of diseases of the cardiovascular system, respiratory, digestive, metabolic, and other systems and organs which are affected by natural and social factors in the Arctic environment.

Development of a special branch of medical science is conditioned by a number of facts. Namely, as compared to other continents Antarctic and Arctic regions are characterized by a rhythm change daily (circadian) and within annual period. Polar day and night last for 4, and morning and evening - for 2 months. Depending on the change of light and UV radiation, diurnal and annual rhythms change dramatically in the North and South Poles. During the long polar night and winter due to the negative balance of ultraviolet radiation and ultraviolet-light-hungry, the pathogenic factor is developed through the violation of a number of physiological processes. A polar day has a pathogenic effects on human body, with its excessive brightness of light, especially dangerous for human eyes.

All the diseases that occur in the Arctic and Antarctic, can be divided into several groups:

1. diseases caused by extreme factors (cold injury, electrical accident, etc.);

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

2. acclimatization physiological processes and disturbances of the functional properties of various systems, especially with a predominance of autonomic neurosis disorders;

3. various injuries related to household and work responsibilities;

4. exacerbation of chronic and latent pathological processes and states.

It should be noted that intensive development of resources in the Extreme North is a course for ecological risk and conditions high morbidity and death rate, low average longevity of the regional population. This circumstance plays an important role in peoples' migration and results in sufficient economic loss [1]. Besides, chemicals from activities in the industrialized countries are transported to the Arctic regions by atmospheric airstreams and ocean currents, causing the substances to accumulate through the food chain. This is a factor that affects the lifestyle and the health of Arctic population.

Although explorers and designers produce special protecting clothing from cold and wind for outdoor action at extreme temperatures (below - 70 °), the development of the so-called "cold injury" occurs quite often. It is characterized by the local and general pathological changes in the organism. Its symptoms are injuries of some parts of the body, as well as the respiratory tract, and, in general, hypothermia and possible freezing of the body.

In addition to the general cooling of the body by increasing the heat transfer during breathing, reaching 15 - 20%, there may be a heavy syndrome - hypothermia lungs, called "pulmonary perfrigeration". Active research on the fundamental problems of the Arctic medicine is performed by the specialists of two Tomsk Academic Research Centers - Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences and the Siberian Branch of the Academy of Medical Sciences. Their studies have made great contribution to the development of Arctic medicine. For example, Siberian Branch of the Academy of Medical Sciences performs monitoring of the development of several diseases among the Arctic peoples, concentrating on the region's special conditions and influences. Part of this research also looks at gene – environment interactions, and at the genetic sensitivity of the indigenous people.

Interest in this issue is not weakened among the global community. This fact is dictated by the enormous natural resources of the North with the expected in the near future depletion of mineral resources in the more accessible parts of the globe. According to the most drastic forecasts in the distant future up to 1.5 billion people may migrate to the Arctic region.

References

1. Тихонов Д. Г. Арктическая медицина. Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН, 2010. – 320 с.
2. Экстремальные факторы Арктики и Антарктики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://geolmarshrut.ru/biblioteka/catalog.php?ELEMENT_ID=739
3. Условия труда на геологосъемочных работах. Сборник информационных и нормативных материалов/ Г. Лучанский. – Москва: ФГУНПП «Аэрогеология», 2004.
4. Арктическая медицина [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>.

**LITHOLOGICAL FEATURES OF BED SEDIMENTS
IN THE NOTHERN PART OF THE LAPTEV SEA**

M.Z. Kazhumukhanova

Scientific advisors associate professor T.G. Perevertaylo,
associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Currently, the Arctic shelf is of great scientific and practical interest. However, mineral resource development of the Arctic water areas is associated with high risks, such as specific environmental conditions, absence of the ground organization, and lack of experience in eliminating the impact of oil spill on the arctic system, insufficient shelf knowledge. During the organization and performance of the offshore drilling works, one more serious risk to be noticed is the gas-hydrates, which are not elucidated enough in our arctic seas. The Laptev Sea shelf is of primary concern from the perspective of hydrate presence [3]. The Laptev Sea is a submarine cryolithic zone [2], where the highly-energetic and multiple methane breaching [3, 4] (concentration up to 700 nM) in a form of flowing bubbles (known as plumes) was discovered. They rise from the bottom of the sea (from the depth of 60-110 m) through the water layer, and sometimes go up to the atmosphere. It is this depth interval in which the most significant thawing of the submarine cryolithic zone has been anticipated. Such an interval provides developing gas outlet through paths [4].

The facts of temperature jumps as compared to the past century (about 5°C) [1], the highest coastal erosion rate, annual methane discharge, enormously intense, in contrast with the other objects, revealed ocean anomalies of the dissolved methane, including big gas plumes (up to 500 m in diameter) [2-4], have induced to perform a more detailed research.

This study was carried out in TPU within the contract № 14.Z50.31.0012 dated as of May 19, 2014, named as “The global importance of the Siberian Arctic shelf as a source of greenhouse gases: quantitative flow assessment and identification of possible ecological and climatic consequences” supported by the Ministry of Education and Science of the Russian Federation.

24 bed-sediment (0-5 cm) samples were collected from the northern part of the Laptev Sea to assess particle-size distribution and mineralogical composition as well as to examine organic matter content. The study area was explored by the Russian and US scientists in September-October 2011 on the board of research vessel Academician Lavrentiev.

Particle size distribution was examined by laser diffraction method. Mineralogical analysis was carried out using a bimocular microscope to reveal the different mineral species within sandy and silt fraction. Organic matter content was determined in the sediments by the Rock Eval pyrolysis. The analysis was carried out at the Arctic Sea's Carbon Research International Laboratory, Tomsk Polytechnic University.

In terms of the granulometric composition, the fractions with dimensions from 0,01 mkm to 3,08 mm were obtained. The range of fractions consisted of predominant pellite fraction (<0,01 mm) with the content from 24 to 77%, aleurite (from 22 to 45%), and psammitic (from 0,3 to 47%) fractions are minor. Due to the classification of clastic sedimentary rocks, the samples were primarily represented in the form of aleuritic-clays, less frequently in the form of silty clays and sands. Using the granulometry data, the cumulative curves were built, the calculated sorting coefficient changed within the range

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

of 1,18-3,65, which indicated the mean sorting ratio for aulerites' clastic material, and good sorting ratio for sands' clastic material.

Mineral analysis by physical method indicated the presence of quartz, feldspar, muscovite, biotite, garnet, and some of the other sediment minerals in sediment samples. Quartz and feldspars predominated in all samples. Quartz was the most common mineral which was found to be about 30-60% of total sediment, grains being colorless and transparent or translucent, ranging from rounded to angular. They were colorless and rarely included trace of hematite (fig.1, A).

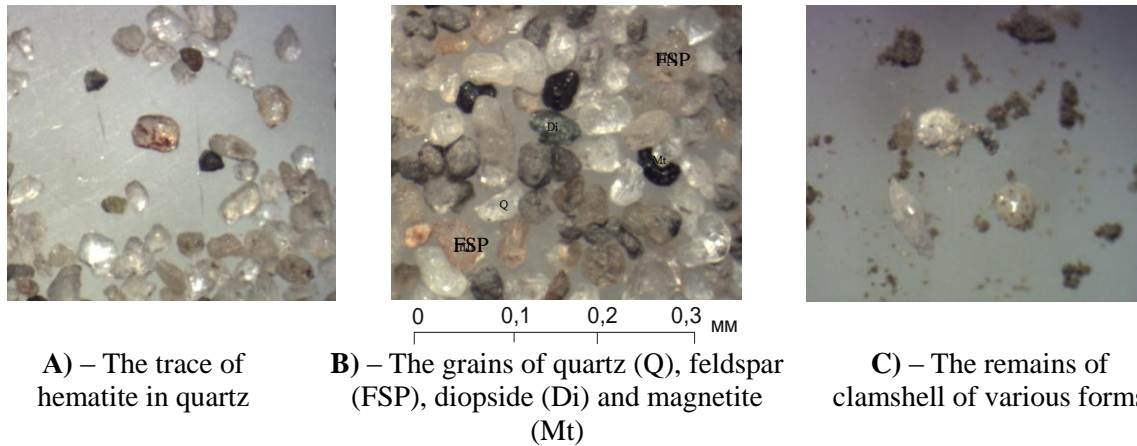


Fig.1 Features of the mineralogical composition of sands

Feldspar (25-35%) is elongated, translucent, colorless, gray, pink and pale yellow angular-rounded and angular fragments. Micaceous (biotite and muscovite) are found in small amounts (5-15%) in all samples. Carbonate minerals are presented by calcite brown siderite and are observed in samples No. 21, 22, 28, 30 in the amount of 10-15%. The magnetite (to 10%) is widespread among the ore minerals which has specific iron-black color and strong magnetic properties.

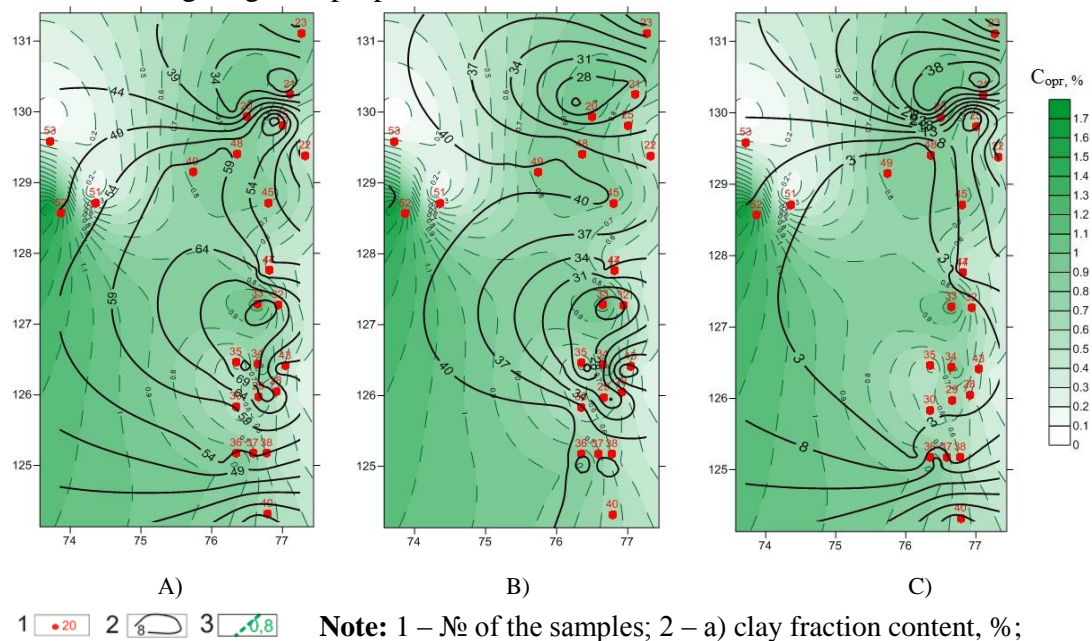


Fig.2 Organic carbon distribution map

Accessory minerals (to 5%) are presented by epidote, diopside, apatite, chlorite, and garnets. Also, there are carbonized vegetable fragments and the remains of clamshell of various forms (fig.1, B).

Organic substance study is the most important aspect of hydrochemical, hydrobiological and geological research, and organic carbon is its most presentable characteristic. In the studied sampling material the C_{org} content varies from 0,03 to 1,61%. The organic carbon distribution map is built to reveal the trends of C_{org} content and distribution in the surface of the north Laptev Sea's bottom sediments (fig.2).

Based on the obtained data, it has been found that depositions of pelitic sediments are inclined to the lower areas, whereas in contrast, the psammit depositions are limited to the shallow areas.

The concentration of north Laptev Sea's pelitic sediments with organic carbon is revealed. The probable reason of this process is the increased occlusion of C_{org} by fine pelitic fraction.

References

1. Большианов Д.Ю., Григорьев М.Н., Шнайдер А.С. и др. Колебания уровня моря и формирование ледового комплекса пород на побережье моря Лаптевых в позднем плейстоцене // Система моря Лаптевых и прилегающих морей Арктики: современное состояние и история развития. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2009. С. 349–356.
2. Романовский Н.Н., Хуббертен Х.В. Формирование и эволюция криолитозоны шельфа и приморских низменностей (на примере региона моря Лаптевых) // Изв. РАН. Сер.геогр., 2001, № 3, с. 15–28.
3. Шахова Н.Е., Сергиенко В.И., Семилетов И.П. Вклад Восточно-Сибирского шельфа в современный цикл метана // Вестник РАН. - 2009. Т. 79, № 6. - С. 507-518.
4. Rachold V. Near-shore arctic subsea permafrost in transition/ D.Y. Bolshiyarov [et al.] // Eos. - 2007. - V. 88, No. 13. - P.149-156.

NUMERICAL MODEL OF ATMOSPHERE MEDIUM WITH BLACK CARBON PARTICLES IN ARCTIC FOR DETERMINING OPTICAL RADIATION EXTINCTION

V.V. Loskutov

Associate professor O.V. Shefer

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Introduction

Nowadays, the problem of global warming and the melting of Arctic ice is given a large amount of attention. According to the estimations for year 2012, the volume of ice in Arctic has decreased by approximately 40% compared to the mean value for years 2007-2011 [5]. It is believed that black carbon is one of the highest contributors to the global warming effect. The black carbon is a component of the aerosol in atmospheric Arctic environment. Its particles can be transported by air masses for significant distances and often deposit within Arctic. Black carbon reduces the transmission of solar radiation and cause heating of the atmosphere. However, the behavior of the atmospheric black carbon particles have not been thoroughly researched yet.

Estimating the microphysical parameters for atmospheric black carbon can allow to determine the changes in the Arctic air masses movements, monitor the soot emissions, find the source of pollution and take proper preventive measures. Optical methods, based upon determining the properties of radiation passed through a medium, are the most effective techniques for studying these parameters. In this work we've developed a numerical model of an atmospheric medium including various volumetric scatterers. This model was used to calculate the extinction and transmission function for Arctic atmosphere medium containing randomly oriented black carbon particles.

Methods of calculations

To study the properties of the incident radiation passed through a medium, a numerical model has been developed. The extinction coefficient can be considered as a result of the radiation extinction simulation. The coefficient can be calculated as following:

$$\alpha_{\text{ext}} = C \langle S_{\text{ext}} \rangle, \quad (1)$$

where $\langle S_{\text{ext}} \rangle$ is the average extinction cross-section, C is the volume concentration of particles. The transmission function for a layer of medium is defined as follows:

$$T = \exp(-\alpha_{\text{ext}} \cdot h), \quad (2)$$

where h is the layer thickness.

To calculate the extinction cross-section, the discrete dipole approximation (DDA) method was used [4]. The advantage of this method is that it can be used for arbitrary particle shape, while currently the most frequently used methods only involve the solution for sphere and coated sphere particles.

Results of calculations

As a model for this research, we've selected an atmosphere medium in Arctic conditions [1] with randomly oriented elliptical soot particles. The calculations of the extinction coefficient and the transmission function included the wavelength range λ varying from 0.5 to 1.0 μm , because at this range the absorption index for soot is considerably higher compared to dust [3]. The refraction $n = n(\lambda)$ and absorption $\chi = \chi(\lambda)$ spectral dependency indices for black carbon were used from the open-access HITRAN-2012 database [2]. In this case, a stands for ellipsoid semi-minor axis, while its semi-major axis is equal to $1.5 \cdot a$. Fig. presents the calculation wavelength dependencies of the extinction coefficient for elliptical black carbon particles of different sizes and concentrations.

The figures a and b show that raising the particle size increases the extinction coefficient and modifies the curve shape, while reducing the transmission function. The features of the wavelength dependences $\alpha_{\text{ext}}(\lambda)$ and $T(\lambda)$ are primarily determined by the spectral functions $n=n(\lambda)$ and $\chi = \chi(\lambda)$ for black carbon. According to (1), the extinction coefficient has a linear dependence on the particle volume concentration. Therefore, increasing C values leads to proportional increase in corresponding α_{ext} values.

Conclusion

The numerical model for studying the optical radiation extinction by atmospheric medium with soot particles in Arctic conditions has been developed. We presented a numerical study of the solar radiation extinction coefficient and the transmission function.

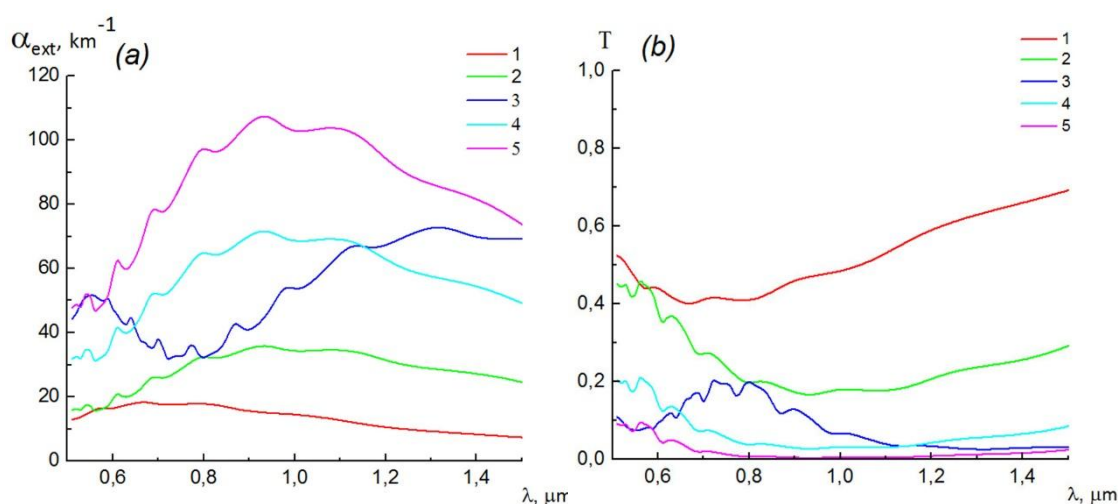


Fig. The wavelength dependence of the extinction coefficient (a) and transmission function (b), $h = 100 \text{ m}$; 1 – $a=0.5 \text{ }\mu\text{m}$, $C=5 \cdot 10^3 \text{ l}^{-1}$; 2 – $a=0.7 \text{ }\mu\text{m}$, $C=5 \cdot 10^3 \text{ l}^{-1}$; 3 – $a=1 \text{ }\mu\text{m}$, $C=5 \cdot 10^3 \text{ l}^{-1}$; 4 – $a=0.7 \text{ }\mu\text{m}$, $C=10^4 \text{ l}^{-1}$; 5 – $a=0.7 \text{ }\mu\text{m}$, $C=1.5 \cdot 10^4 \text{ l}^{-1}$.

The wavelength dependence features of the studied optical properties can be used to locate the soot particles and estimate their microphysical parameters.

References

1. Raatikainen T. et al. “Black carbon concentrations and mixing state in the Finnish Arctic,” *Atmos. Chem. Phys.*, 15, 10057-10070, 2015.
2. Rothman L.S., Gordon I.E., Babikov Y. et al., “The HITRAN 2012 molecular spectroscopic database,” *J. Quant. Spectr. Rad. Trans.*, vol. 130, pp.4-50, 2013.
3. Schuster G.L. “Remote sensing of soot carbon – Part 1: Distinguishing different aerosol species”, 2015.
4. Yurkin M.A., Hoekstra A.G., “The discrete-dipole-approximation code ADDA: capabilities and known limitations,” *J. Quant. Spectrosc. Radiat.* 112, 2234-2247, 2011.
5. Zhang J. et. al., “The impact of an intense summer cyclone on 2012 Arctic sea ice retreat”. *Geophys. Res. Lett.*, pp.720-726, 2012.

ARCTIC DRILLING CHALLENGES

A.A. Marina

Scientific advisors associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Over the last decades, the world demand for hydrocarbon resources and their depletion in easy-accessible field has intensified exploration and development in the areas covered by seas and oceans leading to growth of oil production.

According to an assessment by the U.S Geological Survey, the Arctic holds an estimated 13% (90 billion barrels) of the world's undiscovered conventional oil resources and 30% of its undiscovered conventional natural gas resources [1]. However, oil-drilling operations in the region are extremely challenging as both high-cost and high-risk.

Although this is a fragile region, many major oil companies are approaching the Arctic to explore its untouched resources as there are some promising aspects for facilitating oil-drilling operations such as increasing technology developments and melting of sea ice due to global warming.

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ (доклады на английском и немецком языках)

The Arctic conditions pose special physical challenges: remoteness, ice, extreme temperatures, and long periods of darkness. Technology is the key to meeting these challenges.

Let us enumerate the main challenges:

- Remote locations and harsh weather conditions (extreme cold, long seasons of darkness, high wind, hurricanes, storms, fog)
- Complex surface conditions (areas covered by ice most of the year)
- Lack of equipment and infrastructure
- Complex operational conditions and high costs
- Short-term drilling activity (seasonality)
- Tough and inadequate infrastructures to respond to major accidents
- Unproven technology in such harsh climate conditions
- Low knowledge of industrial activity in the Arctic region
- Country-specific environmental laws to preserve animals and unique plants species
- Long process to get a permit for exploration and production

Running a drilling rig in arctic environments is a challenge in many points. Operating a drilling rig in arctic environments is one of the hardest challenges for a rig builder and a drilling contractor worldwide.

When a rig is operated in these environments, there are many risks and challenges: It begins with the absolutely isolated location of the rig itself - for example, the accessibility only at wintertime by winter roads. This fact requires a complete other logistic and project planning. The engineering process of an arctic rig differs completely from a normal rig. It starts with the choice of materials and ends with the complete winterization concept of the rig itself.

However, oil companies have different views on drilling for oil in the Arctic. On the one side, firms, such as Total, believe that energy companies should not drill in Arctic waters as it may be too dangerous, but, on the other side, others companies, such as Shell and Statoil, are still planning to go ahead with operations in the near future.

Offshore operations in the Arctic encounter the same subsurface difficulties as those onshore, but have more severe surface challenges. The open-water season is very short and the conditions are harsh. Strong currents, fierce storms, multiyear ice, intense floating ice motion and, in some areas, icebergs all combine to increase the danger associated with drilling in open water. To withstand such challenges, offshore drilling and production facilities - vessels, platforms and submerged structures - must be particularly rugged. In shallow waters, artificial islands, typically made from gravel or ice, are the most technically and economically efficient solution. Offshore drilling and well operations in ice covered waters in the Arctic require ice management systems, which are able to detect, track and forecast the sea ice and icebergs. It is also recognized that Ice Management systems include threat evaluation and alerting as well as ice breaking and towing of icebergs [2].

Exploratory drilling:

Offshore drilling in the Arctic region poses extra challenges because of very low temperatures, ice conditions and darkness. Exploratory drilling usually takes place during the short open water season from ice strengthened mobile drilling rigs. Where conditions allow, winter and year-round drilling can take place from artificial gravel islands and specialized rigs that rest on the seabed.

Mobile drilling rigs are used so that operations can move easily to a new location once drilling is complete. However, these rigs are limited to open water conditions because at other times the movement of ice makes drilling impossible. Regardless, normal drilling procedures and the use of equipment must be adjusted to Arctic conditions to withstand and work safely in ice. These include the use of barriers and procedures to prevent spills (see box on barriers, next page). Additionally, we continuously seek ways to reduce any impacts of our operations such as the effect that the sound of drilling can have on marine life.

Drilling rigs Shell engineers have helped develop a new drillship that is easier to maneuver and more energy-efficient than traditional drillships. This “bully rig” is 25% smaller and 60% lighter than normal drillships, and has a reinforced ice-class hull that increases protection between its cargo and the sea. The bully rig can drill to a depth of four kilometres and can also navigate in shallow water. Shell owns and operates the Kulluk, one of the few Arctic rigs capable of year-round operation in severe ice environments. We also redesigned and refurbished the Frontier Discoverer drilling rig for Arctic service.

When thinking about future Arctic drilling, it should be clearly emphasised that for precise planning of any future Arctic Ocean drilling campaigns, including site selection, evaluation of proposed drill sites for safety and environmental protection aspects, etc., comprehensive site-survey data are needed first [3].

References

1. Opportunities and Challenges for Arctic Oil and Gas Development. Eurasia Group report for the Wilson Center, Washington, D.C. Wilson Center. 28 p. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.wilsoncenter.org/sites/Artic%20Report_F2.pdf.
2. Russian – Norwegian Oil and Gas industry cooperation in the High North. Drilling, Well Operations and Equipment. INTSOK Norwegian Oil and Gas Partners, 2014. 58 p.
3. Stein R. Challenges in Arctic Ocean Drilling // ECORD Newsletter. October, 2011. P. 17-19.

OIL AND NATURAL GAS ARCTIC FIELDS EXPLORATION ON THE KARA SEA SHELF

L.V. Metlyakov, S.D. Zlobin

Scientific advisor associate professor G.P. Pozdeeva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Kara Sea is as an extension of the West Siberian oil and gas basin and accounts for 60% of oil production in Russia. Directly influenced by natural features: the depth of the sea - 40-350 meters, the ice held 10 months a year, and its thickness reaches a half meters, and winter temperatures go down to 46°C below zero. In 2010 JSC ‘NK Rosneft’ received a permission to investigate the shelf of the Arctic seas and started projects in three East Prinovozemelsky areas of the Kara Sea. In September 2014 the drilling results of the University-1 well in the first prospective oil land were obtained. During drilling operations, oil was discovered at a depth of 2000 meters. In short terms of drilling (one and half a month) all environmental and technological requirements were followed. ‘Pobeda’ is a new field name [2].

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ (доклады на английском и немецком языках)

The Universitetskaya-1 platform is about 200 square kilometers. The study found that only the first trap layer (rock with accumulated oil) contains not less than 100 million tons of oil. Altogether the three studied sites comprise about 30 traps. According to the study, the resource base includes 87 bln barrels. Later scholars of 'Tyumen Petroleum Research Center' Ltd examined the core sample and confirmed that the reserve volume of the first open trap is 391.9 bln. cubic meters of gas and 128.7 mln. tons of C1 + C2 category oil.

In October of 2014 OJSC 'TomskNIPIneft' specialists completely studied the Universitetskaya-1 oil properties and OJSC 'NK Rosneft' leadership was presented these results. The results of comprehensive drill cuttings analysis, samples of reservoir fluids and core samples confirmed that the first portion, i.e. 'Pobeda' contains ultralight oil, which due to the main indicators (sulfur and density) is much better than SiberianLight, WTI oil and Brent sample oil. These oil peculiarities can be compared with the Vietnam 'White Tiger' oil field offshore. The main indicators of the oil: density - 808-814 kg/cubic meter (Brent oil/crude - 834 kg/cubic meter); a sulfur weight content is 0.02% (Brent - 0,2-1%; Urals - 1,2-1,3%); a high fractional top yield is 60-70%; low tar content is 1.5%. The oil with these/similar indicators is highly valued in the world market owing to methane hydrocarbons predomination and low-tar content. Being very simple in processing, it is used as raw material for petrochemical industries, as well as for heavy oil dilution. Besides, there is the world current tendency of an abrupt light oil reserves decline which increases its attractiveness for consumers [1].

Oil production in the Kara Sea. The deposit was discovered by the companies of 'Rosneft' and Exxon Mobil altogether. The project involved the company Nord Atlantic Drilling, as well as experts of Schlumberger, Weatherford, Halliburton, Trendsetter, and others. The well was being drilled at a depth of 81 meters in open water conditions back 250 km from the continent. Drilling was carried out through the West Alpha platform. The platform was provided by the Norwegian company 'Nord Atlantic Drilling'. This platform is a ship with a displacement of 30 thousand tons and 70 meters long, which is attached to the bottom. The setting is held on site by an eight-anchor position control system. The construction can withstand a storm with up to 15 meters waves. In the center of it is the rig construction. Maximum drilling depth is 7 km. All equipment provides duplicate options to change if it is necessary [3].

Transportation problems. Despite all promising forecasts of oil regional production, there still remains a very serious problem of very difficult and reckless oil transportation. The fact that the Kara Sea coast actually is not provided with transport. Old ports cannot withstand large traffic. A fully functional railway line establishment could significantly reduce the marine transportation share of produced oil in the Kara Sea. However, it is unlikely to happen in the near future, because it involves large financial difficulties. Since none of the Kara Sea coast ports is nonfreezing; navigation is only possible for a short summer period in the ports. Winter transportation is only possible through the nearest nonfreezing port Murmansk, which also entails high additional costs.

Near-term prospects. In winter the exploration drilling project at the Universitetskaya-1 platform will be suspended as planned and renovated in spring, when favorable weather conditions occur in the Kara Sea. Initially a joint project of two companies intended to drill 40 exploration wells on the Russian shelf until the end of 2018. However, due to the introduction of Exxon Mobil sanctions it was impossible to reach an agreement with the US authorities to continue projects in Russia. As a result, 'Rosneft' cooperation for offshore development was frozen. 'Rosneft'

company is considering a possibility of the field production in the Kara Sea in 5-7 years. This development strategy will be focused both on their own development and finding new partners.

Environmental aspect. Environmental issue is one the key aspect of oil production in the Kara Sea. The basin is in immediate proximity of protected natural objects, such as ‘Russian Arctic’ national park in the Kara Sea; ‘Wrangel Island’ which is under UNESCO patronage as a ‘maternity home’ of polar bears. All this requires greater attention of development companies-developers at all stages of its activities. Tough framework of Russian Environmental Legislation requires full compliance with international regulations and agreements at all phases of offshore projects. Consequently, one of the main work aspects of the Arctic Research and Design Center of offshore development was the environmental impact assessment. On the basis of the center the thorough environmental impact monitoring of all works was conducted, as well as their assessment to prevent emergency situations. One of the main objectives is oil leakage prevention. At the initial stage the West Alpha drilling platform was subjected to thorough modernization in order to ensure complete environmental safety work. The platform was equipped with two groups of blowout preventer equipment and special individual underwater shut-off device. If there is the slightest risk, these mechanisms are able to seal the well to prevent leakage [4].

According to expert estimates, Kara field should exceed by natural resources volume such ‘giants’ as the Gulf of Mexico and the Arctic shelf of North America and Canada and be compared with the Saudi Arabia resources. However, as the basic facts show, the large-scale development of the Kara oil basin is possible not earlier than in 3-5 years. With the gradual development of all the above-mentioned trends, the Russian Arctic exploration will be considerably less costly and should significantly impact the Russia’s growth and its role in the world arena in the long term prospect.

References

1. Joint Projects of “RosNeft” and ExxonMobil [Electronic resource] <http://www.vestifinance.ru/articles/47597?page=5> free, reference date 20.05.16 (In Russian).
2. Oil production prospects in the Kara Sea [Electronic resource] <http://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-neft/dobychi-v-karskom-more.html>, free, reference date 20.05.16 (In Russian).
3. The largest field of light gravity oil and gas is explored in the Kara Sea [Electronic resource] <http://novorossiya.name/razvedano-krupneysheye-mestorozhdeniye-nefti-i-gaza/> free, reference date 20.05.16 (In Russian).
4. “Universitetskaya-1” drilling platform begins its operation in the Kara Sea [Electronic resource] [.https://www.1tv.ru/news/2014/08/09/39132v_karskom_more_nachala_rabotu_novaya_supersovremennaya_burovaya_platforma_universitetskaya_1](https://www.1tv.ru/news/2014/08/09/39132v_karskom_more_nachala_rabotu_novaya_supersovremennaya_burovaya_platforma_universitetskaya_1) free, reference date 20.05.16 (In Russian).

CAUSES AND CONSEQUENCES OF ARCTIC ICE MELTING

A.A. Molchanova

Scientific advisor associate professor G.P. Pozdeeva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The cryosphere consists of 2 % of the Earth water volume. But its role in formation of the Earth climate and the climate's changes is the most important [4].

Two circumstances become apparent when it comes to the Arctic basin influence on the Earth climate. Firstly, in this basin fresh waters are formed in the form of ice and so-called Arctic surface water flowing to North Atlantic. Depending on these waters intensity, essential changes in nature of circulation in the North of the Atlantic Ocean, as well as through the inter-oceanic circulation system in the World's ocean can be observed. Secondly, seasonal and interannual changes in the Arctic sea ice extent and its properties lead to changes of planetary albedo.

Snow cover and sea ice reflect the significant amount of solar radiation back into space cooling the atmosphere; it defines such a concept as albedo. This leads to changes in the energy amount received by the Earth's atmosphere, global meridional temperature gradients and zonal atmospheric circulation. The Arctic and Antarctic ice cap furthers the planetary climate cooling (in a larger degree the local climate) and a decrease of an ice cover reduces its cooling influence.

The first cause of the Arctic glaciers melting is a gradient of change of temperature with height. Air temperature with height goes down on average on 0.65 C each 100 meters. In the Arctic air rising from the Earth's surface has lower temperature and smaller humidity therefore it does not mix up with lighter air in the upper atmosphere. Due to this fact, heat remains concentrated at a surface [5].

The second factor influencing the Arctic fast warming is the Earth's surface albedo. The albedo is the value characterizing a surface reflectance of a body. While the Arctic ice melting it releases more dark surface waters or soils capable to absorb a larger amount of heat than snow or ice.

The third cause of ice melting is a process related to the Plank's law. Its key point is that, the colder temperature of the radiating surface is, the larger temperature rise is necessary to balance a process.

The following global processes have the same effect on the Earth's temperature change and Arctic ice melting have:

- cultivation of huge land mass causing changes of albedo, fast moisture loss, dust raising in the atmosphere;
- deforestation, especially tropical, influencing oxygen production, albedo change and evaporation;
- fossil organic fuel combustion and CO₂, CH₄ emission in the atmosphere;
- industrial waste dispersion to the atmosphere changing air components and increasing aerosol content. The last two processes increase greenhouse effect.

The special warning is caused by carbon dioxide, hydrochlorofluorocarbon, methane, nitrous oxide and ozone progressing increase which create greenhouse effect.

Ice movement. As shown in figure 1, in September, 2012 the rate of the Arctic ice melting broke all records. At the same time the rate of ice melting became slower in 2014. This fact allowed some volumes of one-year ice to live through the summer and become multi-year ice. From March 2013 to March 2014 the one-year ice volume reduced from 78% to 69%. It means that the considerable Arctic ice proportion in 2013 could endure a

summer melting. For the same period the two-year ice volume grew from 8% to 14%, and four-year ice from 7.2% to 10.1% [3].

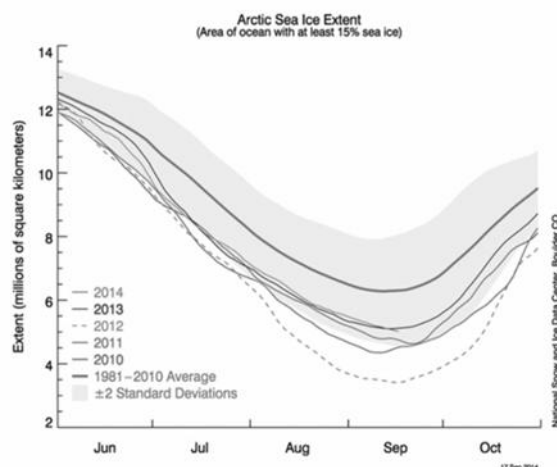


Fig. Arctic Sea Ice Extent

Taken as the whole by March 2014 multi-year ice volumes had been able to back to the mean value of 1981-2010s, but despite this fact, the annual Arctic report's authors consider that in the long term there is a tendency in its quantity decrease. Specifically, if in the 1980s the oldest ice consisting of 4 and more year ice was 26% of the total amount of the Arctic ice that by March 2014 its volumes decreased in two and a half times to 10%. If, in contrast, to speak about 7-8 year ice and more, such ice become more and more infrequent.

Current ice condition. Climatologists claim that those rates of the Arctic ice melting observed within last year indicate that in 2016 the planet is acing with the record rate of polar cap melting that can be seen today. According to the Helmholt's center representative Marcel Nikolaus, the Arctic ice coverage has formed very slowly this summer due to high temperature values. The ice coverage in the Arctic seas became minimal in the middle of February throughout the monitoring.

According to the monitoring results the ice area of the North Polar Region in the middle of the 2nd decade of February, 2016 was 14190 thousand sq.km. As the press service of Northern Territorial Administration for Hydrometeorological and Environmental Monitoring reports, this value is 6.8 % less than a norm and minimum for the whole period of monitoring [6].

The climatologist M. I. Budyenko offered a hypothesis that if there was no the Arctic ice coverage, under existing heat exchange conditions in the atmosphere and the hydrosphere, temperature in the Arctic would have to increase more than 40 C. It is possible to imagine what would be in other places of the Earth [1].

Scientists believe that if principal measures aren't taken to reduce greenhouse gas emissions, it will lead to average annual temperature rise of 1.4-5.8 degrees by the end of this century. Global warming consequences will increase hot weather periods which will become more extreme in its temperature condition and more longtime [2].

Global warming will cause the climate change on a global scale. According to scientists' comments, it will increase a number of floods caused by hurricanes. Besides, summer atmospheric precipitation will be reduced by 15-20% that will cause desertification of many agricultural territories. Due to the temperature and the World Ocean water level rise, natural zones' borders will begin to move to the North. What are predictable consequences of global warming for fauna? Penguins, seals and polar bears

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

which adapted to Arctic conditions will be forced to replace their habitat. In addition, many species of plants and animals will just disappear if they are not able to adapt to new habitual conditions.

What are consequences of global warming for mankind? In the short-term period of climate change people are threatened with drinking water problems; cultivation of agricultural grounds. Besides, they will lead to growth of infectious diseases. According to scientists' comments, about six hundred million people will be faced with starvation. By 2080 residents of China and Asia can experience ecological crisis caused by change of precipitation pattern and glaciers melting. The same process will lead to flooding of many small islands and coastal territories. In the flood-impacted zone, there will be about hundred million people, many of which will be forced to migrate. Scientists predict disappearance even of some states (for example, the Netherlands and Denmark). It is probable that under water there will be a part of Germany as well.

As for a long-term perspective of global warming, it can become the next stage of evolution of the human.

References

1. Budyko M. I. On some ways of climate changes. Meteorology and hydrology. 1962. Vol. 2 (In Russian)
2. V. A. Gorbanyov. Global climate changes: from Rio to Cancun. Moscow: Vestnik MGIMO, 2011, Vol. 4, pp. 240-250 (In Russian)
3. Artic Sea Ice News and Analysis. National Snow and Ice Data Center, National Oceanic and Atmospheric Administration. [Electronic resource] <http://nsidc.org/arcticseaicenews/>, free, reference date 01.05.2016
4. Kitchen of weather on the Earth. [Electronic resource] http://www.arktika.ru/rule.phtml?menu=snip&page=rule9_13.htm&pub=9, free, reference date 01.05.2016 (In Russian)
5. Meteorology with climatology bases / O. A. Kiselyova - Luhansk: GU LNU of Taras Shevchenko, 2013, pp. 35-36 (In Russian)
6. Northern Department of Hydrometeorology and Environmental monitoring. [Electronic resource] <http://www.sevmeteo.ru/>, free, reference date 01.05.2016

**GAS HYDRATE DEPOSIT DEVELOPMENT IN THE ARCTIC:
GEOECOLOGICAL AND TECHNICAL CHALLENGES**

I.A. Oberemok

Scientific advisors assistant E.A. Filimonenko, associate professor G.P. Pozdeeva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In the 21st century, the prospects of global energy production are alternative and unconventional sources of energy. A remarkable example of alternative fuels is gas hydrate, which can be a reliable source of natural gas with competitive advantage to outperform the greatest hydrocarbon reserves, including those of coal and oil. Gas hydrate reserves are estimated at 250 trillion m³, which is twice as much as proven world reserves of coal, oil, and gas [5].

Gas hydrates are crystalline substances composed of low molecular weight gases (CH₄, C₂H₆, C₃H₈, C₄H₁₀), in which gas molecules are accommodated in hydrogen bonded water molecules in a cage-like structure (or clathrate) under particular pressure and temperature conditions: the temperature lower than 10 degrees °C and the pressure up to

40MPa [6]. When temperature and pressure change, gas hydrate changes its state as a solid and is broken down into gas and water. In general, gas hydrate looks like loose snow or ice. The main gas in gas hydrate composition is methane (98%) since it is the lightest alkane. Due to hydrate structure, one unit volume can give up to 160 unit volumes of gas.

Gas hydrate stability zones (GHSZ), at which methane clathrates naturally exist, are those characterized by particularly low temperatures (terrestrial permafrost) or underwater areas under the conditions of low temperature and high pressure. Therefore, natural reserves of gas hydrates are located within permafrost areas, in glaciers and subglacial formations, seafloor sediments of sub-arctic basins, on the continental margins and in deep waters of World ocean [6].

The cryolite zone of Arctic Shelf provides favorable conditions for gas hydrate formation, and it is Arctic Shelf where numerous reserves are located. The Arctic is a unique area since it holds enormous hydrocarbon reserves, which attracts oil and gas companies from all over the world. The Arctic resources claimed by the Russian Federation make about 80% of national hydrocarbon reserves [3], and this is apart from gas hydrate reserves, which are estimated by VNIIGAZ to be in the range of 100–1000 trillion m³ [7].

Being a reliable resource providing new significant supplies for environmentally friendly fuel, gas hydrates production faces serious challenges connected with ensuring environmental and technological safety. Moreover, the technologies of natural gas recovery fail to be effective for hydrates and there is an urgent need to implement new ideas and approaches to field development.

The first technological challenge is technogenic hydrates which accumulate in pipelines and wellbores and result in obstructions and plugs preventing gas flow. This causes pipeline failures and field accidents. In addition, circulation of warm drilling mud in the wellbore can result in the temperature increase in the surrounding rocks containing gas hydrates. The increase in temperature causes the clathrate structure to *break* down, which prevents well control and can even result in explosion [2]. For instance, as Dan Zimmerman reported to Minerals Management Service (MMS), over the period 1960–2006, there were 500 offshore oil and gas accidents across the globe, with gas hydrates being the major cause for the disasters. To prevent the negative effect of gas hydrate formation, inhibitors are applied, as a rule, toxic methanol, which has a significant negative impact on natural balance of water ecosystem.

As for gas hydrate deposit development, well drilling does often cause too much associated gas released. Even minor fluctuations in the system macroscopic structure cause it to dissociate, which reduces rock rigidity and results in accidents. There can also be blowouts sometimes causing long-term emissions of up to 14000m³ per day [6].

Another topical issue is stability of continental slopes, which is reduced due to shelf development and exploration and well drilling into the sea floor. Gas hydrates occurring in the rocks of the sea floor can trigger submarine landslides ranging from local to extensive ones causing tsunamis. As experts suppose, gas hydrate destabilization (large amounts of gas released out of sea floor sediments) is a probable cause of unexpected and unpredictable ship sinking, including that within the Bermuda Triangle [6].

The major environmental risk connected with gas hydrate recovery is the effect of “clathrate gun” [1], which implies that global warming resource exploitation in the Arctic can trigger the sudden release of methane from methane clathrate compounds. The methane released is 20-24 times as dangerous as carbon dioxide in terms of greenhouse effect, therefore, sudden releases of methane in the atmosphere stipulate the temperature increase, which, in its turn, releases caged methane.

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

The Arctic's environment is a fragile ecosystem, with all the components being closely interconnected. Currently, there is continuous degradation of submarine permafrost in the East Siberian Arctic Shelf, and large amounts of methane released cause negative environmental impact [4]. Though gas hydrate resources are enormous, the efficiency of the production depends on the technological advances implemented to mitigate the negative environmental impact and improve the safety of field exploitation. Hydrates are particularly responsive to any changes, and inadequate solutions taken with regard to economic reasons can result in irrecoverable damage.

References

1. Analytical Center under the Government of the Russian Federation. Gas hydrates: extraction technology and development prospects. – 2013. – 22 p.
2. Basniev K.S. Natural gas hydrate resources, problems and prospects. Moscow: Neft' i gaz [Oil and gas]. – 2013. – No.28. – 20 p.
3. Vorobyov A.E. Prospects of nanotechnologies of developing gaseous-hydrate resources of the Russian Arctic shelf. Journal of the Murmansk State Technical University. – 2016. – Vol.19, i.1-1. – p. 70 – 81.
4. Gas hydrates: new opportunities for energy. The Arctic supported by the Russian Geographical. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ru.arctic.ru/analytic/20151126/238271.html> (accessed September18, 2016).
5. Methane Hydrates: Benefits and Risks. Rusenergy: Razvedka i Dobycha [Exploration and Production]. – 2013. – No.6. – [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rusenergy.com/ru/download/metangidraty.pdf>. (Accessed September17, 2016).
6. Chistyakov V.A. Geotechnical risks in the exploration and exploitation of natural gas hydrates. Geologiya i poleznye iskopaemye mirovogo okeana [Geology and mineral resources of the World Ocean]. – 2008. – No. 3. – pp. 103 – 112.
7. Yakushev V.S., Perlov E.V., Mukhin N.A. etc. Gas hydrates in the sediments of the continents and islands. Journal of the Russian Chemical Society (The Mendeleev Russian Chemical Society), 2003. V. XLVII, I. 2, pp. 80 – 90.

**PROBLEMS OF BARENTS OFFSHORE OIL PRODUCTION BY MEANS
OF GAS HYDRATES**

V.O. Patrakeev, D. A. Gorodilov

Scientific supervisor assistant L.V. Chekantseva,
linguistic advisor - english instructor A.V. Makarovskikh

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Next few years there will be the development of unique deposits of hydrocarbons on the Russian Arctic shelf covering an area of more than 6 million km³. At the same time the largest resources of oil (more than 3 billion tons) are concentrated in the Barents Sea [1]. There are the most severe climatic conditions in the world, so there is a number of problems associated with permafrost bottom of the sea - "Submarine Cryolithic Zone". Possible formation of crystalline compounds of water and gas called "gas hydrates" is associated with this area. Outwardly, they look like ice or snow. Figure 1 shows a map of the Arctic Ocean in relation to the forecasts of gas hydrate accumulations [2].

Unfortunately, the studies of gas hydrates in the Barents Sea are not classified and virtually have not been carried out yet. The formation of gas hydrates occurs due to the negative impact of freezing temperatures and freezing of the bottom layer of water.

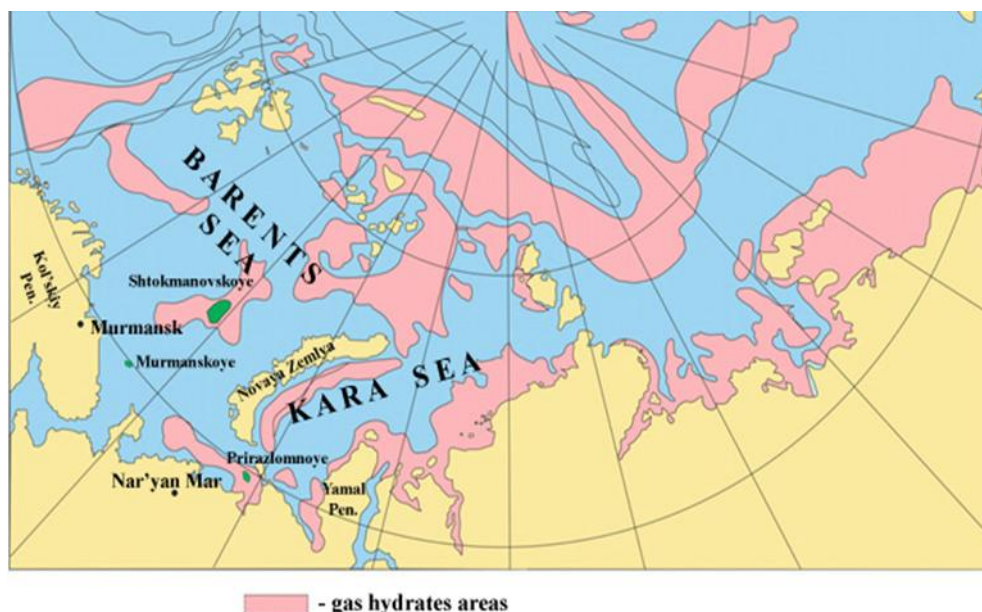


Fig.1. Map of gas hydrate accumulations

There are anthropogenic and natural gas hydrates. Anthropogenic gas hydrates can be formed in oil production systems. They are deposited in the wellbore, thereby greatly reducing its bandwidth. This reduces the well production and can cause an emergency stop of its operation. Natural gas hydrates can form clusters of gas hydrate deposits around the production casing. With the rise of warm oil from the lower horizons the temperature of the surrounding rocks increases. This leads to a change in the phase state of water and gas in hydrate intervals around the wells. This process is similar to "thawing" of frozen ground in the development of hydrocarbon deposits in permafrost regions [1] and leads to severe accidents: casing collapse, gas breakthrough of the conductor during the gas showings, gryphon formation and wellhead failure [3].

As this problem has a significant impact on oil production it needs to be solved. There are several basic methods of fighting with gas hydrates.

Heat insulation method of the wellbore is intended for fighting with "thawing" of natural gas hydrates. Another method is aimed at increasing the temperature in the wellbore, thus preventing the formation of anthropogenic gas hydrates. The temperature increases with heating different "bottom-hole heaters". Currently, these methods are still in the industrial testing and do not guarantee complete elimination of gas hydrates formation. The most common and effective method is the use of different inhibitors. This method is applicable both to prevent gas hydrates formation and remove already formed ones. The essence of this method consists in introduction of substances that prevent hydrate formation at the bottom hole [4]. Ethanol, methanol, diethylene glycol (DEG), triethylene glycol (TEG) and calcium chloride are used as inhibitors [5].

In recent years, interest in the issue of gas hydrates throughout the world has increased significantly. The growth of research activity is explained by the active development of hydrocarbon deposits on the Arctic shelf, in particular in the Barents Sea [6]. Research of the environmentally-friendly and cost-effective production of hydrocarbons on the shelf in this area is extremely important for the companies all over the world.

References

1. Prirodnye osobennosti osvoeniya mestorozhdeniy uglevodorodov v Barentsevom more. Available: <http://neftegaz.ru/science/view/1073> (Accessed 2015, April 23)
2. Ginsburg G.D., Solovev V.A. Submarinnye gazovye gidraty. VNIIOkeangeologiya.- Sankt-Peterburg, 1994.
3. Fedorov B.V., Provodka skvazhin v slozhnyh usloviyah: uchebnoe posobie dlya studentov.-Almaty: Nauchno-tehnicheskii izdatelskii tsentr im. Satpaeva K.I., 2011.- 161s.
4. Shiryaev E. V. Metody borby s gidratoobrazovaniem i vybor inhibitora gidratoobrazovaniya pri obustroytve gazovogo mestorozhdeniya «Kamennomyskoe more» // Molodoy uchenyy. — 2015. — №17. — S. 323-326.
5. Shema ustanovki stacionarnoy metanolnitsy. Available: <http://www.stroiblok.ru/?p=84> (Accessed 2015, April 23)
6. Vorobev A.E., Bolatova A.B., Moldabaeva G.Zh., Chekushina E.V. //Spetsializirovanny zhurnal: Burenie i nef. – 2011.

**TOWARDS THE REGIONAL PARTICULARITIES OF OFFSHORE OIL
PRODUCTION AND SUBSEA TRANSPORTATION IN THE ARCTIC**

K.A. Rogova

Scientific advisor associate professor G.P. Pozdeeva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Access to global market is a key issue to ensure effective oil production, therefore, transportation is a remarkable component of the petroleum industry. Depending on field location and size, different modes of transportation may be used, with some being more suitable than the others. However, it seems that all forms of petroleum transportation will potentially play a role in the energy future of the Arctic.

Various options imply different operating environments and should be designed to secure reliable transportation under the Arctic conditions, as well as to ensure proper maintenance and monitoring of the equipment. When selecting a transportation option, safety, reliability, and cost should be taken into account to find an adequate solution.

In shallow water, conventional pipeline equipment can be used in the winter season to trench through the ice and bury the line. The case in point is the BP Exploration's Northstar pipeline, which is an example of shallow water construction technique. In deeper waters, where ice gouging is not an issue to be considered, the lines can be designed and installed on the seafloor as is done for deeper water non-Arctic offshore pipelines. Installation would take place in summer open water season. It can take several seasons to install longer pipelines, and the mobilization/demobilization or overwintering of equipment would significantly increase the cost of offshore Arctic pipelines compared to non-Arctic applications.

Additionally, the existing global fleet of vessels and barges for offshore pipeline construction are not designed for Arctic conditions. Therefore, for offshore Arctic pipelines, ice-strengthened and upgraded equipment and vessels would be required to operate in the Chukchi and Beaufort Seas.

The life cycle of an offshore Arctic pipeline is similar to onshore, but the design and installation methods also must consider strudel scour, ice gouging, thaw settlement of permafrost, and upheaval buckling. These are the issues to be considered when offshore

pipelines are buried. For instance, all of these issues have been taken into account when designing the pipelines Northstar and Oooguruk.

Ice gouging or scour is the most significant and most unpredictable environmental loading condition influencing arctic offshore pipeline design. The accepted solution to protect a subsea pipeline from this threat is to bury the line deeper than the maximum gouge depth expected over the design life of the pipeline. For pipeline systems, research into safe burial depth finds that soil below the scouring keel of the ice will deform, imposing high shear and bending loads on the buried line. More recently, research to reduce overall uncertainty associated with ice keel interactions with the seabed has been directed towards understanding ice keel gouging and integrating these data with historical seabed mapping data. Upheaval buckling potential, caused by differences between installation and operating temperatures, also can be influenced by careful selection of burial depth. Subsea systems must also be protected from the extremely high ice loads. Off the east coast of Canada, glory holes are excavated on the sea floor so drill centers and subsea equipment can sit below the seabed elevation, thereby offering protection from ice impact.

Permafrost thaw settlement and frost heave can impose long-term displacement-controlled bending on a subsea pipeline, and can contribute to a pipeline being strained outside the elastic limit into the plastic region of the material deformation; thus the need for strain-based design. These unique arctic loads can be present along a buried subsea pipeline route, especially near shore where shallow permafrost is likely to exist; and also onshore, where a buried line may traverse continuous or discontinuous permafrost.

Strudel scour can occur in early spring if seasonal river outflows precede the thawing of winter sea ice, with the result that water flows on top of the sea ice. If river water atop sea ice flows into depressions or cracks in the ice, it can penetrate the ice cover and initiate a powerful downward jet of water that can erode the sea floor. Erosion by this strudel scouring may expose long sections of a buried subsea pipeline.

Burial depths sufficient to guard against ice gouging might be adequate protection from strudel scour, and some designers consider the probability of strudel scour at the location of a subsea pipeline to be quite low. However, if heat escapes during operation of a subsea flowline in shallow water and warms the sea water above the line, that fugitive heat dissipation might prevent the ice above the line from becoming as thick during winter. In the spring, such artificially thin ice could be susceptible to early cracking and, in turn, strudel scour.

Pipelines, flowlines, and subsea systems are to operate within an acceptable thermal regime and provide the necessary containment and monitoring to ensure acceptable levels of risk. For example, visual monitoring is not always a reliable way to detect strudel scours or pipeline exposure locations, and the pipeline itself must not exceed certain allowable strains. In this case, thermal monitoring system can detect operational thermal changes as well as thermal changes from pipe exposed to cooler seawater, possibly signaling an issue with upheaval buckling or strudel scour. Anyway, analysis and design of the flowline system should consider all the design and operation aspects described above in an integrated manner.

References

1. Palmer A.S., Kroasdale K.R. Arctic Offshore Engineering. Singapore: World Scientific Publ. – 2013. – 359 p.
2. Weeks W.F. On Sea Ice. University of Alaska Press. – 2010. – 664 p.

3. Design Options for Offshore Pipelines in the US Beaufort and Chukchi Seas Prepared for US Department of Interior, Minerals Management Service, C-CORE Report R-07-078-519v2.0, April, 2008. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ntrl.ntis.gov/NTRL/dashboard/searchResults/titleDetail/PB2011104421.xhtml> (Accessed 15.07.2016).

FLOATING AND GRAVITY-BASED DRILLING PLATFORMS

A.A. Serebryannikov, D.S. Ovkin

Scientific advisor associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In offshore drilling (i.e. exploration and production of oil and gas in the oil fields, so-called offshore zones) mainly offshore rigs are used. They are conventionally divided into two classes – floating and stationary (fixed). As is known, the cost of offshore oil and gas field development accounts for over 50% of all investments. Suffice to say that the value of certain oil and gas production platforms reaches 1-2 billion dollars. For example, deep gravitational field Troll platform operating now in the North Sea is estimated at over 1 billion dollars. [2] When using the mobile jack-up drilling rigs or semi-submersible platforms, wellhead equipment after drilling can be located on the bottom of the sea. In such cases, a number of companies in the US, UK, France developed a set of equipment with remote control. However, with increase in the depth of development and in the sea water areas with moving ice fields the method of bottom wellhead location is preferred. [3] Gravitational platforms differ from metal pilings ones both in construction, materials, and manufacturing, transportation, and installation in sea. The total resistance of gravity platforms under the influence of external loads from waves and wind is provided by their own weight and the ballast weight, so there is no need to mount the piles to the seabed. Gravitational platform are used in the seawater areas where strength of the sea ground provides strong resistance structures. [2] The analog of this technology is the platform "Prirazlomnaja". The Prirazlomnoe field (Khanty) is located on the shelf of the Pechora Sea, 60 km from the coast (stl. Varandey). The sea depth in the area of deposit is 19-20m. Design characteristics:

- cumulative production of oil - 75 million tons;
- profitable development period - 22 years;
- the maximum production level - 6.6 million tons / year. [1]

Prirazlomnoe field operated since 1986. In 2011, at the Prirazlomnoye oil field marine ice-resistant stationary platform of gravity type was established. It was made in Russia. "Gazprom" began to work at the Prirazlomnoye field in December 2013. The cost of the project amounted to about 100 billion rubles, including the 60 billion cost of the oil platform. The largest shipping company Sovcomflot built two Russian ice tankers with deadweight of 70 thousand. tons, which will run between Prirazlomnoye and floating terminal "Belokamenka" on the roads of the Kola Bay. [5] "The project payback begins with the yield of 16.5%", - said the deputy of general director of "Gazprom Neft Shelf" Nikita Limonov. Managers of the company specified that to start-up such projects, their yield should be about 20%. "Gazprom Neft Shelf" are going to achieve the third complexity category of the project (currently, the Prirazlomnoe field is qualified as a project of the second complexity category of the three) to reach the payback and the rate of return of at least 17.5%. [4] The advantages of this development method:

- the construction experience;

- facilities suitable not only for well-drilling, but also for production and storage of oil prior to its transportation to refinery;
- direct shipment of oil tankers.

Disadvantages of gravity and floating installations:

- lack of space for equipment;
- dependence on climatic conditions;
- high price;
- need for personnel presence on the platform for a long time.

All offshore structures must be decommissioned when the production life time arrives to the end. The offshore structure must be removed with a floating unit, in theory, it can be reused by unplugging the rivers and moving to another field.

References

1. Bushuev V.V., Kryukov V. Neftyanaya promyshlennost' Rossii – stsennarii sbalansirovannogo razvitiya [Russian oil industry – a balanced development of the script]. Moscow: IAC Energy, 2010, 160 p.
2. Gravitatsionno-svaynye MSP. Uprugie bashni. Zhestkie MSP. Lektsii – Osvoenie shel'fovykh mestorozhdeniy [Gravitational pile of SMEs. Elastic tower. Hard SMEs. Lectures – Shelf fields]. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neft-gazedu.ru>.
3. Orudzhev S.A., Glubokovodnoe krupnoblochnoe osnovanie morskikh burovykh [Deep- sea drilling large-block basis]. Moscow: 1962.
4. Orudzhev S.A. Problemy, svyazannye s rasshireniem sushchestvuyushchikh vozmozhnostey bureniya na neft' i gaz i ikh dobychi pri bol'shikh glubinakh vody i neblagopriyatnykh morskikh usloviyakh. VIII Mirovoy neftyanoy kongress [Problems associated with the expansion of existing facilities and drilling for oil and gas production in deep waters and adverse sea conditions]. Conditions. VIII World Petroleum Congress. Moscow: 1971.
5. Stroganova P. «Prirazlomnaya» khochet vse uslozhnit' ["Prirazlomnaya" wants to complicate things]. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rbcdaily.ru/industry/562949987664205>. (accessed 02.07.2013).
6. «Arkticheskaya neftyanaya platforma «Prirazlomnaya» gotova k rabote [The Arctic oil platform "Prirazlomnaya" ready to work]. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.hibiny.com/news/archive/46456> (accessed 08.08.2013).

THE HISTORY OF SHTOKMAN FIELD DEVELOPMENT

B.O. Shagdurov, B.B. Ochirov

Scientific advisor associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Shtokman field is one of the world's largest gas fields and is located in the Russian sector of the Barents Sea, 550 km from the coast. The field was discovered in 1981. Shtokman reserves are estimated at 3.9 trillion cubic metres of gas and about 56 million tons of gas condensate. The licence for the development of the field is held by Gazprom neft shelf. The department responsible for the development of offshore fields was established at Gazprom in 1993.

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ (доклады на английском и немецком языках)

The Government Commission for Energy approved the year 2016 as the year to begin production at the Shtokman field. It is planned that in the second quarter of 2016 the first Shtokman gas will enter the unified gas supply system in Russia. Shtokman gas will also be a resource base for the supply of gas along the Nord Stream pipeline to Western Europe and the production of Russian liquefied natural gas.

In 2008, in order to implement the Shtokman project, Gazprom, Total (France) and StatoilHydro (Norway) created the joint venture Shtokman Development AG. In the capital of the company, which will be the owner of the infrastructure of the first phase of the Shtokman project, 51% belongs to Gazprom, 25% to the French Total and 24% to the Norwegian Statoil. The company's head office is in Zug (Switzerland). There are branches in Moscow, Murmansk and the village of Teriberka in the Murmansk Region.

The first development phase of the Shtokman project will last for 25 years starting from time the field is put into operation. It will produce 23.7 billion cubic metres of gas, and will then be followed by a second phase with an estimated capacity of 47.4 billion cubic metres. During the third phase, the production volume will be 71.1 billion cubic metres of gas per year.

«If the project is not implemented, Russia will face a shortfall of more than 100 billion US dollars», - said the executive director of the project operator Shtokman Development AG, Alexei Zagorovsky. The investment decision will be made by shareholders in March 2012, when tax clarity is introduced. The President of Statoil in Russia Jan Helge Skogen believes that the project needs concessions on export duties and mineral extraction taxes. Sergei Shatalov, the Deputy Finance Minister of Russia believes that the tax regime for the Shtokman gas condensate field may be developed in a similar manner to the experience of the Yamal LNG project. «If we consider the Shtokman field, there should be something similar: tax breaks on MET (mineral extraction tax) and probably zero export duties on the gas that is produced^{1/4}», said Sergei Shatalov. The Russian Ministry of Finance will examine the feasibility study of the need for tax preferences.

In 2012, a Gazprom subsidiary - Gazprom Dobycha Shelf plans to begin the construction of coastal infrastructure for the Shtokman field in the village of Teriberka in the Murmansk Region. There are plans to build a port and an LNG plant. The coastal infrastructure facilities will be built by 2017. In order to accommodate staff at the operational stage of the project, a field camp will be built in Teriberka able to house up to 1000 people. At the time of construction the number of jobs in the Teriberka area will increase to 15,000-18,000. At the end of 2011, public hearings were held in Teriberka on the construction project and design documentation was approved by environmentalists and local residents. Several thousand specialists will be employed at the operation stage of the port and the LNG plant. Up to 13,000 people will be involved in the first phase of the development of the Shtokman field.

According to Gazprom materials, the Shtokman reserves economically justify the building of new infrastructure for the supply of «blue fuel» to the unified gas supply system of Russia and the construction of a liquefied natural gas (LNG) plant, as well as a tanker fleet to transport the LNG to export markets. According to Sovcomflot, the company which Gazprom agreed to work with on a logistics and tanker fleet configuration project, the Shtokman project may require 20 tankers worth a total of \$4 billion.

In developing the field, Shtokman Development AG is counting on international experience and innovative Russian solutions for work on the Arctic shelf. Given that the project term is more than 50 years, modern technology is being used for the construction of offshore facilities, in order to ensure that equipment works efficiently and can be

upgraded during the term of the project. In order to develop the field, the first semi-submersible drilling rigs, Polar Star and Northern Lights, have been constructed and delivered to the customer - Gazflot LLC. These sixth generation platforms are able to work in brash, first-year ice up to 0.7 m thick.

References

1. Kovalevskaya D., Mikhaylova O. Case Study: the Shtokman project. The Socio-Economic Capacity of the Murmansk Region in the Framework of the Development of the Shtokman Project. Swedish University of Sciences, Uppsala, 2011. 123 p.
2. Afanasyeva V. Supply chain of Shtokman field development project. *Høgskolen i Bodø*, 2010. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://hdl.handle.net/11250/140620>.

ASSESSMENT OF RESERVOIR TEMPERATURES OF TARYS AND CHOYGAN GEOTHERMAL SYSTEMS (EASTERN TUVA)

A.V. Shestakova

Scientific advisor associate professor N.V. Guseva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The territory of the eastern Tuva refers to the continuation of the Baikal seismogenic Rift Zone and has significant reserves of geothermal resources. These hydrotherms formed due to the numerous deep faults and the presence of faults in rocks. The thermal and sub-thermal springs manifest by the high temperatures and active depth heat and mass transfer in the bowels of the Eastern Tuva [3].

One of the interesting aspects of the geothermal system study is to determine the subsurface reservoir temperatures, as one of the factors in the groundwater formation. Geothermometers are the most important and universal geochemical tool for the evaluation of reservoir temperatures. The first geothermometers developed by Bodvarsson and Palmason in 1961 were exclusively empirical and based on the link between the silicon content and the contents of some the cations with the reservoir temperature [2]. Using geothermometers involves the establishment of the chemical equilibrium in the geothermal system between a mineral and fluid

In this regard, the aim is to study the thermal conditions of the geothermal system in the Eastern Tuva.

The study of thermal waters in the Baikal Rift Zone was conducted by Lomonosov I.S. (1974), Lisak S.V. (1976), Polyak B.G. (1992), Zaman L.V. (2000), Plyusnin A.M. (2000), Golubev V.A. (2007), Shvartsev S.L. (2015) et al. Badminov P.S., Orgilyanov A.I., Ganchimeg D. (2011) studied subsurface temperature in this territory. Rychkova K.M., Duchkov A.D., Lebedev V.I. and Kamensky I.L. etc. (2007, 2010) carried out the assessment of the heat flow in the Tyva region. In Polyak's works (1994) isotopic composition, heat, and mass transfer of fluids for the Baikal Rift Zone were recorded.

The thermal springs of natural spa complexes Choygan and Tarys were selected for the geothermometric evaluation of the Eastern Tuva geothermal system. Choygan is located in the East Sayan in the north-east of the Republic of Tyva on the border with Buryatia. This is a reservoir of carbonic cold and thermal waters. Groundwater is discharged in the form of springs with the temperature on the surface of up to 39 °C, but the deep water temperature is much higher.

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

Tarys sources are located on the border with Mongolia, in 300 kilometers southwest from Choygan in outskirts of the Prehubsugul's plateau, it is a province of nitrogen water. The water temperature in Tarys springs reaches 50 °C. The water is considered as medicinal and used by local residents.

Hydrothermal springs of Choygan and Tarys are the hydrothermal system belongs to the southwestern flank of the Baikal Rift Zone, which is formed by heating groundwater of the regional thermal field in the process of deep circulation. The formation of these sources is associated with areas of young volcanism in the Eastern Tuva and, probably, is controlled by a large single submeridional fault [1, 5]. According to the helium isotope, the heat flow rate is 68 mW/m² in Tarys and 84 mW/m² in Choygan [3].

Table

Reservoir temperatures in geothermal systems of Tarys and Choygan

Tarys				Choygan			
№ Spring	Measured T(°C)	Na-K-Ca Fournier and Truesdell (1973), °C	h, km	№ Spring	T(°C) on a surface	Na-K-Ca Fournier and Truesdell (1973), °C	h, km
1	48	118,1	4,3	1	22,6	116,6	3,5
2	43	117,0	4,3	6	29,5	113,8	3,4
3	45	119,3	4,4	7	23,8	115,0	3,4
4	47	112,9	4,2	8	25,3	99,9	3,0
5	47	120,2	4,4	9	27	112,3	3,3
6	48	113,3	4,2	10	30,2	118,0	3,5
7	47	105,4	3,9	11	31,5	118,9	3,5
8	45	120,6	4,4	12	38,5	116,0	3,5
9	30	111,9	4,1	13	36,8	118,4	3,5
10	21	81,7	3,0	15	24,9	98,6	2,9
11	20	90,1	3,3	16	27	108,3	3,2
15	46	119,2	4,4	17	22,4	83,7	2,5
16	25	109,4	4,0	19	30,9	91,5	2,7
17	34	120,5	4,4	26	20,2	83,7	2,5
18	43	92,1	3,4	27	21,4	82,0	2,4
20	32	74,9	2,8	31	27,4	103,7	3,1
21	30	106,2	3,9	32	26,6	107,7	3,2
22	36	121,2	4,5				
23	37	111,3	4,1				
<i>Average</i>	<i>38,1</i>	<i>108,7</i>	<i>4,0</i>		<i>27,4</i>	<i>105,2</i>	<i>3,1</i>

The results of the chemical composition analysis of 19 Tarys thermal springs and 17 Choygan springs were used [4, 6]. Based on these results and water saturation [4] the reservoir temperatures were calculated using Na-K-Ca geothermometers (Fournier and Truesdell, 1973): $T = 1647 / (\lg(\text{Na}/\text{K}) + \beta \lg(\text{Ca}^{0,5}/\text{Na}) + 2,24) - 273,15$, Na, K, Ca – concentrations are in mol/L, $\beta = 4/3$ for $t < 100$ °C.

Determination of the fluid formation depth was carried out by the formula: $h = T/\gamma$, γ – geothermic degree [1]. The geothermic degree for Tarys is 27,2 °C/km. Taking into account the heat flow rate in Tarys and Choygan, the average heat conduction of metamorphic and igneous rocks in the mountainous regions of Southern Siberia (2,5 W/ m °C), and for Choygan – 33,6 °C/km. The results of geothermometric are given in Table.

As can be seen from the Table, despite the fact that the measured temperature of the Tarys springs are higher than that of Choygan, their reservoir temperatures are close to each other and range from 75 to 121 °C and from 81 to 118 °C at Choygan (Figure). The range of the formation depth of Tarys thermal waters is from 2,8 km to 4,5 km, the average is 4 km. For Choygan, the average depth of water circulation is 1 km higher and ranged from 2,4 to 3,5 km. This implies that the Choygan thermal springs formed at a lower depth than Tarys springs at equal temperatures, due to the higher heat flow in Choygan.

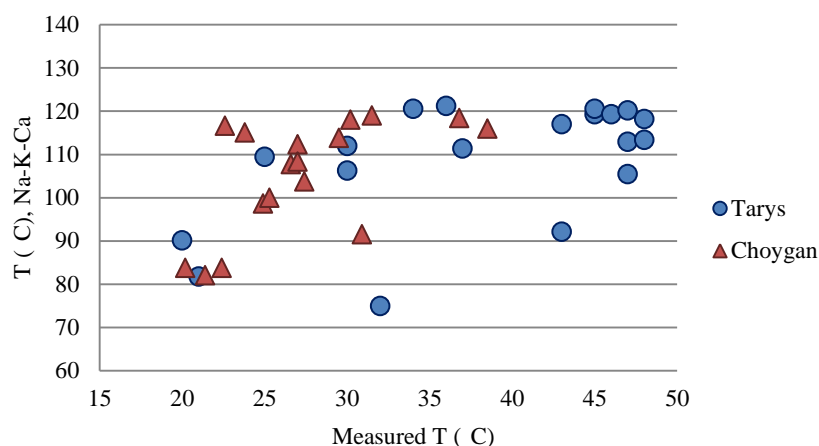


Fig. Graph of linking measured temperature at the discharge of springs and the reservoir temperature of Tarys and Choygan springs

Generally, the results of geothermometry showed that thermal waters of Tarys and Choygan have similar formation temperature. Groundwater reaches temperatures of 100 °C at the depth of at least 2,5 km due to heating of the percolating water on fractured rocks. Thus, the presence of a single deep fault, fracturing the surrounding rock and high geothermic degree of the region are the main factors for the thermal waters formation.

The research was supported by The Russian Foundation for Basic Research (Project No 16-35-00324).

References

1. Badminov P.S., Ganchimeg D., Orgilyanov A.I., Kryukov I.G., Oyuuntsetseg D. Evaluation of deep temperature of thermal springs Khangai and Eastern Sayan using hydrochemical geothermometers // Vestnic BSU. Chemistry, physics. – 2011. – Issue 3. – P. 90 – 94.
2. Chelnokov G. Interpretation of geothermal fluid compositions from Mendeleev volcano (Kunashir, Russia) // Report of the United Nations University GTP, Reykjavik. – 2004. – P. 57 – 82.
3. Duchkov A.D., Rychkova K.M., Lebedev V.I., I.L. Kamensky, Sokolova L.S. Assessment of heat flow of Tuva according to an isotope of helium in the thermal mineral springs // Geology and Geophysics. – 2010. – V. 51. – № 2. – P. 264 – 276.
4. Guseva N.V., Kopylova Yu.G., Khvashevskaya A.A. The study of thermal water saturation by secondary minerals (a natural spa complex Tarys, Tuva) // Modern problems of hydrogeology, engineering geology and Hydrogeoecology Eurasia: Proceedings of the international conference with the international participation with elements of scientific school. National Research Tomsk Polytechnic University. – Tomsk, 2015. – P. 400 – 404.

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

5. Kopylova Yu.G., Guseva N.V., Arakchaa K.D., et al. The chemical composition of the water springs of the natural spa complex Tarys (Eastern Tuva) // Resort base and the natural therapeutic areas of Tuva and adjacent regions. – 2015. – V. 2. – № 1–1. – P. 89-98.
6. Shestakova A. V. Investigation of natural mineral waters of Choigan complex (Eastern Tyva) // Problems of Geology and Subsurface Development: Proceedings of the 18th International Scientific Symposium of students, Tomsk, April 7 – 11, 2014. – Tomsk: TPU Publishing House. – 2014 – Vol. 2 – p. 797 – 798.

**PETROLEUM PRODUCTION IN THE ARCTIC:
COST-EFFECTIVE TECHNOLOGIES AND APPROACHES**

V.V. Vasilyev, S.G. Kulyshkina

Scientific advisor associate professor G.P. Pozdeeva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

According to the United States Geological Survey (USGS), the area of the Arctic Circle holds enormous reserves of hydrocarbons estimated at 90 billion barrels and could also contain up to 1,770 trillion cubic feet of natural gas. Five countries have claimed some of the resources – Russia, Canada, Denmark, Norway, and the USA. .

However, Arctic oil exploration and production is much more technically challenging compared to other environments [1], [5]. It is considered to be a high cost venture with many risks and facing numerous obstacles such as an extreme climate, a poor existing infrastructure, very long project lead times, more complex spill containment contingencies and competition from other sources of hydrocarbons. Despite these challenges, technological improvements are making Arctic oil more accessible, and though the oil price is not as high as it used to be, some countries have implemented approaches and technologies, which allow reducing the cost of Arctic oil production.

This paper describes the experience of different countries in applying enhanced oil recovery (EOR) technologies and implementing cost-effective approaches to petroleum production under the harsh climate and fragile environmental conditions of the Arctic.

Since exploration activities in the Arctic are connected with high costs and short operating time, Schlumberger is focusing on integrating techniques to prioritize exploitation targets. For instance, PetroMod petroleum system modelling software is used to assess basin potential by tracking hydrocarbon generation, maturation and accumulation. The results are presented as 3D geologic models that are fully scalable from regional to prospect scale. The experts believe that such modelling allows improving exploitation risk assessment in advance of field operations, and time and effort can be concentrated in the areas with greatest exploration potential, while avoiding the areas with lower chances for success.

As for the next stage of oil production, i.e. drilling operations, one of the improving measures is using casing while drilling (CWD) [1]. This technique employs well casing as a drillstring: the casing is equipped with a drill bit at the bottom rotated until the target depth is reached and then cemented. CWD allows drilling and setting casing through problematic zones in one operation with relatively low flow rates to avoid hole enlargement. The low flow rates, in their turn, make it possible to use lighter rig equipment reducing the minimum ice thickness required during rig moves, thereby lengthening the winter-season operating time.

Since well cementing in the Arctic area is particularly challenging, Schlumberger developed ARCTICSET, the cement designed for low-temperature operations across

permafrost zones. this cement is of specific composition, which implies low heat of hydration and makes heat release in cement setting minimal.

British Petroleum has operated in the US Arctic for several decades and develop nine onshore fields on Alaska's North Slope. Over this time, the company successfully implemented a number of innovative technologies. The case in point is Bright Water, which is a microscopic, thermally-activated particle based on a BP concept [2]. It expands deep in the reservoir, diverting injection water into poorly swept areas of the reservoir, thereby increasing oil recovery. BP has deployed Bright Water in more than 14 wells Arctic-wide - at an average cost of 6 dollars a barrel.

Another development is LoSal EOR, which is a BP breakthrough low salinity waterflooding technology that increases oil recovery compared to conventional seawater flooding. The world's first deployment of LoSal EOR will be at Clair Ridge in the North Sea - at a development cost of 3 dollars a barrel. There are additional benefits with the use of low salinity water, such as reduced risks of reservoir souring.

A new polymer EOR project planned by BP for Quad 204 in the North Arctic follows a different low-cost approach. Whilst the operating costs of adding polymers to injection water are not immaterial, the project requires only limited capital expenditure and is expected to give significant improvement to reservoir sweep and oil recovery.

Gazprom's operating concept for the Russian shelf implies a comprehensive approach to the pre-development of the fields in the Barents, Kara and Pechora Seas and the Sea of Okhotsk [2]. This approach implies the development of groups of closely located fields, which allows optimizing costs and creating conditions for the simultaneous development of large and relatively small offshore fields. For instance, the Prirazlomnoye and Dolginskoye oil fields in the Pechora Sea are scheduled for joint development.

The above-given overview shows that it is not only EOR that can significantly improve the petroleum production and reduce relevant costs. Different companies apply various methods and approaches to enhance their operations within different sectors of petroleum industry (exploration, recovery, refinery, transportation, etc.). Currently, when the global petroleum market is not stable and there are peaks and troughs in oil prices, the adequate way to make petroleum production cost effective is to implement a complex of measures relevant to all three petroleum production component- upstream, midstream, and downstream.

References

1. Bishop A., Bremner Ch., Laake A. et al. Petroleum Potential of the Arctic: Challenges and Solutions. *Oilfield Review*, Winter 2010/2011: 22, no. 4, pp. 36– 49.
2. BP and Sustainability. The Arctic [Electronic resource]. BP official website, URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/sustainability/our-activities/the-arctic.html> (Accessed 03.09.2016).
3. Fairhurst T.H., Griffiths W. *Oil Palm: Best Management Practices for Yield Intensification*. IPNI, 2014. 162 p.
4. Gazprom's Prirazlomnoye Oilfield [Electronic resource]. Gazprom official website, URL: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/deposits/pnm> (Accessed: 05.09.2016).
5. Lindholt L., Glomsrød S. The Arctic: No big bonanza for the global petroleum industry. *Energy Economics*, 2012, no. 33, 5, pp. 1465–1474.

**HUMANS UNDER THE CONDITIONS OF AUTONOMOUS EXISTENCE
IN THE ARCTIC**

M.K. Zhetpisbayeva, M. Almatkyzy

Scientific advisor associate professor D.A. Terre

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The person can appear under the conditions of autonomous existence in the Arctic owing to various circumstances. The history of polar navigation knows many cases when people remained in private with the Arctic after the loss of the ship, jammed by ices. The dramatic events happened to be in the life of "Zhanetta" and "Saint Anne", "Oat-flakes" and "Karluk" crews are among the most well-known. The name of the icebreaking steamship "Chelyuskin" is associated with a heroic behavior of the Russian people. On February 13, 1934 the ship jammed by ices in the Chukchi Sea sank, and there were a hundred and two people left among open spaces covered by ice.

The polar explorers headed by famous Russian scientist O.Yu. Schmidt organized the camp on the drifting ice. Only on April 13 the last members of Chelyuskin steamship - V.I. Voronin, a captain, and E.T. Krenkel, a radio operator, were evacuated from the camp.

Wherever people who suffer from different disasters occur - among ice in the high-altitude regions of the Arctic or in the snow-covered tundra, that is extremely low temperature that they have to contend with from the first minute [1]. The efforts to resist frost, the impact of low temperatures on an organism are the most important issues of autonomous existence of a person in the Arctic. The warmer the clothes are, the longer a person can sustain polar freezing temperatures. For this reason, Arctic clothes are made of the materials characterized by low heat conductivity and high air permeability. There is a direct dependence of time during which the human body keeps thermal comfort, on the value of ambient temperature and the heat-insulating properties of clothes. For example, the person dressed in flight overalls at a temperature of minus 5 ° will feel thermal comfort no more than half an hour. It takes the same amount of time, if the person is dressed in woolen underwear and a wadded jacket while the external temperature is minus 30 ° or he wears woolen underwear, a woolen sweater and a fur jacket with trousers at a temperature of minus 50 °. If a jacket is covered with a water-windproof fabric and supplied with a warm pad, the person will begin to freeze in 45-60 minutes. Thus, even the warmest clothes can provide positive thermal balance at negative temperatures of external environment over only a strictly limited period. Sooner or later heat loss will exceed heat production, and human organism will begin to freeze.

The people in distress should find shelter from rough weather, for the construction of which the most ideal building material is snow being at their disposal. It is easy to saw, and cut. It is possible for snow blocks to give any form without efforts, and to change the sizes "on the run".

The snow blocks do not slide because of their being sticky and, attached one to another, form a single monolith in 5-10 minutes. Furthermore, the main thing about the snow is that it is an excellent heat insulator because of the high content of the air (to 90%), filling the space between snow crystals. Thickness of snow cover in the Arctic is usually insignificant, only 25-90 cm. However, snow masses, moving under the influence of wind, form snow banks which occasionally may be one-two meters high. Their density is quite often so high that these barriers can withstand the weight of a track-laying tractor .

As a consequence, air temperature in snow shelters is usually by 15-20° lower than the air temperature outside. Moreover, as a result of short-term heating (3-4 hours) by a

stearin candle or tablets of dry fuel the air temperature in a snow cave was risen to 0°, and to minus 3° in an igloo, while the temperature outside reached only 18 - 27° below zero.

The experience has shown that an Eskimoan hut (igloo) is probably the most ideal snow shelter. For many centuries the igloo has served as the only winter dwelling of continental Eskimos. Knud Rasmussen who studied the life of Eskimos along the Great sledding path from the coast of Hudson Bay to Alaska for many years, wrote that sometimes these snow houses represented the real architectural complexes. "About twelve people could accommodate easily for the night in the main construction. This part of the snow house changed into a high portal, like the hall where people cleaned snow off before entering the living space. One more spacious light construction where two families settled was attached to the other side of the main house. We had enough fat, and there were about seven-eight lamps lit at a time; therefore, it was so warm inside these walls composed of white snow blocks that people could take pleasure from being scantily dressed" (Rasmussen, 1958) [2].

The person living under the conditions of autonomous existence is surely not interested in an excessive décor of his dwelling, but the constructed igloo will reliably protect him from wind and cold. There is a set of recommendations on the dimensions of an igloo, the optimal size of snow bricks as well as the equipment inside the house.

First of all, it is necessary to find an even site with dense, deep, not less than a meter, snow cover. Then by means of a rope to ends of which a peg is attached, a circle is drawn. This line will indicate the position of the first row of snow bricks. The diameter of a circle for the igloo will be chosen depending on the number of future inhabitants: it is 2,4 m for one person, 2,7 m if there are two people, and 3 m or 3,6 m – for three and four people respectively. The polar researchers, who have experienced the reliability of Eskimoan igloo, recommend cutting blocks which are 50 - 90 cm long, 40 - 50 cm wide, 10 cm thick [3].

If snow is insufficiently dense, it is possible to increase thickness of the block to 20 cm (Berman, 1963). Such a block weighs 20-40 kg depending on its size and density of snow. To move the block, it is cut into two parts which are 5-7 cm, and then, having put the tool under the basis, shake the block by easy movements.

For removal of breathing products and wastes of fatty lamp, candle and dry fuel burning there is an air vent in a dome. Opposite the entrance there is a sleeping bench composed of snow blocks which are 50 - 70 cm high. It is usually covered with tarpaulin, parachute fabric or an inflated lifeboat laid upside down.

The inflatable liferaft which is included in the emergency package of many aircrafts can be a reliable shelter which hardly ever requires great physical efforts when being built. It is possible to increase the temperature inside the raft from minus 20° to 1° above zero using such means of heating as 2 stearin candles when it is 25° below zero outside.

The temperature inside the raft can increase if a layer of snow blocks insulates the raft from the effect of cold air coming outside. For heating, cooking, thawing of snow and boiling of water people may use various means such stearin candles and tablets of dry alcohol, fat of hunted seals, walruses, polar bears, dwarfish trees; peat turf; dry grass; driftwood (trunks and large branches of trees which were cast ashore). The peat turf is previously cut in small briquettes and dried, and the dry grass is tied in bunches.

The fat-burning lamp is the most convenient for heating a small shelter. Its design is simple. At the bottom of a can there is an opening through which a wick made from the strip of a bandage, a handkerchief or other fabric which is previously moistened or rubbed

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

with fat is lowered down. The slices of fat are placed at the bottom of a can, and melting fat flows down keeping the fire burning.

Thus, in case of autonomous existence in the Arctic a person must make a rational use of everything that the nature and the surrounding environment provide him to his advantage. To survive in a rough climate a person must be physically fit and possess analytical skills as well as be ready to make decisions independently and be emotionally stable.

References

1. KEPL People under the conditions of autonomous existence [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://kell.ru/materialy_k_uroku/avtonomnoe_prebyvanie_cheloveka_v_prirodnoy_srede
2. The Arctic (2012) Population [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ru.arctic.ru/population/>
3. Volovich V.G. (2010) Person under extreme conditions of environment [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kombat.com.ua/vol/vol7.html>.

HISTORY OF DRIFTING STATIONS

D. A. Vanyashin

Scientific advisor associate professor G.P. Pozdeeva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

A drifting station is a scientific research station on a drifting ice floe in deep-water parts of the Arctic Ocean [1].

Stations conduct comprehensive, year-round research in oceanography, glaciology (ice physics and dynamics), meteorology, aerology, geophysics (ionospheric and magnetic field observations), hydrochemistry, hydrophysics and marine biology.

A drift station is a term used to describe a temporary or semi-permanent facility built on an ice floe. During the Cold War the Soviet Union and the United States maintained a number of stations in the Arctic Ocean for research and espionage, the latter of which were often little more than quickly constructed shacks [2].

Norwegian polar explorer Fridtjof Nansen was the first to come up with the idea of establishing research stations on drifting ice floes in the central Arctic after returning from his famous expedition (1893-1896) when the first drift was carried out on board the Fram ship frozen in heavy packed ice.

Canadian polar explorer Vilhjalmur Stefansson made the first attempt to set up a drifting station. In March 1918, an expedition led by Starker Storkerson camped on an ice floe with an area of over 400 sq km several hundred miles from Alaska. During the drift, the polar explorers conducted hydrological and meteorological observations. In November, the expedition safely returned to the mainland.

In the Soviet Union, the idea of setting up a station near the North Pole was advocated by Academy of Sciences Member Otto Schmidt and Professor Vladimir Wiese (Vize), who embraced and developed Nansen's ideas.

The first plan of establishing a polar research station, proposed by Vize, was considered back in 1929. However, no practical steps were taken in this area until 1935. On May 1, 1937, airplanes of a high-latitude air expedition landed on an ice floe near the geographical North Pole, delivering the station team and supplies.

A remarkable expedition was accomplished by the USSR just prior to the start of World War II, led by political officer Ivan Papanin. From a starting base on Rudolf Island in Frantz Josef Land, an aircraft expedition was deployed to the North Pole and a research camp established on the drifting ice in the vicinity of the pole. For communications, a radio beacon was installed, and for resupply, a landing strip was prepared.

On February 1, 1938, the first polar drifting station “North Pole – 1” of the Soviet Union, while adrift by the shores of Greenland, suffered a major storm. The wind accelerating to 150 kilometers per hour caused the entire ice block the station was based on to crack into small pieces. The people were left on a chunk barely 30 by 50 meters big, while their food and other belongings were swept away on another chunk of the block. Fortunately for the scientists, the radio transmitter stayed unbroken, which literally saved their lives, as they were able to call for help in time [4].

Though the general exploration of the north started as early as the late 18th Century, the serious step-by-step scientific reclamation of the Arctic only began in the 1920s. To learn more about the northern regions, polar stations, as well as sea and aviation ports, had been established on the shores of all northern seas. However, the most daring step was to set up a station which would actually be able to surf all the way to the North. This plan was put into operation by establishing, in 1937, the first drifting North Pole station, headed by the legendary Soviet scientist and explorer Ivan Papanin.

Before the expedition, from February 19 through 25 of 1937, Papanin organized a training course for his crew of three people, aiming to adjust them to the harsh conditions of the polar existence, as it required not only the exceptional health but a sufficient amount of stamina. The crew lived in a tent in one of the snow-clad fields in the Moscow region, drank water melted from the snow, and only fed on the polar ration. Later, the training base moved up north to the Franz Josef Land Archipelago, 900 kilometers from the North Pole.

After a thorough training course on May 21, 1937, the plane lifted Papanin’s four, also carrying tons of scientific equipment and food supplies. They even took Papanin’s private stamp he used to label his letters to Moscow and the crew’s favorite dog Cheerful.

The ice block Papanin’s crew landed on was, according to Papanin himself, “three-meters thick, drifting above five kilometers of water.” The ice block was three by five kilometers large and housed a tent, storage space, workshops, radio antennas, and a weather booth. The group’s major task was to observe the weather conditions. They worked 16 hours a day, simultaneously studying and keeping diaries. Papanin himself jazzed up his academic work by cooking meals for the rest of the crew.

Before the disaster cut into the group’s schedule, that is, from June 1937 till February, Papanin’s squad spent 274 days adrift, having traveled a total of 2500 kilometers. After the disaster occurred, and though the tiny ice block they were on could be squashed between the other bigger blocks at any moment, Papanin’s squad, left without any supplies, still tried to carry on working as they waited for the help to come.

The scientists were rescued on the fourteenth day of the drift by the “Taimyr” and “Murman” patrol vessels, with an icebreaker and a zeppelin also rushing to the site. On February 21, 1938, Papanin’s squad set their feet on board the Yermak icebreaker.

The scientists were greeted in Moscow as heroes, making the headlines of every paper, while playing “The Papanin Squad” became one of the favorite amusements among young boys.

The North Pole -1 station opened a new chapter in Arctic exploration, giving way to setting up more elaborate stations, which even to this day contribute to the exploration of the Arctic.

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

On average, 600-650 ocean depth measurements are taken, 3,500-3,900 meteorological observations are made, 600-650 pilot balloons carrying radio sensors are launched, and 1,200-1,300 seawater temperature measurements and samples are taken for chemical analysis at the station each year. Magnetic, ionospheric, glacial and other observations are also conducted. Regular determination of the ice floe's astronomical coordinates provides data on the direction and speed of its drift.

Important physical and geographical discoveries were made during the expedition as valuable conclusions were made regarding the patterns and interconnection of processes in the polar region of the earth's water area and atmosphere.

Unknown to the west at the time, a second Soviet drifting station "North Pole-2" was organized and deployed in 1950. Observations carried out during its drift showed that continuation of the study was needed. After 1954, Soviet field work on the drifting ice became regular - every year one, two, or sometimes even four ice camps operated in the Arctic Ocean [3].

Arctic studies over several decades were aimed at understanding of regularities of natural processes and how to forecast them. The drifting ice stations collected fundamental observational data. These operations continued until 1991 when the station "North Pole-31" terminated. During the period 1937-1991, 88 polar crews occupied the ice floes for a total of 29,726 drift days, while drifting a distance of 169,654 km. The research program of the "North Pole" drifting stations is unequalled in the 20th century by duration, variety of observational material, importance of scientific discoveries, and number of resolved problems.

In March 2003, the government decided to resume research programs on Polar drifting stations. On April 25, 2003, the first Russian drifting station, North Pole-32, opened. Drifting stations have been operating regularly ever since.

In the post-Soviet era, Russian exploration of the Arctic by drifting ice stations was suspended for twelve years. The year 2003 was notable for Russia's return into the Arctic. As of 2006, three "NP" stations had carried out scientific measurements and research since then: "NP-32" through "NP-34" The latter was closed on May 25, 2006.

"NP-35" started operations on September 21, 2007 at the point 81°26'N 103°30'E, when flags of Russia and Saint Petersburg were raised there. 22 scientists, led by A.A.Visnevsky are working on the ice floe. Establishment of the station was the third stage of the Arktika 2007 expedition. An appropriate ice floe was searched for from Akademik Fedorov research vessel, accompanied by nuclear icebreaker Russia, using MI-8 helicopters, for a week, until an ice floe with an area of 16 square kilometers was found. The ice has since shrunk significantly, however, and the station is now being abandoned ahead of schedule.

References

1. Drifting station [Electronic resource] <http://encyclopedia2.thefreedictionary.com/drift+station/>, free, reference date 17.05.2016.
2. History of drifting station [Electronic resource] https://en.wikipedia.org/wiki/Drifting_ice_station, free, reference date 17.05.2016.
3. History of drifting station [Electronic resource] <http://arctic.ru/news/20151218/261584.html>, free, reference date 17.05.2016.
4. On this day: Russia in a click [Electronic resource] <http://russiapedia.rt.com/on-this-day/february-1>, free, reference date 17.05.2016.

EVALUATION OF SOIL-PIPE INTERACTION OF UNDERWATER
PIPELINES IN SOFT SOILS

P. Burkov^{1,2}, V. Matvienko¹, V. Burkov¹, S. Burkova¹

¹ *National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia*

² *Tomsk State University of Architecture and Building, Tomsk, Russia*

Abstract. The paper presents a comprehensive approach to the uniting of models implemented in application-oriented packages. Research findings can be used to design the main pipeline. The modeling and analysis of the stress-strain state of the soil-pipe interaction system are presented herein. This paper analyzes the stress-strain state of the pipeline wall using the ANSYS software package. After the creation of the pipeline solid model, the stress analysis is carried out for all loads calculated at the design stage. The calculation results show that the stress-strain state of the pipeline depends on the depth of its location.

1. Introduction

The oil production in Russia will be gained due to the field development in the Northwestern Federal District, Siberian Federal District, and Far Eastern Federal District. The remoteness of natural gas consumers from these Districts stimulates the development of pipeline transportation. A long range of pipelines and climatic and geological conditions result in toughening up the requirements for their reliability and lifetime improvement.

Giant oil-gas condensate fields that have been discovered for the past few years in northern and central parts of the Caspian Sea are very promising in the light of onshore field depletion and increasing the demand for petroleum. 19% of the Caspian Sea shoreland, i.e. approx. 4,1 billion tons of oil equivalent belong to the Russian Federation [1]. In the opinion of some experts, one third of the world hydrocarbon reserves falls on deposits in the Caspian Sea.

A host of deposits discovered in the Caspian Sea is located on the sea shelf. The oil extraction in the sea shelf is 2-3 times more expensive than onshore extraction owing to the high-technologies and more efficient equipment required for the development of underwater oil-gas deposits. In northern shallow-water area of the Caspian Sea that belongs to Russia, the oil extraction is more convenient and expedient than in its depth [2]. However, the following reasons complicate the oil-gas development in this area:

1. The northern shallow-water area (not deeper than 20 m) is strongly contaminated with oil products due to the pipeline buckling in soft soil.
2. In winter, this area experiences the complicated ice conditions that results in damage of the unprotected equipment and underwater pipelines.
3. The recent years have seen a lot of accidents connected with the dense traffic that results in damages of unburied pipelines.

Consequently, in the Caspian Sea it is impossible to lay pipelines on the seabed and advisable to lay them inside trenches. The current regulatory documents do not contain an explicit design technique of laying underwater pipelines in soft soils. A strength testing methodology of water-deposited soil is not provided as well as its load-bearing capacity in relation to underwater pipelines.

This paper mainly focuses on the analysis of the stress-strain state of offshore pipelines laid in water-deposited soil to select the optimum parameters of pipeline trenching.

Bottom soil erosion is caused by the hydrodynamic effect. Bottom flows can be constant, tidal and other, depending on the flow rate and direction and the quality of the

given soil. Bottom flows can result in the bed movement that, in turn, leads to the formation of cavities, hoppers, channels, and hollows. Underwater soil erosion facilitates the pipeline uncovering and washes away the soil from under the pipes. Cavities rapidly propagate along the pipes resulting in the space formation of considerable length [2]. These processes involve changes in the stress-strain state of the pipeline in its local areas, particularly, at its ends and centre mostly subjected to horizontal and vertical buckling. The stress-strain state of the pipeline buckled section is affected by ballasting, flow rate, temperature, and pressure [3-7]. Presently, the normal buckling forces cannot be determined theoretically and, thus, are obtained experimentally. The uniform load distribution along the pipeline, vertical and upward, is determined by multiplying the normal force value by the outer diameter of the pipe casing. Shear buckling forces result from the soil loads occurring nearby the lateral sides of the pipeline and are tangentially directed to the surface contacting with the freezing soil. Modification of the pipeline geometry due to its long-term operation in soft soils affects its stress-strain state. Therefore, a complete analysis of the stress-strain state is required allowing for the physical and geometrical non-linearity of the soil-pipe interaction system.

2. Results and discussion

The strength analysis of the pipeline buckling is carried out using the ANSYS finite element program to ascertain the maximum allowable stresses in the pipe wall and the range of numerical characteristics of the deformation processes. ANSYS 15.0 CAD Support is used to investigate the stress-strain state. This is a universal software system of finite-element method (FEM) analysis that has proven itself as reliable tool of solving a wide spectrum of engineering problems. ANSYS 15.0 CAD Support provides the use of the partial differential equation system for computing the flow rates and water temperatures; hydrostatic and heat flows, and characteristic equations. ANSYS 15.0 CAD Support allows the user to create 3D model of the undercurrent structure, which is approximated to the real conditions and assists in the simulation of different effects exerted on the pipelines and bottom soils. The seabed is assumed to be soft, the soil is loamy. The finite element model provides for placing weights or concrete for pipelines ballasting, pipe depth, foundation soil, backfill soil, and buckling forces. In general, the design model of the underwater pipeline should include the following:

- evaluation of the bearing capacity of soft soils;
- selection of the optimum design parameters of the pipeline stability [8].

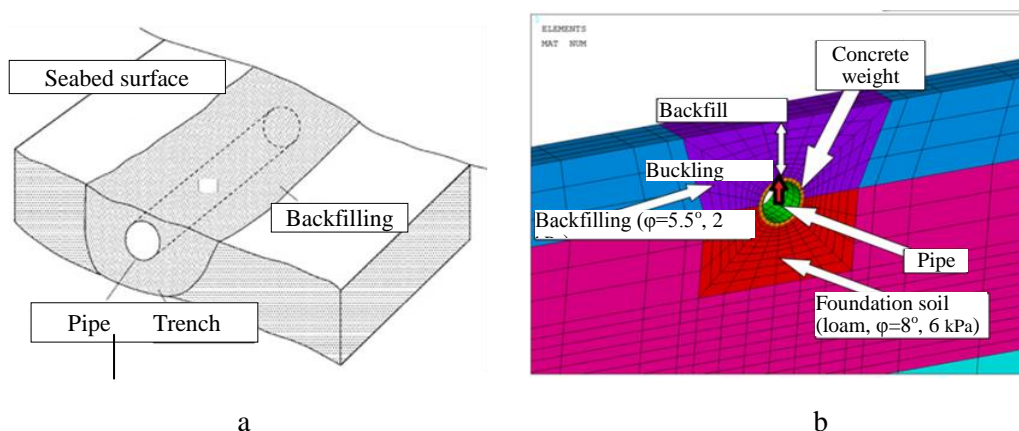


Figure 1. FEM mesh geometry of buried pipeline: a – burying; b – burying implementation

Design characteristics of the pipeline include: 1067 mm diameter; 19,2 mm wall thickness; 1 m length; 100 mm thickness of concrete coating; 1 m backfill height; 0,9 m

height of ground bed; 1,52 m width of foundation area; 30° slope angle of foundation. Using these parameters, the pipeline FEM is created as shown in Figure 1.

Figure 2 demonstrates von Mises stresses occurred in buckling areas of the pipeline and obtained using ANSYS 15.0 software. The different colours denote different stresses, the scale at the bottom of Figure 2 indicates the stress/colour ratio. The highest stress is observed at the bending point.

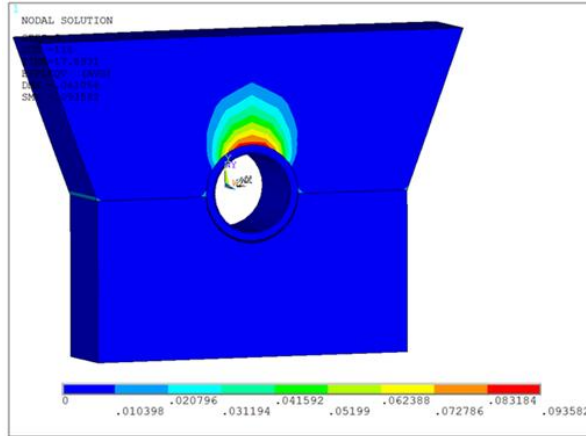


Figure 2. Von Mises stress in backfill soil

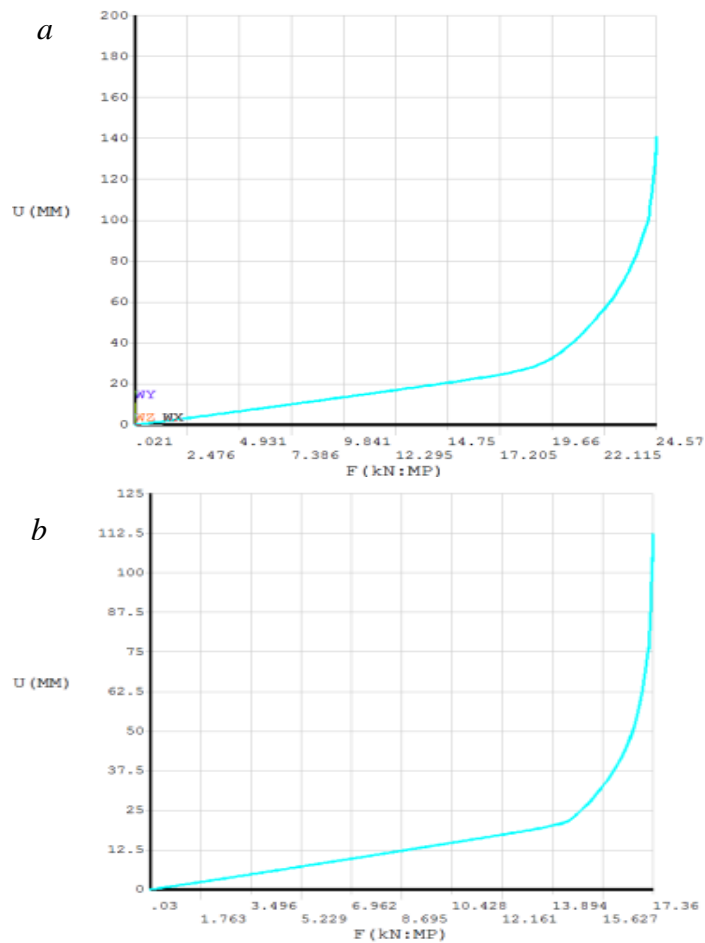


Figure 3. Dependences between vertical buckling and the load from 1 lin. m of pipeline for different backfilling heights: a – 1.5 m; b – 0.5 m

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

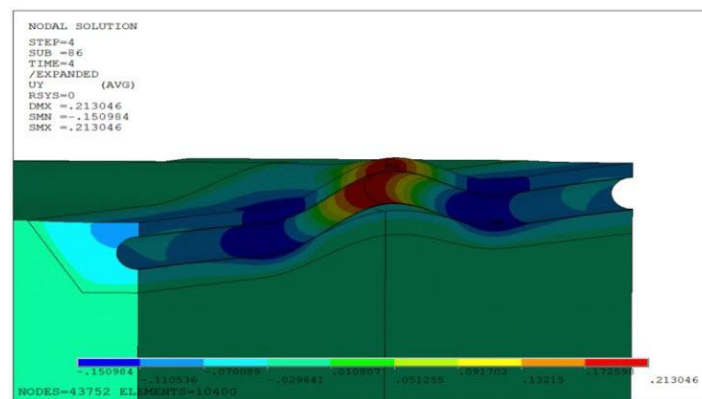
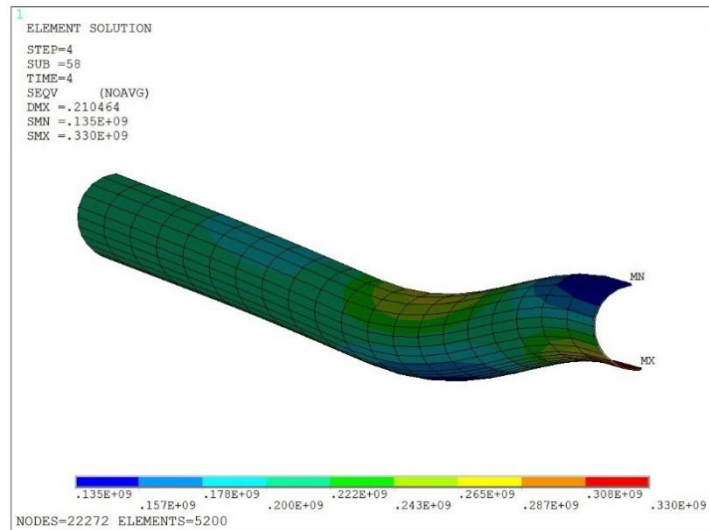
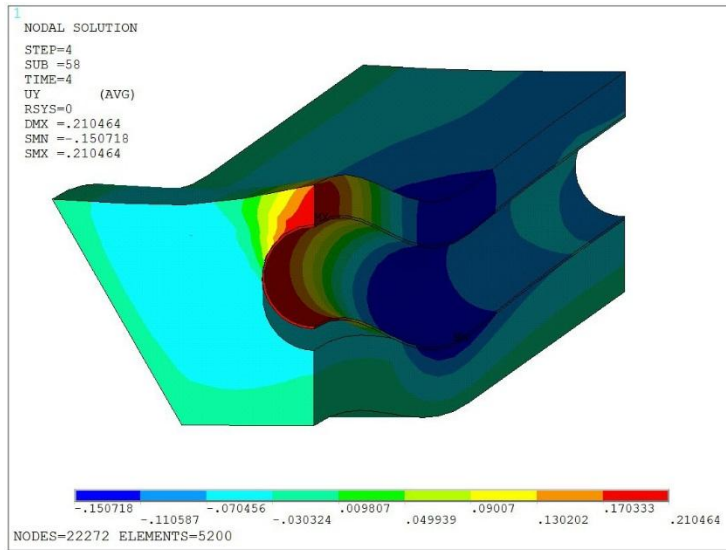


Figure 4. Equivalent stresses: a – in soil; b – in pipeline; c – in buckled pipeline

Table 1. The values of pipeline buckling depending on the backfilling height at 60o temperature and 1 m level differences

Height of backfill, m	Level difference, m	Max von Mises stress, MPa	Buckling due to dead load, m	Vertical buckling due to temperature load, m	Vertical buckling due transportation, m	Total buckling, m
0,25	1	370	-0,0630	0,2107	0,3171	0,5278
0,5	1	327	-0,0751	0,1024	0,1700	0,2724
0,75	1	290	-0,0868	0,0633	0,0778	0,1411
1	1	272	-0,0980	0,0545	0,0342	0,0868
1,25	1	267	-0,1088	0,0521	0,0228	0,0749
1,5	1	266	-0,1193	0,0505	0,0202	0,0707

3. Conclusions

The evaluation of stresses induced by the pipeline buckling and the properties of soft soils showed the relevance of the soil-pipe interaction modeling and the mathematical formalization of this problem. As a result of these investigations, the design model of the soil was suggested and the boundary conditions of this problem were determined. Numerical modeling of the stress-strain state of underwater pipelines during their interaction with the surrounding bottom soils allowed selecting the optimum parameters of the soil-pipe system stability. Thus, the following conclusions have been drawn:

Stresses occurred at the pipeline buckling achieved values close to the yield stress of steel, thereby resulting in degradation of its reliability.

The stress value varied throughout the pipe length. The pipeline sections adjacent to the solid ground were characterized by a higher stress level.

The modified conditions of the soil-pipe interaction system complicated the deformation processes in the pipeline. Therefore, more detailed investigations of the stress-strain state are required with the account for mechanical-and-physical properties of soils.

References

1. Mikhailitsyna Yu V 2003 The problem of oil transportation. *Ekonomicheskii zhurnal* 2 pp 35–40. (in Russian).
2. DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems. DNV, August 2012. 367 p.
3. Pavlyuchenko E I 2011 Problems and strategy of preservation, reconstructions, and efficient use of oil-gas potential. *Herald of DSTU* .35 vol 8 №2 pp 27-31 (in Russian)
4. Chumakov M M 2013 Modeling of bottom soil erosion in the area of large ice bodies. *Ekonomicheskii zhurnal*. 3 pp 125–132. (in Russian).
5. Butov V G, Nikulchikov V K, Nikulchikov A V and Yashchuk A A 2016 Study of the stress-strain behavior and strength characteristics of sealer devices for oil-trunk pipelines. Proc. 16th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM. (Albena, Bulgaria: SGEM).
6. Antropova N A, Krets V G, Luk'Yanov V G and Baranova AV 2015 Reliability assessment of tunneling flow charts Proc. IOP Conf. (Bristol: IOP Publishing Ltd, Series: Earth and Environmental Science vol 24) p. 012019.

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ
(доклады на английском и немецком языках)

7. Burkov P. V, Burkova S. P., Samigullin V. D. 2016 Computer Simulation of Stress-Strain State of Oil Gathering Pipeline Designed for Ugut Field // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Vol. 125: Materials Treatment: Current Problems and Solutions. — [012037, 7 p.].
8. Khalfin I Sh 1990 Wave effect on marine pipelines (Moscow: Nedra) 310 p (in Russian).

ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ ПО ТЕМЕ: «ЗЕМЛЯ САННИКОВА. БЫЛА ЛИ ОНА?»

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО

Бориса Смолина, члена Всероссийского клуба «Приключения» (г. Москва), выпускника Томского политехнического института, участника лыжного перехода через Гренландию и восхождения интегрированной команды здоровых и инвалидов на пик Мак-Кинли (6194 м). Указом Президента РФ "За заслуги в подготовке и проведении первого российского лыжного перехода через Гренландию" награжден Орденом Дружбы. Вместе с М. Шпаро впервые в истории дошел на лыжах до Северного полюса полярной ночью.



Борис Сомлин

Рад приветствовать участников конференции «Арктика и ее освоение».

Мне не раз говорили, что люди не созданы, чтобы выживать в Арктике, что это чужой, враждебный мир. Что Арктика стремится отсановить все, что движется: замораживает воду, чтобы задержать ее бег к океану, высасывает соки из деревьев и с особенной яростью ломает упорство человека.

Но во все времена были те, кто действовал вопреки. Я верю, что среди вас тоже есть бунтари. Кто на категорическое «невозможно», скажет: «Я попробую». Кто среди белого безмолвия сумеет разглядеть изумрудные торосы, услышит, как дышит Ледовитый океан и поймет игры слепых сил природы.

Арктика собирает в фокус все лучшее в человеке. Сюда стоит приехать, чтобы победить свои слабости. Чтобы вернувшись домой, острее почувствовать запахи травы, вкус жизни.

Сегодня, как никогда, актуален лозунг: «Кто владеет Арктикой – тот владеет миром». Экономический и природный ресурс этого региона поистине безграничен. И вам, - молодым и дерзким, осваивать этот край. Берите смело курс на север!

Ваш земляк, сибиряк, Борис Смолин

ЗЕМЛЯ САННИКОВА. БЫЛА ЛИ ОНА?

**И.Д. Смилевец, член Союза писателей России,
участник экспедиций в Арктику и Антарктику
г. Энгельс, Саратовская область, Россия**

КРАТКАЯ СПРАВКА

Смилевец Игорь Демьянович (Саратовская область, г. Энгельс), участник походов по Крайнему Северу, островам Северного Ледовитого океана в составе сборной России, экстремальных экспедиций на Северный и Южный полюса, в т.ч. парашютно-лыжной экспедиции на Северный полюс, лыжной автономной экспедиции на Северный полюс, ходовых испытаний вездеходов в Карском море. Зам. руководителя Международной комплексной экспедиции в Антарктиду (5 мировых рекордов и 4 рекорда Гиннеса). На пневмовездеходах собственной конструкции достигнут Южный полюс и поднят флаг России. Зам. руководителя кругосветной экспедиции «Полярное кольцо» (от г. Салехарда до Чукотки). Автор книг: «Имя миру Антарктида», «Дороги к белым горизонтам», «Дорогами Полярного кольца», «Записки полярного доктора» и др.



И.Д. Смилевец

Версия первая. Земли Санникова – не ледяные острова.

Из книг, дневников, отчетов и рассказов многих полярных путешественников мы знаем, что землю или какие-то объекты в Арктике можно увидеть на значительном расстоянии.

Как примеры.

Вот что пишет М.М. Геденштром (1830 г.), руководивший экспедицией 1809-1811 гг., которая исследовала район к востоку от устья реки Лены: «Весною вообще все предметы на море чрезвычайно далеко видны. В то время когда поверхность снега начинает несколько таять, с материкового берега Сибири через все море – 450 вёрст (480 км) – видны иногда бывают деревянные горы на Новой Сибири, которые только вышиною 30 сажень (64 метра). Чему сие приписать? Или особенному преломлению лучей, выходящему из известных правил, или большей сплюснутости земли с приближением к полюсу».

В качестве примера хорошей видимости можно привести еще то, что с мыса Якан иногда видны горы острова Врангеля на расстоянии 160 км. Об этом писали и гидрограф Г.А. Сарычев после экспедиций 1785-1793 гг. под началом Джозефа Биллинга, и Ф.П. Врангель (1841 г.) после экспедиций 1820-1824 гг., а также есть немало очевидцев среди наших современников.

И таких примеров можно привести множество. Но мы начали издалека. А что же все-таки видел промышленник, активнейший участник экспедиций М.М. Геденштрома Яков Санников в 1810 и 1811 гг.?

Мнения самые различные: это острова из ископаемого льда, размытые морем подобно островам Диомиды, Васильевскому и Семеновскому; дрейфующие ледяные острова; миражи; торосы; стамухи; испарения над полыней; острова Де-Лонга. Пожалуй, ни одну из версий отбросить сразу нельзя как несостоятельную. Но все-таки большего доверия заслуживают те предположения, которые основываются на проработке первоисточников и автор которых обладают хоть каким-то полярным опытом. Только здравого смысла и логики здесь недостаточно.

Из воспоминаний Сергея Аркадьевича Кесселя – известного почетного полярника: «С острова Жохова нам не раз доводилось наблюдать расположенный в сорока



Земли Санникова и Толля

двух километрах к юго-западу от него островок Вильницкого, а сфотографировать удалось лишь один раз – в конце мая 1985 года, так как обычно испарения из полыни ненадолго приоткрывают свою завесу».

Чтобы дать ответ на вопрос о том, что видели Санников и другие полярные исследователи, необходимо иметь, по крайней мере, минимум возможно точных исходных данных: 1) места, откуда велись наблюдения; 2) азимут наблюдаемых объектов; 3) условия видимости; 4) время наблюдения; 5) высота наблюдения над уровнем моря; 6) высота объекта наблюдения; 7) опыт исследования и степень доверия к нему.

Далее будем вести речь только о землях Санникова. Я подчеркиваю – землях, а не об одной земле, как это часто представляют, ибо в отчетах руководителя

экспедиции, в которой участвовал Яков Санников, М.М. Геденштрома и геодезиста П. Пшеницына (1822 г.), а немного позже у Ф.П. Врангеля (1841 г.) мы можем увидеть на картах и прочесть местонахождение не одной, а трех земель, виденных Санниковым на расстоянии от 50 до 100 км от мест, из которых велись наблюдения.

Правда, позже, М.М. Геденштром (1830 г.) писал: «От северных берегов не далее 25 вёрст простирается лёд, а за ним – открытое, незамерзающее море. С Котельного и Фаддеевского видны к северо-западу синеющие вдаль горы, которых, впрочем, на собаках достичь уже невозможно». То есть одну из земель, виденных Санниковым с мыса Каменного острова Новая Сибирь, Геденштром «вычеркнул», так как не увидел ее сам.

Однако почему-то Э.В. Толль, а вслед за ним и Ф.Нансен, В.А. Обручев, В.Ю. Визе и другие наносили на карты и описывали только одну землю, якобы виденную Санниковым к северу от мыса Анисий или мыса Бережных (остров Котельный) на расстоянии 150-200 км. Возможно, стали изображать одну землю, потому что предполагали, что существует большая земля к северу от Новосибирских островов и объединили виденные Санниковым три в одну большую. Потом, очевидно, стали вести речь только о земле, виденной Э. Толлем. Ведь в том направлении не Санников видел землю, а геолог Э.Толль, и это он, по-видимому, «запутал» последующих исследователей, называя виденное им и его проводником Джергели нечто землей Санникова. Правильно было бы ее именовать Землей Толля или Землей Джергели, мечтой которого было на эту землю «ступить и умереть».

А Яков Санников видел землю из трех мест в следующих направлениях и в такой хронологической последовательности:

- 1) на северо-восток от мыса благовещенского (о. Фаддеевский) в 1810 году;
- 2) на северо-запад от северо-западного берега острова котельного в 1810 г.;
- 3) к северо-востоку от мыса Каменного (о. Новая Сибирь) в 1811 г.

Расстояниям и направлениям, о которых говорится в отчетах М.М. Геденштрома, в том числе и относительно увиденных Санниковым земель, нельзя полностью доверять.

Яков Санников был опытным полярным путешественником, имевшим на своем счету открытие острова. Да и принять за землю испарения, так же как и низкую облачность можно только на какое-то короткое время, так как форма их остается изменой.

Может это был мираж? А что такое мираж?

В некоторых словарях иностранных слов есть такая трактовка: «Мираж – марево – оптическое явление, состоящее в появлении у горизонта ложных изображений участков неба или земных предметов; обманчивое видение, нечто кажущееся».

Но в исследованиях должен быть научный подход к вопросам, поэтому будем пользоваться термином, взятым из метеорологической литературы: «Мираж – оптическое явление, при котором в воздухе в результате рефракции у горизонта появляется изображение реально существующих объектов, обычно в более или менее искаженном, а иногда в перевернутом виде. Изображение может располагаться над действительным предметом (верхний мираж), под ним (нижний мираж) и сравнительно реже справа или слева от него (боковой мираж). Верхний мираж часто наблюдается в полярных районах, нижний – в пустынях».

А почему, собственно, возникло и продолжает существовать столько гипотез, сомнений, споров, по поводу того, что видел Санников? Во-первых, оттого, что многие авторы не знают, откуда и в каком направлении были увиденны земли, так

как большинство из пишущих на эту тему не очень хорошо знакомы с первоисточниками, а переписывают и перерисовывают варианты местонахождения земель у авторитетов. Но чтобы найти истину, надо забыть об авторитетах.

В апреле 1821 года П.Ф. Анжу прошел на северо-восток от Новой Сибири лишь на 25 верст, так идти дальше помешали разводья. Санников объяснил Анжу, что эти «земли видны бывают только летом и в расстоянии 90 вёрст, а зимой и осенью не видать».

Пожалуй, первым, высказавшим мнение о том, что Санников мог видеть с мыса Благовещенского остров Беннетта, а с мыса Каменного – острова Генриетты и Жаннетты, был ученый секретарь Русского географического общества А.В. Григорьев в 1882 году. Но он не мог еще знать об открытых позднее Гидрографической экспедицией Северного Ледовитого океана в 1913 и 1914 годах островах Вилькицкого и Жохова.

Предположения, аналогичные мнению А.В. Григорьева, позже высказывались М.И. Беловым (1956 г.) и В.М. Пасецким (1986 г.). С.М. Успенский в 1959 году считал, что Санников мог видеть остров Беннетта.

Приведенные примеры убедительно говорят о том, что по крайней мере, в районе Новосибирских островов увидеть землю на расстоянии более ста километров – не проблема. Расстояние от мыса Благовещенского на острове Фаддеевском на северо-восток до острова Беннетта – 150 километров. Наибольшая высота Купола Де-Лонга на о. Беннетта – 426 метров, а Купола Толля на том же острове – 384 метра; высота мыса Благовещенского – около 20 метров. От мыса Каменного на острове Новая Сибирь расстояние на северо-восток до острова Вилькицкого – 75 километров, а до острова Жохова – 115 километров. Высота мыса Каменного – 44 метра, острова Вилькицкого – 82 метра, острова Жохова – 123 метра.



Остров Беннетта

Вилькицкого, либо остров Жохова, приняв их за один из открытых в 1881 году Де-Лонгом островов. Вот что он пишет: «...я поднялся в бочку...и увидел на горизонте NO 35° истинную шапкообразную вершину горы, окутанную туманом, как куполом. Земля была видна отчетливо простым глазом и в бинокль и одновременно со мной вахтенным с мостика. Проложив место корабля, пеленг и предполагаемые места островов Генриетты и Жаннета по Де-Лонгу, я думаю, что это был один из них. Меня смущает только то, что был виден один остров и получилось до него громадное расстояние в 120 миль (220 км). Может быть, это был и какой-нибудь новый остров. Вскоре нашел густой туман».

Даже на основании простого сравнения можно заключить, что Яков Санников видел остров Беннета с мыса Благовещенского и остров Вилькицкого с мыса Каменный, а возможно, в последнем случае два острова одновременно – Вилькицкого и Жохова. В конце августа 1902 года капитан яхты «Заря» Ф.А. Матисен, находясь севернее мыса Каменный, по видимому, также видел, а затем описал это в отчете, либо остров

Образовавшийся вскоре туман и необходимость выполнения прямой задачи – снятия начальника и членов экспедиции с острова Беннетта. Помешали командиру направиться к показавшемуся вдали острову.

И еще из воспоминаний Ф.А. Матисена: «Вскоре на горизонте показался огромный торос, совершенно напоминавший высокий скалистый островок. Подойдя к нему ближе, мы увидели колоссальную ледяную массу – с горами и пригорками, гротами, зубчатыми башнями и грудями ледяных осколков. Волны с глухим рокотом разбивались о ледяные утесы. Высота тороса, по измерению А.В. Колчака, оказалась равной 18 метрам».

Одним из подтверждений существования Земли Санникова Э.В. Толль, В.А. Обручев и другие считали то, что в северном направлении от Новосибирских островов летит много птиц, на припайном льду наблюдались следы оленей, направляющихся в сторону открытого моря. Так, В.А. Обручев в послесловии к своему роману «Земля Санникова» в 1955 году писал: «Пролет птиц на север, замеченный еще в 1938 году зимовщиками на острове Генриетты, доказывает, что в этом году какая-то земля, удобная для летовки и гнездования, на севере среди льдов существовала».

Но на островах Де-Лонга гнездятся летом птицы, и даже живут круглогодично стаи белых куропаток. Больше всего птиц по количеству и разновидности обитает на острове Беннетта, на котором Де-Лонг и Э. Толль видели даже зайцев и оленей. Животные идут, плывут и летят к разводьям и полыньям или вдоль них, не обязательно к какой-то земле.

Из воспоминаний Сергея Аркадьевича Кесселя – известного почетного полярника: «По Земле Толля-Джергели сложилось мнение, что к северу от мыса Анисий и Бережных существовал остров ископаемого льда, подобно исчезнувшим островам Диомиды, Семёновскому и Васильевскому. На эту мысль меня натолкнуло вот что. В навигацию 1980 года между 77° и 78° Северной широты по восточному меридиану 140°, то есть там, где предполагал наличие земли Э. Толль, мы с борта гидрографического судна «створ» при измерении глубин на гидрографических станциях обнаруживали песчаный грунт, в то время как вокруг грунт был илистый. Правда, смущали глубины в 30 метров. Тщательно исследовать этот район, к сожалению, не позволили дрейфующие паковые льды».

Ряд островов в море Лаптевых существовал, но со временем исчез. Остров Фигурина исчез в начале прошлого века. Остров Васильевский – в 1936 году, а Диамиды – во время Второй Мировой войны.

В 1823 году лейтенант русского флота Пётр Анжу высадился на расположенном в море Лаптевых острове Семёновском и отметил, что тот достигает почти 15 километров в длину. Когда в 1912 году к Семёновскому подошел корабль «Вайгач», оказалось, что его протяженность не превышает двух километров. Остров Семёновский пропал в 1955 году прямо на глазах моряков судна «Лаг». Они шли зажигать на острове маяк и были потрясены, когда, не обнаружив острова, увидели верхушку маяка, медленно уходящего под воду. На месте острова осталась только песчаная отмель.

Семёновский растаял. Не в тумане и не в романтической дымке – растаял физически, потому что состоял из... подземного льда. Точно так же – раньше или позже – исчезли в море острова Меркурия, Фигурина и некоторые другие. Многие исследователи считают, что тоже самое случилось и с Землей Санникова. Объясняется все просто. Многие арктические острова состоят не из скал, а из вечной мерзлоты, поверх которой за многие тысячелетия был нанесен довольно

высокий слой грунта. Но со временем морская стихия, подтачивая берег, постепенно «съедает» весь остров. И он буквально растворяется в воде.



Разрушающийся берег Новосибирских островов

В 1912 году Л.М. Старокадомский сделал фотографию, которой суждено было стать уникальной. На ней изображен береговой обрыв острова Васильевского – географического объекта, не существующего в современной природе. Да, Васильевский тоже исчез из глаз одного поколения, оставив после себя лишь небольшую песчаную отмель.

Подтаивают острова Новосибирского архипелага, в том числе и Большой Ляховский, который, как оказалось, состоит все-таки не из мамонтовых костей, а на три четверти из льда. Скорость отступления ледовых берегов в некоторых случаях достигает 20-30 метров в год – они сокращаются, как шагреновая кожа. Кстати, на космических снимках эти участки и впрямь напоминают испещренную рябинками кожу, которую раньше называли шагренью. Такое впечатление создается из-за многочисленных провалов и пустот, вызванных протаиванием ископаемого льда.

Острова на ледяной «подушке» - явление парадоксальное. Их происхождение остается предметом острых дебатов. Это совсем не то что «обычна» мерзлота. Мерзлота – вещь достаточно хорошо изученная и по-своему надежная. Если она оттаивает, объем грунта изменяется в допустимых пределах, потому что льда в ней немного. А на островах-призраках он составляет до 90 % объема и лишь слегка прикрыт сверху метровой прослойкой наносной почвы.

По соседству, где сегодня плещутся холодные, но не глубокие воды Чукотского и Восточно-Сибирского морей, тоже тянулись сухопутные просторы. Пожалуй, в том, что здесь тоже была суша, сомневаться уже не приходится. Вопрос об осушении арктического шельфа относится к общепринятым истинам. Но среди специалистов идут острые дискуссии о том, как именно выглядела эта земля. Точнее, спор ведется о происхождении ледового зеркала Арктики, фрагменты которого ныне обнажаются в берегах тающих островов. Мотивы исчезнувшей суши можно уловить и в преданиях прибрежных народностей, например, кереков (не путать с каряками!) – одного из древнейших, если не древнейшего народа Чукотки, дожившего до наших дней.

Наверно, не случайно именно у кереков (и только у них!) сохранился странный обряд морского погребения умерших, который не известен ни у одного из народов, пришедших на побережье Берингова моря позднее. Отпуская тело соплеменника в морскую воду, кереки всегда напутствуют его словами: «Пошел к предкам». Не значит ли это, что земля предков, осталась под водой?

Вдоль крупнейших рек Восточной Сибири – Лены, Алдана, Индигирки – обнаружены следы гигантских коридоров выдувания, достигающих несколько сот километров в длину. По ним полярный антициклон запускать «щупальца» вглубь

континента. Мощные потоки арктического воздуха текли на юг, неся с собой струи пыли и песка. Обнаружены груды камней, истёртых этой песчаной поземкой, словно наждаком. И что самое поразительное, среди них встречаются тысячи орудий каменного века, точно таким же образом обточенных ледяными ветрами. Значит, в этой дикой пустыне ил где-то рядом с нею все-таки жили люди.

Версия вторая. Земля могла растаять от действия вулкана.

Съемки из космоса в январе и апреле 1983 года зафиксировали в районе острова Беннетта такое мощное истечение пара или газов, которое естественнее всего объясняется вулканическим происхождением. Подобные по формам и масштабам шлейфы наблюдаются над действующими вулканами в период их активизации.

Всем самолетами ледовой разведки было рекомендовано по возможности пролетать над таинственным островом и проводить его тщательный визуальный осмотр. Ученым довелось тоже его осматривать с высоты нескольких сот метров. Это довольно большой вытянутый скалистый остров с высокими и крутыми обрывами и в основном ровной столообразной поверхностью. Был апрель, остров со всех сторон был окружен сплошным ледяным покровом, однако в небольшой бухточке была чистая вода, что говорило о некоем источнике тепла. Во всяком случае, после этого стало ясно, что легенды о Земле Санникова не лишены оснований.

Из воспоминаний Бурмистрова Александра Васильевича, океанолога, гидролога, много лет проработавшего на Чукотке: «Мне довелось летать с ледовым «бортом» по всей нашей зоне – от Тикси до Берингова пролива. Максимальная северная широта, которую мы достигали, - 80°. Плановые разведки, кстати, проходили задолго до навигации, чтобы чувствовать динамику ледового покрова для более точного прогноза ледовой ситуации на лето.

Иногда гидрологи выполняли спецзадания. Например, поиск подходящей льдины для дрейфующей станции «СП». Как раз в одном из моих полетов в районе севернее Новосибирских островов в мае 1985 года, когда мы искали место для «СП-27». Ранее подходящую льдину уже нашли, но потом потеряли. А еще у нас было задание облететь остров Беннетта (о-ва Де-Лонга) и внимательно его осмотреть. Дело в том, что в январе и апреле 1983 года американские спутники засекли шлейф непонятного происхождения, идущий от этого острова на восток на сотни километров. Об этом, в частности, сообщил журнал американского Географического общества. Как потом выяснилось, шлейф просматривался и на наших снимках, но никто на него не обратил внимания.

Загадочности добавляло то, что этот довольно большой остров совершенно необитаем, там нет и не было никакой хозяйственной или военной деятельности. К тому же шлейф был холодный: на снимках, сделанных в инфракрасных лучах, он был белый, а такой цвет имеют только холодные объекты. Тогда в некоторых центральных газетах появились небольшие заметки об этом, а одна была озаглавлена: «Вулкан в Арктике?».

Наши ледовые разведчики несколько раз пролетали над островом, но он всякий раз был покрыт густым туманом. Нам повезло: мы первые, кто его увидел после всех этих событий.

Остров Беннетта – продолговатой формы, имеет длину 32 километра и максимальную ширину 12 километров. Берега высокие, обрывистые, но поверхность в основном ровная, как крышка стола. Максимальная высота над уровнем моря 424 метров. Кое-где в море сползают небольшие ледники. На южной оконечности в

небольшой бухте мы заметили неширокую полосу чистой воды, в то время как вокруг располагались старые и ниласовые льды. Эта вода чуть парила. Также на самом острове наблюдалось пятно подтаявшего снега. Хотя и был май, здесь весной не особенно пахло. Подтаивание было, скорее всего, не весенним.

Какова причина этих потемнений, тогда выяснить не удалось. То ли это были просто следы таяния льда, то ли следы вулканического пепла. Ведь доказано, что острова архипелага Де-Лонга (Жохова, Генриетты, Жанетты, Беннетта, Вилькицкого) – вулканического происхождения.



Остров Вилькицкого

Только в конце сентября специалистами института вулканологии АН СССР удалось добраться до острова и провести там исследования в течение нескольких часов. Они не обнаружили стопроцентных свидетельств вулканической деятельности. Правда, были найдены конкреции окиси марганца, которые могли служить косвенным доказательством. Анализ динамики, морфологии и

объема газовых склонений над островом Беннетта, а также данные по составу атмосферного воздуха привели советских и американских ученых к выводу о вероятной вулканической природе наблюдавшегося явления. Расчеты, выполненные директором Института вулканологии ДВНЦ АН СССР, членом-корреспондентом АН СССР С.А. Федотовым, показали значительную мощность предполагаемого вулканического извержения: она равна энергии, выделяющейся при сгорании 100 тысяч тонн нефти в течение нескольких часов. Такое событие, конечно, нельзя было оставить без внимания. Прежде всего потому, что доказательство вулканического извержения в районе острова Беннетта было бы самым убедительным напоминанием о принадлежности этого района в Великому поясу современной активности Земли. С учетом этого в Институте вулканологии и принимается решение об организации экспедиции к месту события.

Позже на острове работали ученые-вулканологи, которые обнаружили не саму вулканическую деятельность. А некие конкреции – минеральные образования, которые могли свидетельствовать о вулканизме, Экспедиция, впрочем, была краткосрочной.

Естественно, сразу вспоминается легендарная Земля Санникова, которая как раз и находилась предположительно севернее Новосибирских островов. Значит, легенда не на пустом месте возникла? Вообще-то, легенды, сказки и мифы никогда не возникают из ничего. Древние люди, наверное, умели фантазировать, но свои истории они не выдумывали. Они могли приукрашать, по-иному интерпретировать, опускать какие-то детали и добавлять свои, но суть при этом оставалась неизменной.

Аэрологи с нашего методического отдела (Певкское управление по гидрометеорологии и контролю природной среды) предложили свою версию появления растянутого шлейфа, похожего из космоса на дым из трубы. Иногда в Арктике встречается явление инверсии – это когда температура воздуха с высотой

не понижается, а повышается. Во время ветра с подветренной стороны довольно высокого острова происходит завихрение воздушного потока. Зона завихрения распространяется по ветру и вполне может быть похожей на шлейф. Так как приземные завихрения холодные, а вышележащие слои – в случае инверсии – теплые, то белый (холодный) цвет шлейфа вполне объясним. Тем более что данные аэрологического зондирования на полярной станции «Остров Жохова» (120 км от острова Беннетта) прямо свидетельствовали об инверсии.

С другой стороны, почему-то раньше подобных шлейфов не наблюдалось...»

В 1984 году в районе острова Беннетта вновь из космоса была зафиксирована вулканическая деятельность.

Последняя экспедиция на поиски Земли Санникова была организована совсем недавно. Кстати, сенсацией стало обнаружение учеными на острове Жохова остатков поселений древнего человека, возраст которых 8-9 тысяч лет.

Так что же Земля Санникова – существует она, в конце концов, или нет? Бесспорно, нет. Но, может быть, существовала? Разумеется, да. Но, отвечая «да», мы имеем в виду не расположение ее в какой-то момент времени в точности на месте, указанном Э. Толлем, а нахождение ее, так сказать, и там тоже. А что же роман Обручева о Земле Санникова? Чистой воды вымысел, но созданный человеком, отлично себе представляющим, как она должна была выглядеть, если бы существовала. Обручев просто поместил мир Земли Санникова в некую «машину времени» и передвинул его на 12-15 тысяч лет вверх по оси времени, угодив прямо в начало XX столетия.

Много тайн хранят полярные страны. Только небольшая их часть вошла в эпос северных народов. Борьба за существование оставляла слишком мало сил и времени на его создание, да и многое ушло, исчезло незаписанным. То же, что нам рассказывает сама природа, удивительно. Она рисует картины былого процветания этого края и затем жестокой поры великого оледенения, загадывая исследователям загадки одну интереснее другой. По сей день под толстым слоем камней и тундровой почвы скрываются остатки ледников. Может и была Земля Санникова? Наука требует точности и доказательства, в ней нет места вымыслу. Но без мечты нет науки. Многие в ней, еще недавно неоспоримые, меняются под напором новых фактов...

Конечно, вопросов, на которые хотелось бы получить ответы, еще очень много. Они ждут своих исследователей!

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	
Чубик П.С. Томский политехнический университет: разработка и освоение ресурсоэффективных технологий	9
Дмитриев А.Ю. Институт природных ресурсов: история развития и достижения настоящего	14
Гайдукова Т.А. Профессор Коровин М.К. – геолог, педагог, ученый. Основоположник научного обоснования нефтегазоносности Западной Сибири	17
Запивалов Н.П. Инновационные технологии в разведке и добыче нефти	19
ЛЕКТОРИЙ. ВЫСТУПЛЕНИЯ ВЕДУЩИХ УЧЕНЫХ В ИССЛЕДОВАНИЯХ АРКТИКИ	
Недоливко Н.М. Экологические проблемы освоения арктического шельфа	27
Пасько О.А. История развития международного сотрудничества в освоении Арктики и Антарктики	31
Мананков А.В. Геодинамика арктического шельфа и эманация метана из газогидратов	40
Ерофеев В.И. Морозостойкое топливо для Арктики и Антарктиды	43
Сонькин Д.М. Результаты испытаний российского подводного робота в Восточно-Сибирском море	44
СЕКЦИЯ 1. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И АНТАРКТИДЫ	
Лебедева Н.А. Арктический пейзаж как средство выражения эмоционального состояния полярников в публицистических очерках конца XX века	46
Антипов А.А. Освоение Арктики русскими	53
Бучельников В.С. Томский след в Арктике	55
Волкова А.В. Великая северная экспедиция	56
Выммер А.С., Черникова Т.Ю. История развития и анализ устройства территории национального парка «Русская Арктика»	58
Жиляева О.В., Кузьмина В.М. Дипломатическая борьба России и стран ЕС по вопросам освоения Арктики с 1990-х годов по настоящее время	63
Климук Я.С., Мурушкина А.П. Участие представителей саратовской земли в первой полярной экспедиции российской академии наук и гидрографической экспедиции северного ледовитого океана XX века	66
Колодная М.И. Жизнь и мечта Роберта Скотта	69
Лаптева С.В., Овчинникова М.И. История освоения Арктики в литературе	72
Макарцова Е.С. Освоение Арктики	74
Мирошкина С.В. Первооткрыватели и ученые Северного полюса	76
Смилевцев И.Д. По следам русской полярной экспедиции под руководством Э.В. Толля	76
Смилевцев И.Д. Участие членов экспедиции Э. Толля к земле Санникова, а так же в боевых действиях русско-японской войны 1904-1905 гг.	78
Черникова Т.Ю., Пасько О.А. История освоения и охраны природных ресурсов Арктики	81
Шубина Ю.С., Страхов Б.С., Мананков А.В. История открытия месторождений нефти и газа в Западной Сибири	87

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

Бардюков В.А. Горючие полезные ископаемые Арктики	90
Ваганова Е.С. Нефтегазоносные карбонатные породы палеозоя арктической части Западной Сибири (на примере Новопортовского и Бованенковского структурно-фациальных районов)	92
Владимирова А.В. Палеозойские отложения арктической части Западно-Сибирской геосинеклизы как северо-западное продолжение зоны формирования нефтяных и газовых месторождений	95
Дмитриева В.П. Нефтегазоносные участки зоны герцинской складчатости палеозойских отложений в арктической части Западно-Сибирской геосинеклизы	97
Иванов И.В., Курманов А.Н. Углеводородные месторождения шельфа российской Арктики и их открытие	100
Иванова Т.С., Моторина А.А. Нефть и газ Арктики	104
Ильина А.А. Сравнительная характеристика содержания металлов в нефтях российской Арктики	106
Илькин Е.Е. Нефтегазоносность российского континентального шельфа	108
Кажумуханова М.З. Литологические особенности и органическое вещество в отложениях острова Муостах (Восточная Арктика)	111
Кокорин Д.И. Освоение углеводородных ресурсов в Российской Арктике	115
Корчуганов Я.Ю. Стратегия освоения континентального шельфа Российской Федерации	117
Меркульева М.Е. Горючие полезные ископаемые Аляски и особенности их освоения	119
Мигранов Р.М. Перспективы освоения Арктического шельфа	122
Мирошкина С.В. Анадырский нефтегазоносный бассейн	123
Павлова Д.А. Палеозойские отложения арктической части Западно-Сибирской геосинеклизы (на примере Новопортовского нефтяного месторождения)	125
Павловец Т.А. Полезные ископаемые Арктики	128
Скирдин К.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) в Арктике	130
Соломатин В.П., Казак Д.В. Проблемы освоения углеводородного сырья Арктики	132
Таман К.Р., Шахвердиева И.Р. Природные ресурсы Арктики и их освоение	134
Токтомушов Н.А., Абдрасулов К.А., Пономарёв В.А. Вклад кыргызского учёного А.А. Айдаралиева в исследование Антарктиды	136
Трушко А.С. Перспективы освоения Арктического шельфа	138
Угай Е.В. Нефтегазоносные бассейны Норвегии	140

СЕКЦИЯ 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОД, ШЕЛЬФА, ЛЬДОВ И АТМОСФЕРЫ АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Давыдова М.Е., Туркин А.А. Влияние арктических льдов на планету земля. Причины и последствия таяния льдов Арктики	143
Моисеева Ю.А. Современные изменения климата Севера Западной Сибири	144
Угай Е.В. Причины и последствия таяния льдов Арктики	146
Силантьев К.Д. Изменение покрова льда в западной Арктике	149
Тимошенкова А.Н. Роль карбонатных минералов водовмещающих пород в формировании состава грунтовых вод	151
Хамракулов И.И. Современные климатические изменения в Арктике	153
Поротников М.П., Страхов Б.С., Мананков А.В. Теплофизические свойства грунтов вечной мерзлоты-основа функционирования систем отопления и электрогенерации	155

Порубов И.В. Опыт проведения геотехнического мониторинга на юбилейном нефтегазоконденсатном месторождении ямало-ненецкого автономного округа Тюменской области	157
Пургина Д.В. Оценка разрушительной деятельности лавин в период строительства и содержания горных дорог	160
Терентьев Е.С., Пономарёв В.А. Российские военнослужащие в Арктике: на страже северных рубежей России	163
Смирнов В.А. Иванов И.В. Геотермический метод исследований арктического бассейна	168
Рубан А.С. Генетические особенности органического вещества донных осадков северо-восточной части моря Лаптевых	170
Шамсутдинов Р.А. Особенности добычи метангидрата	172

СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

Харламов С.Н. Исследование структуры течений вязких сред в трубопроводах с произвольной конфигурацией поверхности стенки в режимах существенного влияния переменной теплофизических свойств, переходов вихревой и тепловой природы, изменений климатических условий окружающей среды	176
Баишев А.Т. Повышение надежности магистральных газопроводов, прокладываемых в многолетнемерзлых грунтах	178
Ву Цзюнь, Буркова С.П. Анализ методом конечных элементов взаимодействия подводного трубопровода и грунта	180
Гатиятов А.Р. Сравнительный анализ качества осушки природного газа различными абсорбентами	182
Герасина Т.А. Использование метода проекций на латентные структуры в сочетании с ИК-спектроскопией во входном контроле качества полиэтиленовых труб для транспорта нефти и газа	184
Грушенкова Е.Д. Математическое моделирование взаимодействия слоя вязкой жидкости с упругим трехслойным статором и абсолютно твердым подвижным вибратором применительно к демпферам	186
Губарев М.И. Особенности и перспективы развития морского бурения	188
Дедеев П.О., Харламов С.Н. Управление гидродинамической неустойчивостью в вихревом течении углеводородов по трубопроводам	194
Коротченко Р.К., Рогова К.А. Технологическое решение по борьбе с газогидратами в шлейфах в условиях Арктики	196
Матвиенко В.В., Бурков В.П. Оценка взаимодействия морских трубопроводов с грунтами со слабыми прочностными свойствами	199
Николаев Е.В., Харламов С.Н. Исследование механизмов сепарации и структуры углеводородного потока в экстремальных режимах изменений давления и температуры рабочего процесса устройств ТЭК и окружающей среды	201
Николаев Е.В., Харламов С.Н. Анализ современных методов прогнозирования процессов сепарации многокомпонентных углеводородных сред	204
Папонин И.Ю., Брусник О.В. Применение высоконапорных полимерных труб «Анасонда» на нефтегазовых промыслах в климатических условиях заполярья	206
Поликарпов А.В., Манжай В.Н. Энергосберегающая технология трубопроводного транспорта углеводородов в арктических условиях	211
Попова А.А., Попова Е.В. Динамика взаимодействия вязкой жидкости в кольцевом канале с его упругозакрепленной стенкой	213
Поротников М.П., Страхов Б.С., Мананков А.В. Волластонит – дисперсно-армирующий материал для получения высокопрочного и морозоустойчивого	215

асфальтового покрытия северных дорог	
Проценко С.А. Использование метода pls-дискриминаций для классификации сырой нефти на основе физико-химического состава	218
Савинов С.О. Обзор технико-технологических подходов предупреждения осложнений при бурении в многолетнемерзлых горных породах и льдах	220
Соколова Д.Л. Моделирование взаимодействия слоя вязкой жидкости с ограничивающими её трёхслойными стенками	223
Сугаков И.А. Аналитический обзор пакеров для манжетного цементирования скважин	225
Харитонов Н.В. , Страхов Б.С., Мананков А.В. Проект создания томского горно-металлургического комбината по выпуску морозостойких спецсталей и стальных конструкций в арктическом исполнении	230
Черненко А.В. Математическая модель вибрационного кавитатора для обеззараживания воды	232
Шкурина А.А., Страхов Б.С., Мананков А.В. Триботехнические морозостойкие составы на основе волластонита для арктической техники и оборудования	235
Кожевников И. С. Вибрационный вискозиметр для исследования кинетики структурообразования в нефтях и нефтепродуктах	237
Мигачев А.А. Новейшие технологии разработки арктического шельфа	239

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

Голов Е.С., Шакиров А.Б. Есть ли на российском шельфе Арктики баженовская свита?	242
Губинский Д.Н. Петрофизика коллекторов Штокмановского газоконденсатного месторождения: сравнительный анализ	244
Искоркина А.А., Власова А.В. Оценка влияния вечномерзлых пород на геотермический режим и реализацию ресурсного потенциала нефтематеринских отложений арктических районов Западной Сибири (на примере Южного Ямала)	246
Ислямова А.А. Источники сейсмических волн при морской и прибрежной сейсморазведке в условиях Арктики	249
Ислямова А.А., Мельникова Н.А. Влияние анизотропии льда на фронты сейсмических волн	252
Наумова М.В. Особенности формирования сейсмического сигнала на арктическом мелководье	254
Ожеред Ф.А., Голов Е.С. Закономерности локализации гигантских газовых месторождений в аномальном магнитном поле Ямало-Карского региона	256
Рожина М.П. Проблемы изученности Арктики сейсморазведочными работами	258
Степанова С.С., Кириллина М.С., Плотникова Е.С., Сибгатуллин М.Н. Изучение нефтегазоносности континентальных и шельфовых территорий Арктики по данным геотермии	260
Стоцкий В.В., Искоркина А.А. Позднеэоценовая регрессия как фактор геотермического режима нефтематеринских отложений арктических районов Западной Сибири (на примере Южного Ямала)	262

СЕКЦИЯ 6. СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В АРКТИКЕ И ЕГО ПЕРСПЕКТИВЫ. СОВРЕМЕННОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ АРКТИКИ

Стрижак П.А. Исследование проблем надежного и безопасного энергоснабжения объектов нефтегазовой отрасли, в том числе при транспортировке углеводородов по северному морскому пути в Арктике	266
Антонов Д.В. Специфические характеристики процесса тушения нефтепродуктов водяными огнетушащими составами	268

Атрошенко Ю.К. Метрологическое обеспечение измерения температуры в геологии при освоении Арктики	270
Бек А.С. Необходимые и достаточные условия эксплуатации подшипников скольжения автономных энергоустановок типа ОРМАТ в суровых климатических условиях	272
Борисова А.Г., Пискунов М.В., Рыбацкий К.А. Испарение графитовых суспензий при нагреве в высокотемпературной газовой среде	274
Бурков В.П., Жарченко Д.Е., Кахиев Р.И. Грузоподъемные устройства морских судов севморпути повышенной безопасности	276
Валиуллин Т.Р. О зажигании капель жидких композитных топлив в условиях низких температур Севера	279
Войтков И.С. Исследование длительности сохранения пониженных температур продуктов сгорания в среде капельного потока в арктических условиях	281
Волохов Н.А., Рындин И.А., Н.М. Космынина Анализ и оценка эффективности использования различных источников электроэнергии в условиях Арктики	283
Дмитриенко М.А. О последствиях столкновения капель воды в водяных завесах на объектах переработки углеводородного сырья в условиях Арктики	285
Морозов М.Н. Система аэромониторинга линейных объектов трубопроводного транспорта	287
Няшина Г.С. Оценка эффективности функционирования автоматических систем пожаротушения на основе тонкораспыленных водных потоков на предприятиях нефтяного комплекса	289
Пахоменко Ю.Н., Старцев Н.А. Условия работы электрооборудования в условиях Арктики	291
Петрусев А.С. Энергоэффективная солнечная установка для работы при низких температурах	294
Поротников М.П., Страхов Б.С., Мананков А.В. Новые идеи для технологии добычи природного газа из арктического шельфа и его транспортировки по Севморпути	296
Сафонов В.С., Логин С.К., Космынина Н.М. Дизель-генераторы и их использование для освоения Арктики	298
Харитоновна Н.В., Страхов Б.С., Мананков А.В. Новые материалы и конструкции из сталипетроситталов для создания транспортной инфраструктуры Арктики и Заполярья	300
Чистихин А.А., Нестеров Р.Е., Космынина Н.М. Необходимость энергообеспечения Арктики	302
Шарыгина Т.С., Толкачев Н.В., Космынина Н.М. Энерговооруженность ледоколов северного морского пути	304
Щеголихин Д.С., Морозов М.Н. Комплекс технических средств системы управления интеллектуальным месторождением	306

СЕКЦИЯ 7. ЧЕЛОВЕК В АРКТИКЕ. ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ, ЕГО ВОЗМОЖНОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ПРЕБЫВАНИЯ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Черкасов А.А., Смуркин А.А., Реус П.В. Человеческий организм в арктических условиях	309
Афанасьев В.С., Братинков В.В., Долгопятов В.И. Экологические проблемы северных морей	311
Дериглазова М.А. Особенности элементного и минерального состава организма человека - жителя Севера на примере изучения зольного остатка организма человека г. Норильска	313
Коваль Е.В. Показатели отношений редкоземельных элементов в крови жителей районов, приравненных к районам крайнего севера (на примере Томской области)	315

Лемеш К.И. Возможности человеческого организма в экстремальных арктических условиях	317
Манасян Ф.Н. Влияние климата Арктики на организм человека	319
Ненастьева Е.А., Жеманский А.А. Человек в условиях длительного пребывания в Арктике	320
Нозирзода Ш.С., Пономарёв В.А. Таджикистанцы в Арктике и Антарктике	323
Петрова Ю.В. Адаптация человеческого организма к арктическим условиям	325
Поротников М.П., Страхов Б.С., Мананков А.В. Мобильный комплекс жизнеобеспечения для МО, МЧС и малых поселений в Арктике	327
Поротников М.П., Страхов Б.С., Мананков А.В. Теплицы-фитотроны: проектирование, комплектация, строительство в условиях Арктики	329
Чан Динь Тан Сы. Влияние климатических изменений на образ жизни и здоровье населения в Арктике	331

СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА

Асилова М.М. Залежи газогидратов на дне океанов и морей. Новый перспективный источник углеводородов.	334
Афанасьев В.С., Братинков В. В., Долгопятов В.И. Экологические проблемы Северных морей	337
Беляновская А.И. Оценка содержания радиоактивных элементов в золе биологического материала женщин, проживающих на территориях, приравненных к районам Крайнего Севера	339
Бондаренко С.В. Экологические проблемы российской Арктики	341
Злобина А.Н. Природные источники радиоактивного загрязнения Арктической зоны	344
Зубач М.Д. Геоэкологические проблемы удаления твердых бытовых отходов из труднодоступных районов российской Арктики	346
Ким Е.С., Комарова Е.В. Геоэкологические проблемы деятельности России в прибрежной зоне Арктики	348
Ключникова Ю.О. Радиоэкологические проблемы арктических районов, связанные с утилизацией радиоактивных отходов	350
Ковешников И.А. Выполнение ледовых и инженерных изысканий на разведочной скважине №73 Крузенштернского участка	352
Кудрявцева М.Г. Ртутная нагрузка на компоненты природной среды севера Ненецкого автономного округа	355
Куприков Н.М. Влияние эксплуатации самолетов на техногенную обстановку в арктическом регионе Российской Федерации	357
Марина А.А. Необходимость доработки законодательной системы для решения экологических проблем Арктики	359
Мишанькин А.Ю. Геоэкологические проблемы Арктической зоны России	361
Нечаев Д. А. Конструкция многофункционального универсального устройства для ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов в условиях Крайнего севера	363
Пичуева Е.С. История освоения Арктической зоны России: история экологических проблем	365
Шкурина А.А., Страхов Б.С., Мананков А.В. Пеноторфосиликатобетон – эффективный теплоизоляционный строительный материал для условий Заполярья при транспортировке по Севморпути	368
Кирпичникова А.К. Охрана и защита арктического региона	370

Русланова К.Р. Оценка природного потенциала загрязнения атмосферы побережья Северного Ледовитого океана	372
--	-----

СЕКЦИЯ 9. ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И КОСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ИССЛЕДОВАНИИ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ АРКТИКИ

Аксёнова Ю.Э. Разработка структуры базы геоданных для оценки экологических рисков в арктической зоне	374
Антонов Д.В. Моделирование процесса теплопереноса в большом массиве капель с применением пакета ANSYS	376
Атрошенко Ю.К., Бычкова А.А. Численное моделирование контактных низкотемпературных средств измерения	378
Бирулина А. Г. Медико-экологические проблемы освоения Арктики	380
Дулько А. Б., Третьяков В. С. Техногенная нагрузка на территории коренных народов Арктики	382
Ефремов С.А. Концепция системы управления интеллектуальным месторождением	385
Зозулич М.Ф., Шумаков Н.А. Использование программируемых микроконтроллеров в Арктических условиях	387
Каркаранов Т.Е., Сафин Р.И., Тимошков С.В. Геоинформационные системы в обработке и анализе материалов космических съемок (на примере архипелага Новая земля)	389
Колодина С.И., Жаворонко В.С. Оценка изрезанности береговой линии Арктики	391
Комарова Е.В., Бутошина В.А., Двинянина О.И. Оценка качества вод рек, впадающих в Арктические моря России с использованием геоинформационных технологий	392
Новикова А.А., Гудина Э.И. Природоохранные зоны Арктики	395
Рунтов К. И. Автоматизированный анализ территорий оттаивания криолитозоны с использованием алгоритма кластеризации K-MEANS при проектном дешифрировании дистанционного изображения Земли	397
Усманова Л.Ш. Оценка потенциалов регионов Арктической зоны	401
Янкович К.С. Особенности дистанционного зондирования Арктической и Приарктической зон	404

10 СЕКЦИЯ. ЭКОНОМИКА ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ И ЕЁ РЕСУРСОВ

Ахмадеев К.Н. Стратегия развития недропользования арктического шельфа	406
Абылкаиров И.Е. Инвестиционная политика развития нефтегазовой отрасли в арктическом шельфе	410
Абылкаиров И.Е., Фам Ву Ань. Кадровый потенциал развития добычи различных полезных ископаемых в Арктике	411
Алаев А.А., Иштунов С.А., Калашникова Д.С. Развитие арктического туризма	414
Березина О.О., Кравченко В.К., Компанец П.Ю. Добыча углеводородов в Ямало-Ненецком автономном округе	416
Вазим А.А., Другова Я.В. Эффективность проекта по добыче нефти и газа на шельфе арктики	418
Гринкевич А.М., Романюк В.Б., Потехаев А.И. Инвестиционные налоговые льготы для контрагентов разработки арктического шельфа	420
Епифанова И.А., Корняков И.В. Организационно-экономические проблемы освоения ландшафтов Арктики	422
Жихарева Е.Е., Черкашина Е.Е., Лукьянов А.В. Развитие инфраструктуры арктического шельфа России для добычи углеводородов	424
Зубаха Е.Н., Жирова Е.И. Организация госзакупок контрагентов арктического шельфа	427

Канке А.А., Николаева М.А. Подходы к решению проблем загрязнения окружающей среды Арктики	429
Киреев Ю.Н., Холодюков А.И. Освоение нефтегазовых ресурсов Арктики, основные риски	432
Кирягина А.А., Крючкова Т.О., Герасимова Н.А. Добыча нефти и газа на крупных месторождениях арктического шельфа России	435
Клепцын А.А. Стратегические задачи освоения Арктики как импульс к развитию инновационных технологий	437
Кравченко В.К., Компанец П.Ю., Пожарницкая О.В. Использование электроразведочной аппаратуры "СКАЛА 64" для исследований оснований фундаментов сооружений в Арктике в условиях многолетней мерзлоты	439
Кравченко С.В., Кучков В.В., Антоненко О.А. Специальный налоговый режим для субъектов арктической зоны РФ	442
Малинкаев М.Ш. Экономика освоения Арктики и ее ресурсов	444
Матвеева К.Н., Макаровская Л.О., Пожарницкая О.В. Природно-ресурсный потенциал российской Арктики	448
Мятлев Д.П. Опыт освоения арктического шельфа странами арктического совета	452
Мятлев Д.П. Проблемы стратегического управления развитием компаний, осваивающих шельфовые месторождения Арктики	454
Поспелов А.И. Проблемы реализации инженерно-геологических исследований в условиях Арктики	456
Провоторова Е.А., Покровская А.Г. Проблемы стратегической экологической оценки освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа	460
Ромашова Ю.А., Ахметшина Ю.Е. Проблемы технической оснащённости России для работы в условиях Арктики	462
Трушко А.С. Налоговое стимулирование разработки залежей углеводородов на арктическом шельфе	464
Тугутова С.С. Страхование в нефтегазовой отрасли	466
Худяков Д.В. Апробация компетентностной оценки специалистов служб логистики ООО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ ШЕЛЬФ»	470
Худяков Д.В., Антошкина А. В. Кадровый потенциал разработки арктического шельфа	472
Шарф И.В., Корняков И.В. Газогидраты как энергия будущего от океана: близкая реальность или долгосрочная перспектива	475
Шафиков В.П. Проблемы и перспективы освоения арктического шельфа России	481
Шафиков В.П. Добыча углеводородов на российском континентальном шельфе и связанные с этим риски	484
Шинкарёва В.О. Анализ инвестиционной деятельности ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»	487
Шинкарёва В.О., Кучков В.В. Основные контрагенты разработки шельфа Арктики	492
Шкурапат А.А. Экономические и геологические перспективы и условия разработка арктических месторождений	494
Шульгин Д.И. Анализ нефтегазоносности территории арктического шельфа РФ	496
СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ	
Ерофеев В.И. Современные процессы переработки углеводородного сырья и получения нефтепродуктов для условий Арктики	503
Бикбаева В.Р., Бубеннов С.В., Григорьева Н.Г. Получение низкозастывающих масел на основе олигомеров доцена на микро- и микро – мезопористых цеолитах у	506
Власова Н.Д., Нажису, Егорова Л.А., Ерофеев В.И. Исследование отработанных цеолитных катализаторов, модифицированных ГПС Mo-Vi-Co, в процессе превращения прямогонных бензинов в высокооктановые бензины	507

Джалилова С.Н., Ерофеев В.И. Сравнение методов расчета остаточной обводненности при промышленной подготовке нефти	511
Ильина А.А., Петренко Т.В. Сравнительная характеристика содержания металлов в нефтях Российской Арктики	513
Костарева О.А., Егорова Л.А., Ерофеев В.И. Исследование закоксованных модифицированных цеолитных катализаторов в процессе превращения прямогонных бензинов в высокооктановые бензины	515
Мигачева Д.С., Хасанов В.В., Ерофеев В.И. Конверсия попутных нефтяных газов C ₃ -C ₄ в жидкие углеводороды на цеолитных катализаторах, модифицированных оксидами галлия и цинка	518
Льонг Ван Фо, Орловский В.М., Савиных Ю.В. Окисление углеводородов под воздействием электронного пучка	521
Морозов М.А., Акимов А.С., Журавков С.П., Федущак Т.А. Влияние каталитических добавок на основе WC на состав продуктов превращения тяжелого углеводородного сырья	523
Молокова Н.В., Величкина Л.М., Восмеринова Л.Н., Госсен Л.П. Влияние связующего вещества на кислотность и каталитические свойства цеолитсодержащего катализатора в процессе превращения прямогонной бензиновой фракции	525
Нгуен Ван Тхань, Бондалетова Л.И. Хрупкость битумно-смоляных покрытий на основе модифицированных нефтеполимерных смол	528
Нестерович Д.А., Кривцов Е.Б., Головкин А.К. Состав продуктов инициированного крекинга гудрона в присутствии гетерогенной добавки	530
Никитина Т.А., Величкина Л.М., Восмеринова Л.Н., Госсен Л.П. Влияние структурного типа цеолита на его изомеризующую способность в процессе превращения n-гексана и n-октана	532
Очередыко А.Н., Кудряшов С.В., Рябов А.Ю. Конверсия алканов C ₁ -C ₄ в барьерном разряде в ценные продукты в арктических условиях	535
Свириденко Н.Н., Кривцов Е.Б., Головкин А.К. Акватермолиз природного битума в сверхкритических условиях в присутствии ферросфер	538
Степанов А.А., Коробицына Л.Л., Восмеринов А.В. Превращение природных углеводородных газов в жидкие продукты на промотированных Mo/ZSM -5 катализаторах	540
Фисенко Д.В., Фуфаева М.С., Бондалетов В.Г., Манжай В.Н. Реологические исследования эмульсий для получения криогелей	543
Фисенко Д.В., Филиппова В.А., Якимов В.Г., Бондалетов В.Г., Мананкова А.А. Поведение водомасляных эмульсий при пониженных температурах	545

СЕКЦИЯ 12. АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)

Bogdanov M.A., Shabaev D.R. Types of Arctic Offshore Production Platforms	547
Bolsunovskaya Y.A. Investment Prospects of Russian Arctic Shelf Development under the Economic Turbulence	550
Bychkov D.A. The Arctic Development is not Only Extraction of Minerals	552
Chekmenyova D.V. Global Warming and the Arctic	553
Dubovnikov P.A. Medical Service in the Arctic Conditions: Challenges and Perspectives	555
Kazhumukhanova M.Z. Lithological Features of Bed Sediments in the Northern Part of the Laptev Sea	558
Loskutov V.V. Numerical model of atmosphere medium with black carbon particles in arctic for determining optical radiation extinction	560
Marina A.A. Arctic Drilling Challenges	562
Metlyakov L.V., Zlobin S.D. Oil and Natural Gas Arctic Fields Exploration on the Kara Sea Shelf	564

Molchanova A.A. Causes and Consequences of Arctic Ice Melting	567
Oberemok I.A. Gas Hydrate Deposit Development in the Arctic: Geoecological and Technical Challenges	569
Patrakeev V.O., Gorodilov D. A. Problems of barents offshore oil production by means of gas hydrates	571
Rogova K.A. Towards the Regional Particularities of Offshore Oil Production and Subsea Transportation in the Arctic	573
Serebryannikov A.A., Ovkin D.S. Floating and Gravity-Based Drilling Platforms	575
Shagdurov B.O., Ochirov B.B. The History of Shtokman Field Development	576
Shestakova A.V. Assessment of Reservoir Temperatures of Tarys and Choygan Geothermal Systems (Eastern Tuva)	578
Vasilyev V.V., Kulyshkina S.G. Petroleum Production in the Arctic: Cost-Effective Technologies and Approaches	581
Zhetpishbayeva M.K., Almatkyzy M. Humans under the Conditions of Autonomous Existence in the Arctic	583
Vanyashin D. A. History of drifting stations	585
Burkov P., Matvienko V., Burkov V., Burkova S. Evaluation of soil-pipe interaction of underwater pipelines in soft soils	588
ДИСКУССИОННЫЙ КЛУБ	
Смилевц И.Д. Земля Санникова. Была ли она?	594
СОДЕРЖАНИЕ	603

Научное издание

Творчество юных – шаг в успешное будущее
Материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции
с международным участием с элементами научной школы
имени профессора М.К. Коровина


Издательство ТПУ
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс (3822) 563535, 564557
e-mail: publish@tpu.ru

Подписано к печати _____ 2016. 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